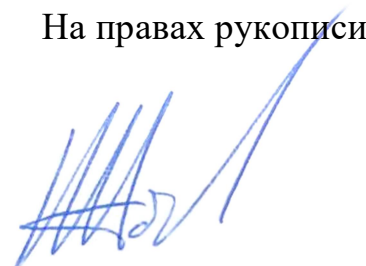


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Казанский государственный энергетический университет»

На правах рукописи

Абдуллазянов Айнур Фоатович



**ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС АВТОНОМНОГО  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ФУНКЦИЯМИ ДИАГНОСТИКИ  
ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ И СИСТЕМАМИ  
НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
д-р техн. наук Г. В. Вагапов

Казань – 2024

## Оглавление

<b>Введение</b> .....	5
<b>1 Направления развития распределительных электрических сетей по реализации технологий <i>SMART GRID</i>, включающих АСНЭ</b> .....	14
1.1 Основные направления применения электрохимических АСНЭ.....	14
1.1.1 Технологии <i>Smart Grid</i> .....	14
1.1.2 Современное состояние систем накопления энергии.....	15
1.1.3 Аккумуляторные батареи АСНЭ и режимы их заряда.....	24
1.1.4 Особенности режимов работы электротехнических комплексов «энергоустановка – АСНЭ».....	28
1.1.5 Расширение функционала АСНЭ.....	32
1.2 Распознавание ОЗЗ и локализация места повреждения в электрических сетях с изолированной нейтралью .....	36
1.2.1 Направления исследований в области распознавания ОЗЗ .....	36
1.2.2 Использование высших гармоник токов для определения расстояния до места ОЗЗ в воздушных электрических сетях.....	38
1.2.3 Методы повышения чувствительности систем распознавания ОЗЗ и реализация функций мониторинга по определению расстояния до аварии. .	42
1.2.4 Локализация места ОЗЗ с использованием стационарных и мобильных индикаторов режимов ВЛ.....	45
1.3 Выводы.....	50
<b>2 Выбор параметров электрохимических АСНЭ в составе энергоустановок, работающих в локальных системах электроснабжения</b> .....	52
2.1 Особенности использования АСНЭ в ЛСЭ.....	52
2.2 Выбор параметров АБ АСНЭ при вариации зарядного тока по условиям экономии топлива .....	55
2.3 Выбор параметров АБ АСНЭ при постоянстве зарядного тока по условиям экономии топлива .....	64
2.3.1 Минимизация расхода топлива при фиксированной продолжительности разряда АБ АСНЭ.....	75
2.3.2 Минимизация расхода топлива при свободном изменении продолжительности разряда АБ АСНЭ.....	78
2.4 Методика выбора параметров АСНЭ при постоянном токе заряда.....	83
2.5 Выводы.....	88

<b>3 Тестирование фидеров 6–10 кВ на переменном и постоянном токе с использованием АСНЭ с целью определения расстояния до ОЗЗ и места повреждения .....</b>	<b>90</b>
3.1 Схемные решения и принцип использования АСНЭ для определения расстояния до места ОЗЗ .....	90
3.2 Тестирование фидера низкочастотным сигналом .....	94
3.3 Имитационное моделирование тестовых режимов .....	99
3.3.1 Тестовые режимы на примере одиночной линии.....	99
3.3.2 Сочетание метода «резонансных» частот и метода тестирования фидера переменным и постоянным током.....	107
3.4 Методика расчета аварийной отпайки по тестовым сигналам на постоянном токе посредством коммутации трансформаторных подстанций .	118
3.5 Формализация алгоритма распознавания ВЛ с ОЗЗ фидера древовидной структуры в режиме тестирования.....	125
3.5.1 Методика расчета активных сопротивлений тестовой схемы фидера на постоянном токе .....	128
3.5.2 Методика определения места ОЗЗ на фидере древовидной структуры в тестовом режиме без отключения трансформаторов.....	131
3.5.3 Обрыв фазного провода на землю .....	138
3.6. Выводы.....	140
<b>4. Мобильный электротехнический комплекс определения места повреждения на воздушной линии напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали .....</b>	<b>143</b>
4.1. Постановка задачи разработки мобильного электротехнического комплекса.....	143
4.2 Математические методы выделения полезного сигнала на основе преобразования Фурье .....	145
4.3. Техническая реализация мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на воздушной линии напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали.....	153
4.4. Аprobация мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на фидере напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали .....	156
4.4.1 Техническая реализация аprobации мобильного ЭТК в лабораторных условиях на ПАК <i>RTDS</i> .....	156

4.4.2 Описание имитационной модели при апробации мобильного ЭТК на ПАК <i>RTDS</i> .....	157
4.4.3 Экспериментальные исследования мобильного ЭТК на ПАК <i>RTDS</i> ....	162
4.4.4 Апробация мобильного электротехнического комплекса на ЛЭП 10 кВ.....	175
4.5 Выводы.....	179
<b>Заключение.....</b>	<b>181</b>
<b>Список литературы.....</b>	<b>187</b>
<b>Список публикаций по теме диссертации.....</b>	<b>200</b>
<b>Список сокращений .....</b>	<b>203</b>
<b>Список терминов.....</b>	<b>204</b>
<b>Приложение А.....</b>	<b>205</b>
<b>Приложение Б .....</b>	<b>207</b>

## Введение

**Актуальность исследования.** Современные распределительные электрические сети 6–10 кВ характеризуются широким и быстрым внедрением технологий *Smart Grid*, которым присущи такие аспекты функционирования, как гибкость – способность подстраиваться под потребности потребителей электроэнергии, доступность – свободное подключение новых пользователей, включая генерирующие источники традиционного типа и возобновляемые источники энергии, надежность – гарантированная защищенность и качество поставки электроэнергии в соответствии с вызовами цифрового века, экономичность – эффективное управление и регулирование функционированием электрической сети [101]. Применение аккумуляторных систем накопления электроэнергии (АСНЭ) обеспечивает гибкость, доступность, экономичность работы электротехнического комплекса (ЭТК) с газопоршневыми или газотурбинными энергоустановками (ГПУ и ГТУ), особенно при островном режиме. ГПУ чувствительны к резким изменениям нагрузки, что ограничивает их использование при наличии резкопеременной нагрузки или же при частых пусках сравнительно мощных электродвигателей. Использование АСНЭ дает возможность компенсации сбросов и набросов электрической мощности в сети, сохраняя параметры качества электроэнергии, что и делает электрическую сеть гибкой.

Также сами АСНЭ по переменному току могут выступать источниками зондирующих сигналов. В совокупности это отвечает требованиям надежности к системам *Smart Grid* и повышению экономичности функционирования. Привязка однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) к конкретной воздушной линии (ВЛ) на фидере древовидной структуры (по принятой технической терминологии – радиальном фидере с ответвлениями) позволяет при наличии реклоузеров или же разъединителей с дистанционно управляемым электроприводом оперативно вывести из работы поврежденный участок линии электропередачи. Тем самым оставшаяся в работе электрическая сеть не

подвергается опасным перенапряжениям, что, в свою очередь, повышает надежность ее функционирования. Повышение экономичности функционирования достигается сокращением перерыва электроснабжения при опасных перенапряжениях посредством прицельного направления оперативных выездных бригад (ОВБ) к уже установленному месту аварии, и отключение линии электропередачи на ремонтные работы выполняется в плановом порядке.

Как известно из [104], возобновляемые источники энергии (ВИЭ), в первую очередь на основе ветроустановок, отличаются нестабильным режимом своей работы и по качеству электроэнергии вносят ограничения на возможность их прямого подключения к электрической сети. В то же время АСНЭ, как и в случае с резкопеременной нагрузкой, гарантируют стабильные параметры режима электрической сети, обеспечивая ее доступность для ВИЭ. Одновременно решается и задача повышения стабильности функционирования путем привлечения собственников малой генерации к участию в балансировании электропотребления. В автономных системах электроснабжения нефте- и газодобычи и в районах Крайнего Севера актуальна проблема экономии топлива в энергоустановках распределенной генерации: привозное жидкое топливо кратно возрастает в цене в сравнении со стоимостью топлива на материке, а в случае попутного газа, используемого для ГПУ и ГТУ, себестоимость производимой электроэнергии существенно зависит от его химического состава, так как глубокая очистка высокочрезвычайно затратна. В этой связи актуальной является проблема разработки методики выбора параметров и алгоритма управления АСНЭ, обеспечивающих минимизацию эксплуатационных расходов на потребляемое топливо с сохранением ресурса аккумуляторных батарей (АБ).

В распределительных электрических сетях (РЭС) 6–10 кВ серьезной проблемой является идентификация мест ОЗЗ на ВЛ, что отмечается в [20, 21, 39, 42, 55, 71, 103]. Односторонние измерения параметров режима со стороны шин центра питания (ЦП) в принципе не способны дать однозначный ответ, на какой ВЛ радиального фидера произошло ОЗЗ. Изложенный в работе [23] метод многосторонних измерений параметров режима на высших гармониках требует

организации каналов связи между ЦП и потребительскими подстанциями 10/0,4 кВ большой пропускной способности для передачи цифровых копий сигналов с разрешением не менее 256 точек на период промышленной частоты, либо использования интеллектуальных приборов учета с функциями гармонического анализа сигналов тока и напряжения, таких как, например, приборы учета *ARIS EM* компании «Прософт-Системы» [92].

Современные РЭС дополняются возможностями резервирования за счет распределенной генерации, установки реклоузеров, что в определенной мере позволяет поддерживать электроснабжение потребителей при отключениях фидеров со стороны ЦП. Кратковременные плановые перерывы электроснабжения практически неизбежны при выполнении ремонтных работ на ВЛ по устранению причин ОЗЗ, и они не ухудшают индексы оценки эффективности сетевых компаний *SAIDI*, *SAIFI* и *CAIDI*. В связи с этим спланированное кратковременное отключение фидера в пределах 10–20 минут для выполнения процедур его тестирования вполне возможно, в то же время в последующем резко сокращается поиск места повреждения и существенно снижается вероятность перехода ОЗЗ в короткие замыкания, которые неизбежно отключаются по результатам действия релейной защиты, что приводит уже к длительным перерывам электроснабжения и улучшению индексов *SAIDI*, *SAIFI* и *CAIDI*.

Источниками тестовых сигналов могут служить как самостоятельные приборы, так и АСНЭ, которые получают все большее распространение в связи с использованием ВИЭ и распределенной генерации на основе ГПУ. Последние, как отмечено выше, при резких изменениях нагрузки не обладают возможностью поддержания частоты в динамике, и использование АСНЭ решает данную проблему. Таким образом, в состав РЭС как один из элементов, обеспечивающих их гибкое функционирование, входит АСНЭ с функцией источников постоянного тока.

Наличие системы накопления электроэнергии позволяет организовать тестирование фидера специально сформированными сигналами, которые,

с учетом взаимосвязи между различными параметрами ВЛ и параметрами сигнала, а также гибкого нацеленного изменения топологии фидера, позволяют однозначно выявить поврежденную ВЛ путем односторонних измерений. Принимая во внимание, что зондирующие сигналы подключаются к уже отключенному фидеру, источниками сигналов могут являться и отдельные низковольтные устройства, обладающие достаточной мощностью и уровнем напряжения. Таким образом, актуальна проблема разработки методов тестирования фидеров с использованием АСНЭ в качестве источника зондирующих сигналов, а также мобильных устройств распознавания мест ОЗЗ на участке фидера, заранее локализованном расчетным путем, что решает задачу минимизации ущерба потребителю от недоотпуска электроэнергии. В результате улучшаются такие ключевые показатели оценки эффективности эксплуатации электрических сетей, как *SAIDI*, *SAIFI* и *CAIDI*.

**Цель диссертационной работы** – разработка методов и алгоритмов эффективного управления режимами ЭТК автономного электроснабжения с АСНЭ, обеспечивающими экономию топлива и ускорение поиска мест ОЗЗ на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи.

#### **Объект исследования**

Объектом исследования выступают стационарные ЭТК автономного электроснабжения, включающие в себя источники генерации, аккумуляторные системы накопления электроэнергии, систему коммутации для подключения двунаправленного преобразователя к диагностируемым воздушным линиям 10 кВ, а также мобильный электротехнический комплекс распознавания места ОЗЗ (мобильный ЭТК) на основе тестовых сигналов от стационарного ЭТК.

#### **Предмет исследования**

Предметом исследования являются согласованное управление режимами работы энергоустановок и АСНЭ ЭТК, обеспечивающее экономию топлива, а также диагностирование воздушных линий тестовыми сигналами постоянного и переменного тока с целью распознавания места ОЗЗ, включая адаптированный под них мобильный ЭТК.



### **Задачи исследования**

1. Выбор параметров режима энергоустановок (ЭУ), мощности и энергоемкости АСНЭ на суточном цикле их функционирования, обеспечивающих минимизацию расхода топлива в ЭТК автономных систем электроснабжения, при вариации условий заряда и разряда АБ.

2. Разработка методов диагностирования отключенных фидеров на основе использования АСНЭ как источника тестовых сигналов переменного тока для расчета расстояния до места ОЗЗ по данным односторонних измерений параметров тестовых режимов.

3. Разработка методов расчетного определения места ОЗЗ на основе тестирования отключенного фидера по двум его фазам сигналами постоянного тока от АСНЭ и алгоритмов формирования тестовых схем.

4. Разработка, структурный и параметрический синтез мобильного ЭТК для диагностики ЭТК автономного электроснабжения для распознавания места ОЗЗ по тестовым сигналам от АСНЭ.

### **Научная новизна исследования** заключается в следующем:

1. Разработаны методы выбора параметров режимов ЭТК, мощности и энергоемкости АСНЭ, обеспечивающих минимизацию расхода топлива ЭУ в условиях заряда аккумуляторных батарей номинальным и пониженным током и их разряда форсированным током на основе непрерывного метода оптимизации Лагранжа, налагаемого на дискретные интервалы ступенчатых графиков нагрузки.

2. Предложены метод и схемное решение диагностирования отключенных аварийных ВЛ электропередач 6–10 кВ сигналами переменного тока нулевой последовательности (НП) от АСНЭ на разных частотах для определения расстояния до ОЗЗ и их сочетание с методом «резонансных» гармоник для однозначного определения места аварии на фидере древовидной структуры.

3. Разработаны метод, основанный на формировании двух разных путей их замыкания на землю посредством избирательной коммутации понижающих трансформаторов и выполнении односторонних измерений параметров тестового режима, алгоритм и схемное решение диагностирования отключенных аварийных

ВЛ электропередач 6–10 кВ сигналами постоянного тока от АСНЭ по двум фазам воздушных линий.

4. Выполнен структурный и параметрический синтез, разработаны алгоритм и программное обеспечение мобильного ЭТК для топографической диагностики электротехнического комплекса автономного электроснабжения с целью конкретизации места ОЗЗ посредством распознавания зондирующих сигналов от АСНЭ в спектре электрического поля ВЛ.

**На защиту выносятся следующие положения:**

1. Метод выбора параметров режимов ЭУ и АСНЭ как составных частей ЭТК по условиям минимизации расхода топлива энергоустановок в режимах заряда АБ номинальным и пониженным током и разряда АБ форсированным током, учитывающий изменение потерь электроэнергии в АСНЭ.

2. Метод и схемное решение диагностирования отключенных аварийных фидеров 6–10 кВ ЭТК сигналами переменного тока НП на пониженных частотах для расчета расстояния до мест ОЗЗ и их сочетание с методом «резонансных» гармоник для ограничения зоны поиска места ОЗЗ на фидерах древовидной структуры.

3. Метод диагностирования отключенных аварийных фидеров 6–10 кВ ЭТК сигналами постоянного тока по двум фазам на основе алгоритма выбора коммутируемых трансформаторов по результатам односторонних измерений фазных токов, обеспечивающий однозначное определение места ОЗЗ на фидерах древовидной структуры.

4. Схемные и функциональные решения мобильного ЭТК, использующего зондирующие сигналы в ВЛ от АСНЭ, методы обработки измеряемых сигналов, алгоритмы и программное обеспечение, предназначенные для диагностирования места ОЗЗ в процессе топографического поиска места ОЗЗ посредством выделения зондирующих сигналов в спектре электрического поля воздушной линии.

**Теоретическая значимость работы**

Обоснована методика управления режимами заряда-разряда АСНЭ, обеспечивающая экономию топлива энергоустановок. Разработаны методы

тестирования радиального фидера и алгоритмы формирования схем тестирования, обеспечивающие распознавание поврежденного участка и места ОЗЗ при наличии переходного сопротивления. Обоснована методика локации места ОЗЗ непосредственно на трассе ВЛ по спектральному составу электрического поля.

**Практическая значимость работы** состоит в том, что она позволяет: сократить время на диагностику и определение места ОЗЗ и, как следствие, снизить недоотпуск электроэнергии конечному потребителю; определить мобильным электротехническим комплексом поврежденную арматуру ВЛ в любых погодных условиях; обеспечить экономию топлива энергоустановок посредством оптимального управления режимами заряда и разряда АСНЭ.

### **Методы исследования**

Для теоретического решения поставленных задач использовались методы теории электрических цепей и теории длинных линий, метод оптимизации на основе неопределенных множителей Лагранжа, методы цифровой обработки сигналов, метод симметричных составляющих; отладка разработанных алгоритмов для мобильного ЭТК выполнялась на основе имитационного моделирования в программно-аппаратном комплексе (ПАК) RTDS с последующей проверкой работоспособности методов посредством сопоставления с результатами натуральных экспериментов.

**Достоверность результатов, выводов и рекомендаций** подтверждается совпадением приведенных результатов моделирования в сертифицированном программном продукте *Real Time Digital Simulation* с результатами натуральных экспериментов; сопоставлением полученных результатов с результатами, приведенными в ранее опубликованных работах других авторов, с использованием апробированного ПАК *RTDS*.

### **Апробация работы**

Основные результаты работы обсуждались на всероссийских и международных конференциях: VIII Международной научно-технической конференции «Развитие и повышение надежности распределительных электрических сетей», г. Москва, 2023; XV Всероссийской научно-технической

конференции «Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем», Чебоксары, 2023; Международной научно-практической конференции «Инновации в науке и технике», Бишкек, 2022; Всероссийской научно-практической конференции «Релейная защита и автоматика. Режимы нейтрали. Ограничение перенапряжений», Екатеринбург, 2021; International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, Latvian, 2021; XV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике», Казань, 2020; XII Всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике», Чебоксары, 2020; International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2020; IV Международной научно-практической конференции «САПР и моделирование в современной электронике», Брянск, 2020.

### **Публикации**

Основные результаты изложены в 16 публикациях (в том числе 7 публикациях в рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК по специальности 2.4.2, 2 публикациях в журналах, индексируемых в *Scopus* и *Web of Science*), в 1 патенте на изобретение и 1 свидетельстве на программу для ЭВМ.

**Личное участие автора в получении результатов.** Все основные теоретические положения разработаны лично автором, как и анализ численных расчетов на имитационных моделях. Также автор анализировал результаты экспериментов. Проведение натурных экспериментов по мониторингу ОЗЗ на ВЛ выполнено им в соавторстве.

**Внедрение результатов.** Результаты диссертационного исследования внедрены в АО «Сетевая компания», Республика Татарстан, в виде мобильного электротехнического комплекса.

### **Перспективы дальнейшей разработки темы исследования**

Перспективно развитие темы в части использования искусственного интеллекта для оптимизации управления ЭТК «энергоустановка – АСНЭ» в условиях вариации суточных графиков нагрузки, минимизации количества

коммутаций при тестировании фидера в зависимости от его схемной структуры, совершенствования алгоритмов обработки сигнала мобильного ЭТК с целью снижения воздействия помех.

**Соответствие диссертации научной специальности.** Диссертация соответствует специальности 2.4.2 в области исследований:

1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования.

3. Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления.

4. Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов.

**Структура и объем работы:** диссертация состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка литературы и приложений. Общий объем работы составляет 207 страниц. Работа содержит 5 таблиц, 118 рисунков. Список литературы состоит из 104 наименований.

Научное исследование проведено в рамках выполнения ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса на 2014–2020 годы», уникальный идентификатор проекта *RFMEFI57418X0188*, на тему «Разработка систем накопления электроэнергии в системе автономного электроснабжения в децентрализованных зонах с использованием гибридных систем, состоящих из традиционных генерирующих источников и систем накопления электроэнергии».

# 1 Направления развития распределительных электрических сетей по реализации технологий *SMART GRID*, включающих АСНЭ

## 1.1 Основные направления применения электрохимических АСНЭ

### 1.1.1 Технологии *Smart Grid*

Надежность и качество электроснабжения потребителей регламентировано многочисленными как федеральными, так и региональными нормативными правовыми актами, такими как законы, постановления Правительства Российской Федерации, распоряжения, перечни и т. д. В первую очередь, это статья 38 Федерального закона № 35-ФЗ (ред. от 01.05.2022) «Об электроэнергетике». В соответствии с ней для повышения энергетической эффективности и надежности электроснабжения и снижения социально-экономических негативных последствий от перерывов электроснабжения в ПАО «Россети» разработана программа инновационного развития (ПИР) на период 2020–2024 гг. с перспективой до 2030 г. [63]. Основной целью ПИР является создание условий перехода к ЭС нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности, управляемости и клиентоориентированности.

Согласно ПИР, электрическая сеть нового технологического уклада – это электроэнергетическая система с автоматическим управлением, самодиагностикой в режиме реального времени, с гибкой автоматической реконфигурацией сети и предоставлением специализированных услуг и сервисов. При этом возможно подключение к сети источников распределенной генерации, в том числе и ВИЭ, т. е. все это описывается как «технологии *Smart Grid*». Наглядное представление о реализации технологий *Smart Grid* дает рисунок 1 [87]. Данный рисунок отражает все составляющие пилотного проекта *TIGON* [87], стартующего при поддержке консорциума из 15 европейских стран на площадках Франции и Испании. Данный проект предполагает использование сетей постоянного и переменного тока, подключение ВИЭ, установку

электрохимических АСНЭ и использование единой системы управления гибридным электротехническим комплексом.

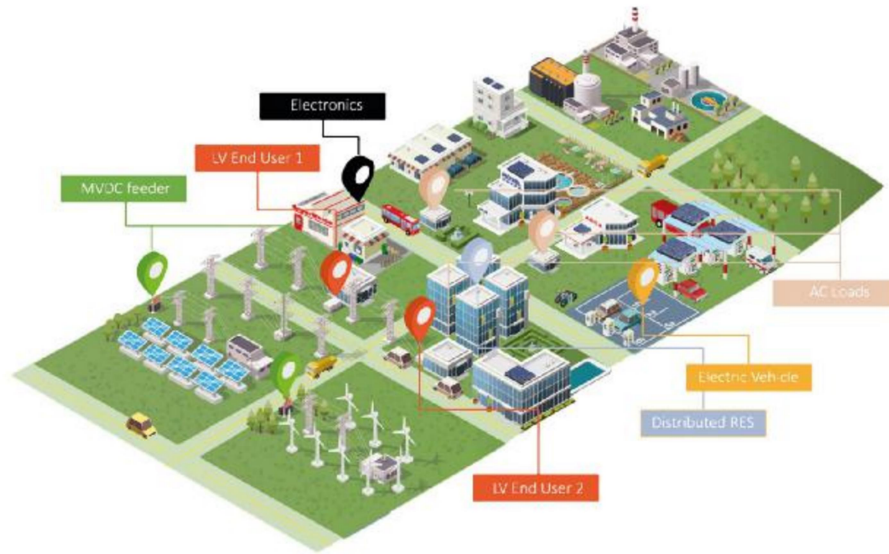


Рисунок 1 – Гибридная РЭС с реализацией технологий *Smart Grid* [87]

Ниже в разделе 3 диссертационного исследования будет показано, как можно эффективно использовать источник постоянного тока для тестирования фидеров с целью распознавания места ОЗЗ. При этом источником постоянного тока являются АБ АСНЭ.

### 1.1.2 Современное состояние систем накопления энергии

Можно выделить «семь технологий долговременного хранения энергии, которые планируются к коммерческому внедрению в ближайшей перспективе, в дополнение к ГАЭС, являющимися в настоящее время единственными долговременными НЭ, полностью готовыми к участию в энергетическом рынке» [53]. «К указанным технологиям относятся: литий-ионные аккумуляторные батареи; НЭ на жидком воздухе; проточные аккумуляторные батареи; НЭ на сжатом воздухе; гравитационные НЭ; солевые и водородные НЭ. Все указанные технологии находятся на разных стадиях промежуточной коммерческой готовности и возможности обеспечить локальную гибкость энергосистемы и отвечать системным требованиям» [53]. Последнее десятилетие отмечено

расширением сферы использования накопителей энергии, рисунки 2 и 3. Объем ежегодных вводов АСНЭ, который в 2020 г. составлял 4,5 ГВт, в 2021 г. превысил 10 ГВт.

Необходимо отметить новое направление в используемых АБ для электрохимических АСНЭ. Американская энергокомпания *Georgia Power* «планирует реализацию совместного проекта строительства системы АСНЭ на базе инновационных железо-воздушных аккумуляторов. Ее мощность составит 15 МВт, а энергоемкость – 1 500 МВт·ч и она способна обеспечить до 100 часов непрерывного разряда АБ. Цена хранимой электроэнергии составляет менее \$ 20 за киловатт-час, что намного дешевле электроэнергии, хранимой литий-ионными АБ, и сопоставима по стоимости с электроэнергией, производимой тепловыми электростанциями. Железо-воздушная АСНЭ состоит из модулей, каждый из которых содержит от 10 до 20 аккумуляторов, заполненных железными гранулами (анод) и негорючим электролитом на водной основе» [69].

«Катодом является кислород, содержащийся в атмосферном воздухе. Основной технологический принцип работы железо-воздушных аккумуляторов – обратимая коррозия. Во время разряда аккумулятора гранулы взаимодействуют с атмосферным кислородом и железо превращается в ржавчину с выделением энергии. Во время заряда аккумулятора происходит обратное превращение ржавчины в железо под воздействием электрического тока с выделением кислорода. Железо-воздушные АСНЭ характеризуются высоким коэффициентом плотности размещения, составляющим в среднем 1 МВт/акр, с возможностью его увеличения до более чем 3 МВт/акр. Данная разработка использует доступное и недорогое железо и имеет потенциал крупномасштабного развертывания» [73].

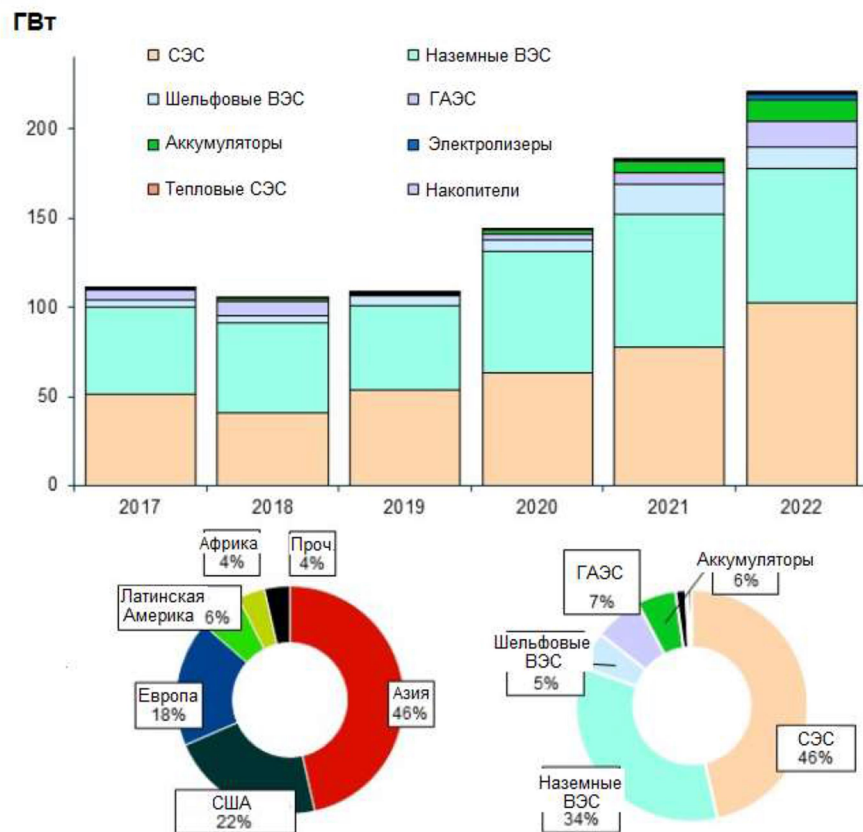
Перспективно применение АСНЭ относительно малой мощности (от десятков киловатт до нескольких мегаватт) в распределительных электрических сетях 6–10 кВ. Улучшаемые при этом показатели представлены на рисунке 4, категории объектов приведены на рисунке 5.



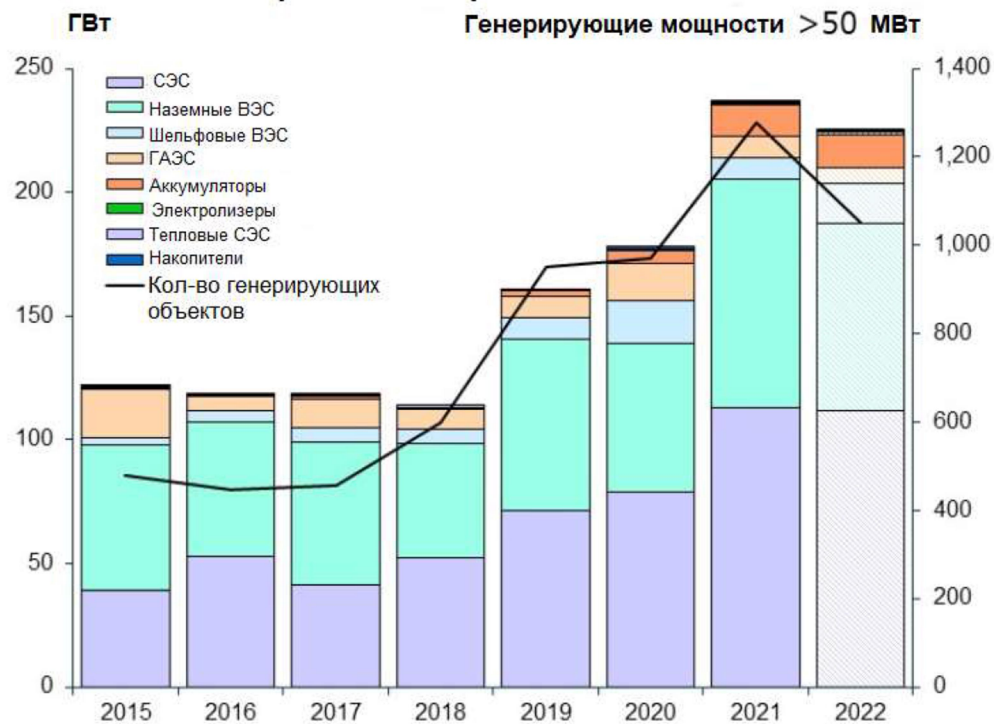


RYSTAD ENERGY

### Генерирующие мощности в мире по типу, годам и регионам



### Новые ВИЭ-проекты в мире



Source: Rystad Energy RenewableCube, Rystad Energy research and analysis

Рисунок 2 – Динамика развития генерации и АСНЭ различных видов

**Особенность СНЭЭ:** многофункциональность, позволяющая одновременно создать несколько экономических эффектов.

**Возможные направления применения СНЭЭ:**

- Энергетический арбитраж;
- Вращающийся резерв;
- Регулирование частоты;
- Повышение качества электроэнергии, в т.ч. уровней напряжения;
- Аварийное восстановление электроснабжения;
- Обеспечение договорных поставок электроэнергии;
- Ликвидация перегрузки ЛЭП;
- Перенос сроков сетевого строительства;
- Перенос сроков сетевого строительства в распределительных сетях;
- Снижение затрат на покупку электроэнергии, в т.ч. по модели ценозависимого снижения потребления;
- Снижение затрат на покупку мощности, в т.ч. по модели ценозависимого снижения потребления;
- Интеграция ВИЭ в энергосистему;
- Автономное энергоснабжение.

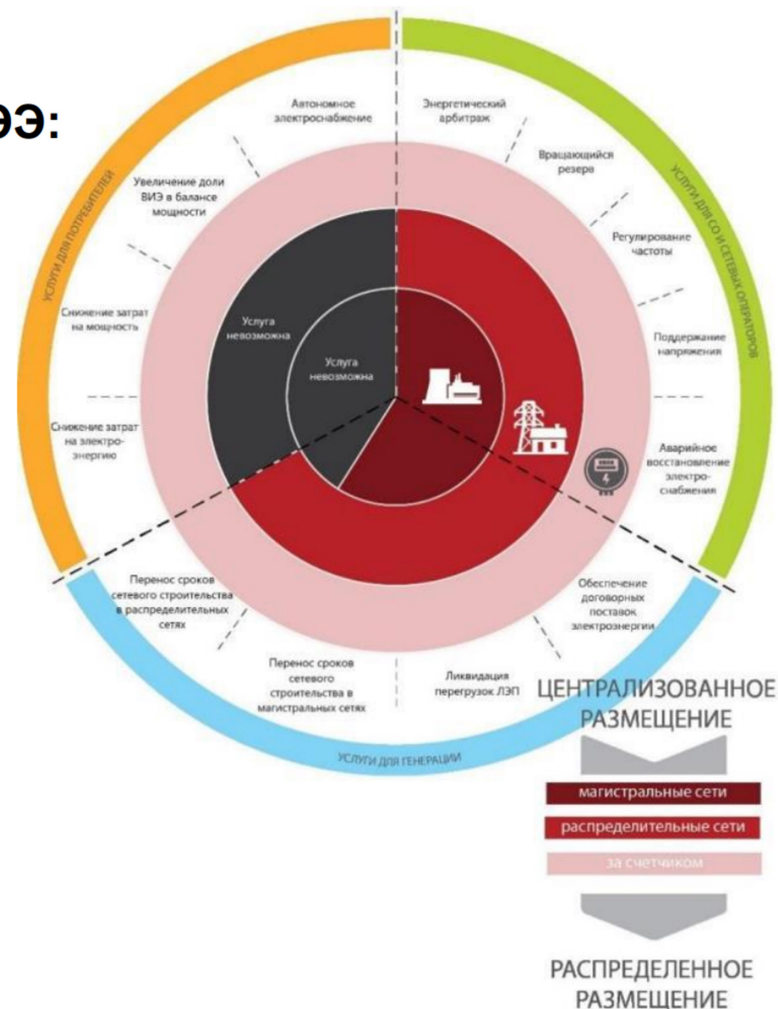


Рисунок 3 – Направления применения АСНЭ

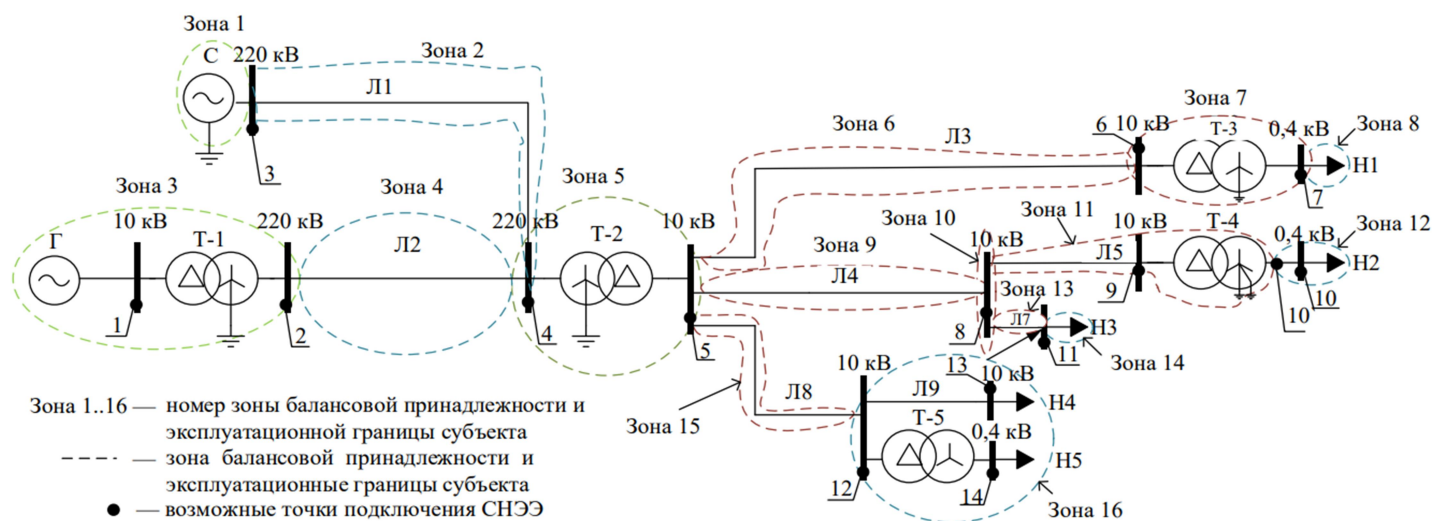


Схема ЭЭС с делением на зоны балансовой принадлежности

№ зоны	Тип объекта ЭЭ	U <sub>ном</sub> , кВ	№ точки подключения	Категория/подкатегория	Улучшаемый показатель
5	Понижающая подстанция (Питающий центр) №2	110-220 и выше	4	D	Системная надежность: режимная и балансная; Надежность электроснабжения.
		6-35	5	C или D	Системная надежность: режимная и балансная; Надежность электроснабжения.
6, 9, 13, 15	ЛЭП распределительных сетей	6-35	5, 6, 8, 12	B, C	Качество электроэнергии; Надежность электроснабжения.
7, 10, 11, 16	Трансформаторная подстанция (ТП), распределительный пункт (РП)	6-10	6, 8, 9, 12	A или B	Качество электроэнергии; Надежность электроснабжения.
		0,4	7, 10, 13	A или B	Качество электроэнергии; Надежность электроснабжения.
8, 12, 14, 16	Потребитель (нагрузка)	6-10	11, 13	A, B, C	Качество электроэнергии; Надежность электроснабжения.
		0,4	7, 10, 14	A, B	Качество электроэнергии; Надежность электроснабжения.

Рисунок 4 – Перспективные точки подключения АСНЭ

Категория объектов	Номинальная мощность СНЭЭ в точке подключения	Подкатегория <sup>1</sup> объекта	Номинальная мощность СНЭЭ в точке подключения
A	До 150 кВт		
B	От 150 кВт (включительно) до 5 МВт	B1	От 150 кВт до 670 кВт (включительно)
		B2	От 670 кВт до 5 МВт (включительно)
C <sup>2</sup>	От 5 МВт (включительно) до 25 МВт		
D	От 25 МВт (включительно), или подключенные к сети 110 кВ и выше		
SX	Тип A или B, включая существующие генерирующие мощности, оснащенные СНЭЭ		
T	Временно подключенные		

Примечание: <sup>1</sup> – подкатегория обусловлена различными требованиями к обмену сигналами и передаче данных;

<sup>2</sup> – предъявляются требования к имитационной модели в категории C и выше, начиная с мощности более 10 МВт.

Рисунок 5 – Категории объектов АСНЭ по отношению к общей номинальной мощности в точке подключения

Рисунки 4 и 5 иллюстрируют классификацию, основанную на принятой в Дании, с актуальными для РФ изменениями (*материалы предоставлены Секцией по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике*). Приведенная схема, рисунок 4, характерна для распределительных электрических сетей РФ напряжением 6–10 кВ. Фидеры отличаются большой протяженностью, древовидной структурой и наличием питания только с одной стороны. Рисунок 4 демонстрирует точки подключения АСНЭ, обеспечивающие как повышение надежности электроснабжения удаленных потребителей, так и качества электроэнергии. Как будет показано далее, при появлении ОЗЗ на ВЛ АСНЭ могут использоваться для зондирования фидеров сигналами переменного и постоянного тока, что позволяет быстро определять место повреждения, в том числе и при больших переходных сопротивлениях. Одновременно АСНЭ может участвовать на коммерческой основе в регулировании отпуска электроэнергии с шин ЦП, рисунок 6.

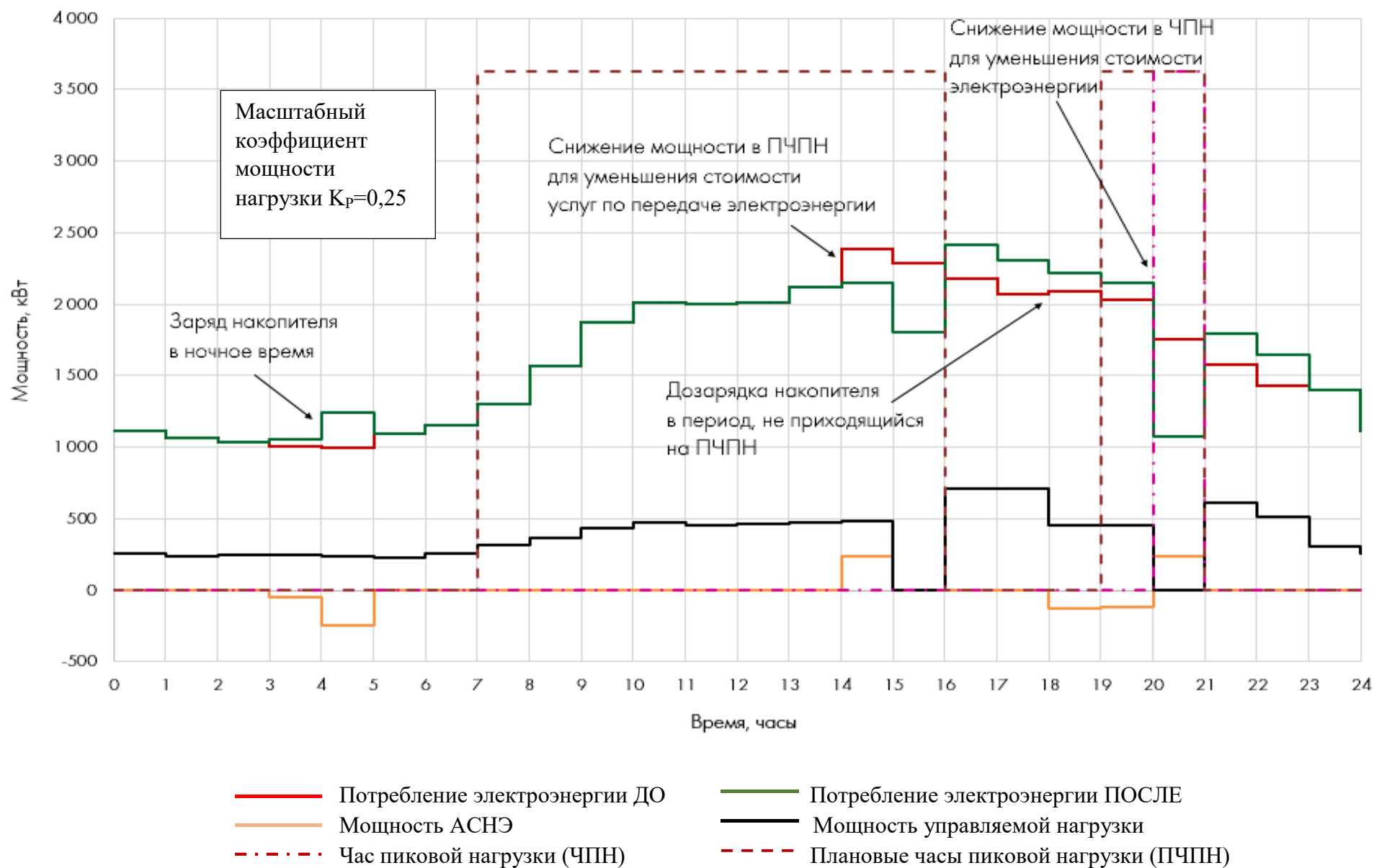


Рисунок 6 – Пример суточного графика с симуляцией работы накопителя по снижению мощности ПЧПН

Специалисты ГК «РТСофт», предоставившие приведенные графики, считают, что планировать режимы работы АСНЭ необходимо с учетом следующих технических и экономических факторов: прогноза потребления электроэнергии и ее стоимости, стоимости подключенной к РЭС генераторной мощности, интервалов учета сетевой мощности (ПЧПН), стоимости оплаты максимальной мощности (ЧПН) и т. п., в том числе управления спросом частных потребителей.

«В штате Западная Австралия запущен проект *Symphony*, целью которого является создание виртуальной электростанции (*Virtual Power Plant, VPP*) с использованием АСНЭ малой мощности на базе более 500 домашних хозяйств и частных предприятий. Проект стоимостью А\$ 35 млн ( $\approx$ \$ 27 млн) будет реализован в Саутерн-Ривер (*Southern River*) – пригороде Перта (*Perth*), где у более чем половины домохозяйств на крышах установлены солнечные панели» [73], рисунок 7.



а)



б)

Рисунок 7 – Электрохимические АСНЭ для домохозяйств:

а – централизованная стационарная АСНЭ на несколько сотен киловатт;

б – мачтовая АСНЭ на 30 кВт для нескольких домохозяйств

Американская энергетическая компания *PG&E* в партнерстве с компаниями *Sunverge Energy* и *LG Electronics* в 2022 г. запустила в американском штате

Калифорния пилотный проект *VPP* в составе децентрализованных бытовых накопителей электроэнергии (БНЭЭ). В рамках пилотного проекта у примерно 100 обслуживаемых *PG&E* потребителей – собственников фотоэлектрических установок – будут установлены БНЭЭ, предоставляемые *LG Electronics*. Управление, контроль и оптимизация режимов работы БНЭЭ будут осуществляться с помощью платформы управления распределенными энергоресурсами, предоставляемой *Sunverge Energy*. Пилотный проект *VPP* является одним из первых в США, в котором комплексно сочетаются управление нагрузкой потребления, управление режимами работы фотоэлектрических установок и накопителей энергии [73].

Тайская компания *Impact Solar* привлекла компанию *Hitachi ABB Power Grids* к реализации проекта по созданию крупнейшей в Таиланде микросети разветвления управляемой АСНЭ в рамках создания крупнейшей в Таиланде частной микросети. «Проектная генерирующая мощность микросети – 214 МВт, в ее состав входят когенерационные газовые установки, кровельные фотоэлектрические установки, плавучие» [88] *BESS*. Она позволяет работать АСНЭ «как в электрических сетях общего пользования, так и в составе автономной микросети, что обеспечивает бесконфликтную интеграцию ВИЭ-генерации и устойчивость энергосистемы при одновременном снижении эксплуатационных расходов. Предлагаемое *Hitachi ABB Power Grids Ltd* технологическое решение доступно в двух вариантах исполнения (интегрированном и модульном) для установки в удаленных населенных пунктах, у независимых производителей электроэнергии, коммунальных, коммерческих и промышленных предприятий (диапазон номинальной мощности, предоставляемой АСНЭ, от нескольких ватт до нескольких мегаватт)» [88].

Приведенные выше материалы отражают новейшие достижения в области АСНЭ за 2021–2023 гг. [50]. В работе также использованы материалы заседаний секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и секции по проблемам НТП

в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике за 2022–2023 гг.

### 1.1.3 Аккумуляторные батареи АСНЭ и режимы их заряда

Применение АСНЭ в РЭС, где отсутствует системный эффект балансирования нагрузки с целью поддержания устойчивой совместной работы электрической сети и ветропарков установленной мощностью несколько сотен мегаватт [99], существенно зависит от стоимостных показателей литий-ионных батарей, таблицы 1 и 2. Из них следует, что удельная стоимость одного киловатт-часа электроэнергии зависит как от материала, используемого в АБ, так и от задаваемого ресурса. Разработчик модели *Renera* предполагает, что их стоимость будет ниже в 2–3 раза, чем у зарубежных аналогов. Таблица 2 иллюстрирует такие важные характеристик АБ, как значения номинальных токов заряда и разряда –  $0,5C$ . Для этого условия максимальный ток разряда является четырехкратным по отношению к номинальному току.

Рассмотрим зарядные характеристики литий-ионных батарей, рисунки 8 и 9.

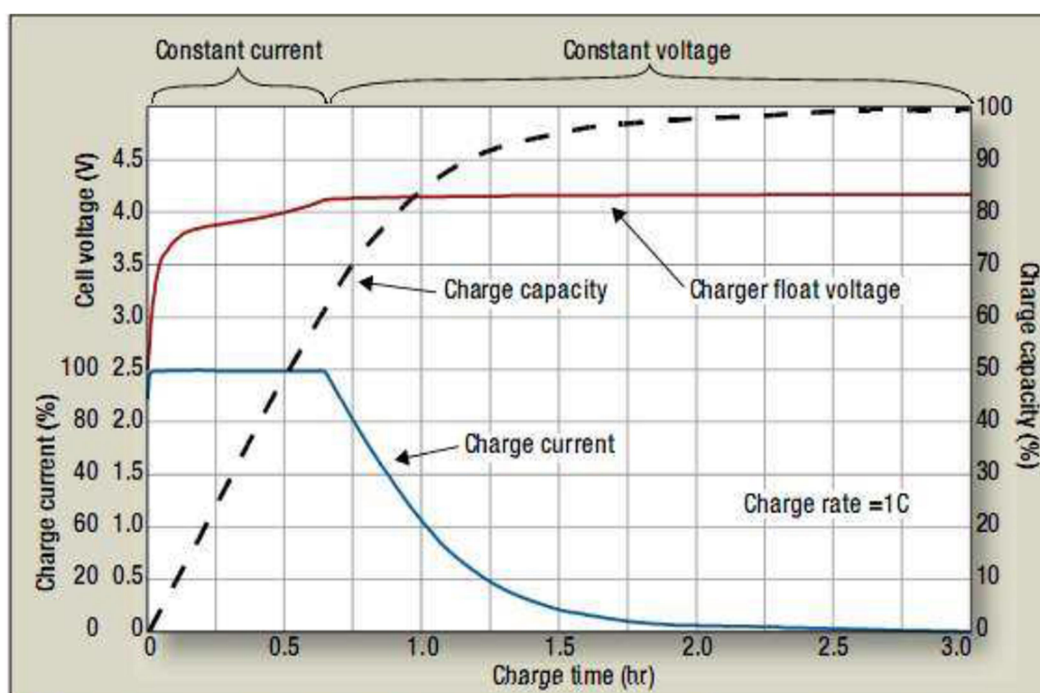


Рисунок 8 – Заряд АБ номинальным током  $I_r = 1C$



Таблица 1 – Стоимость характеристики литий-ионных аккумуляторов

Аккумулятор	U, В	Электро-емкость, А·ч	Энерго-емкость, Вт·ч	Стоимость, рубли	То же, с НДС	Удельная стоимость			Число циклов при разряде 80 %	Производитель
						руб./кВт·ч	\$/кВт·ч	€/кВт·ч		
Toshiba	650,9	20	13 018	986 210	1 183 452	90 909	1299	1212	>15000	Япония
	650,9	40	26 036	1 938 660	2 326 392	89 353	1276	1191	>15000	Япония
	110,4	400	44 160	3 237 600	3 885 120	87 978	1257	1173	>15000	Япония
LiTi5012	48,4	1500	72 600	4 583 250	5 499 900	75 756	1082	1010	>25000	Китай
	37,4	1500	56 100	3 540 450	4 248 540	75 732	1082	1010	>25000	Китай
LiFeP04	640	1200	768 000	17 914 500	21 497 400	<b>27 991</b>	<b>400</b>	<b>373</b>	>7000	Китай
	640	720	460 800	10 757 700	12 909 240	<b>28 015</b>	<b>400</b>	<b>374</b>	>7000	Китай
	640	960	614 400	14 336 100	17 203 320	<b>28 000</b>	<b>400</b>	<b>373</b>	>7000	Китай

Таблица 2 – Заявленные характеристики аккумуляторов РЭНЭРА (Росатом)

Модель	123100302E1	Габаритные размеры АБ	
Номинальная ёмкость	60 А·ч		
Плотность энергии	Объёмная		598 Вт·ч/л
	Массовая		260 Вт·ч/кг
Номинальное напряжение	3,70 В		
Диапазон рабочего напряжения	2,7 ~ 4,2 В		
Токи заряда	Номинальный		0,5С (30 А)
	Максимальный		1,5С (90 А)
	Пиковый		2С (120 А)
Токи разряда	Номинальный		0,5С (30 А)
	Максимальный		2С (120 А)
	Пиковый	3С (180 А)	
Диапазон рабочих температур*	Заряд	-10°С ~ 55°С	
	Разряд	-20°С ~ 55°С	
Ресурс (DOD 80%)	4500		
Масса	≤ 890 г		

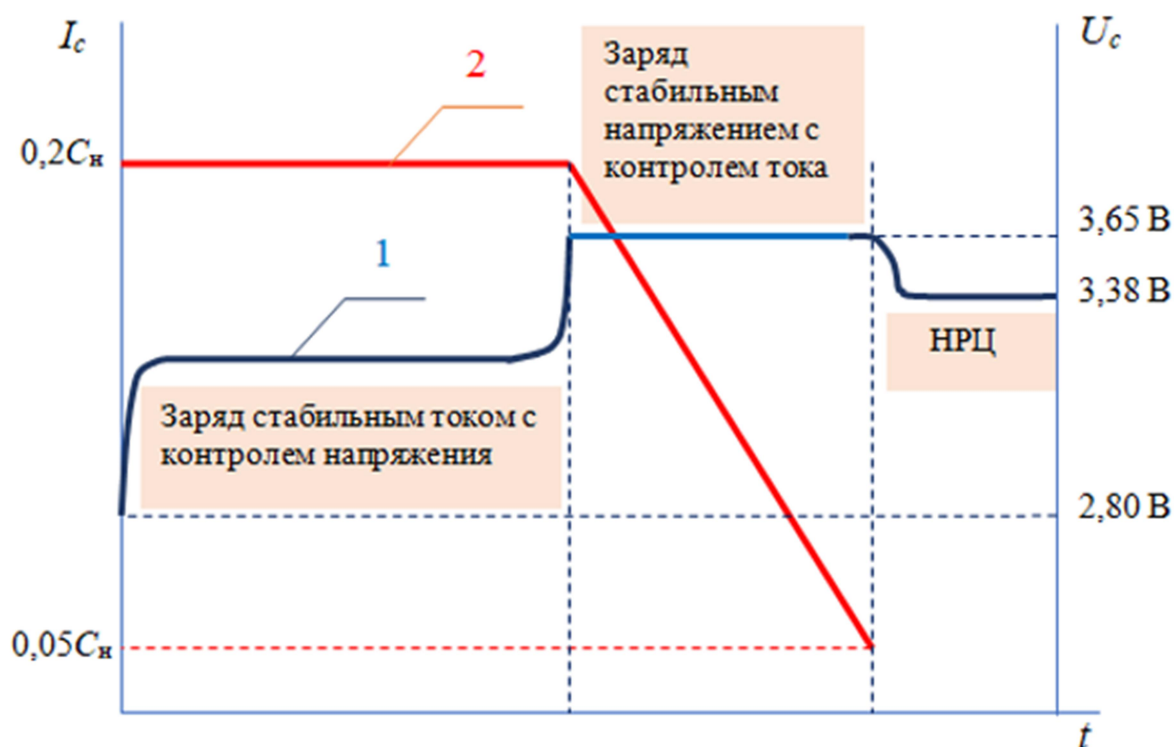


Рисунок 9 – Заряд АБ пониженным током  $0,2C$ :  
1 – напряжение заряда; 2 – ток заряда

Если сравнить рисунок 8 с данными таблицы 2, то можно увидеть, что заряд АБ *Renera* выполняется номинальным током, но в относительных единицах значение тока в два раза меньше номинальной емкости, что увеличивает продолжительность заряда примерно в два раза, как если бы заряд происходил током  $0,5C$ . В разделе 2 будет показано, как рассчитывается в случае пониженного тока продолжительность заряда. Точно также мы имеем дело с еще бóльшим временем заряда, если по рекомендациям «ЛИОТЕХ» выдерживать ток заряда  $0,2C$ . В таблице 3 раскрываются основные технические параметры модулей АСНЭ, выпускаемых компанией «ЛИОТЕХ». Также она демонстрирует, что при мощности АСНЭ до нескольких мегаватт их подключение к согласующему трансформатору выполняется на напряжении  $0,4\text{ кВ}$ . Каждое плечо АБ подключается через свой преобразователь напряжения с фильтрокомпенсирующим устройством (ФКУ), рисунок 10. На трансформатор подается уже синусоидальное напряжение, рисунки 11а и 11б.

Таблица 3 – Основные технические параметры модулей АСНЭ

Наименование параметра	Значение				
Номинальная мощность, кВ·А	100	200	400	600	800
Номинальное входное напряжение АС, кВ	0,19/0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Номинальное входное напряжение DC, В	450–750	680–850			
Тип АБ	Литиевая, свинцово-кислотная				
КПД, %	97				
Коэффициент мощности	0,5 (емкостная/индуктивная нагрузка)				
Интерфейс, протокол связи с АСУ	RS-485, Modbus RTU				
Исполнение	Шкафное				
Охлаждение	Воздушное принудительное				
Габаритные размеры, мм (Ш×Г×В)	1000×800×2100	800×800×2100	1600×800×2100		

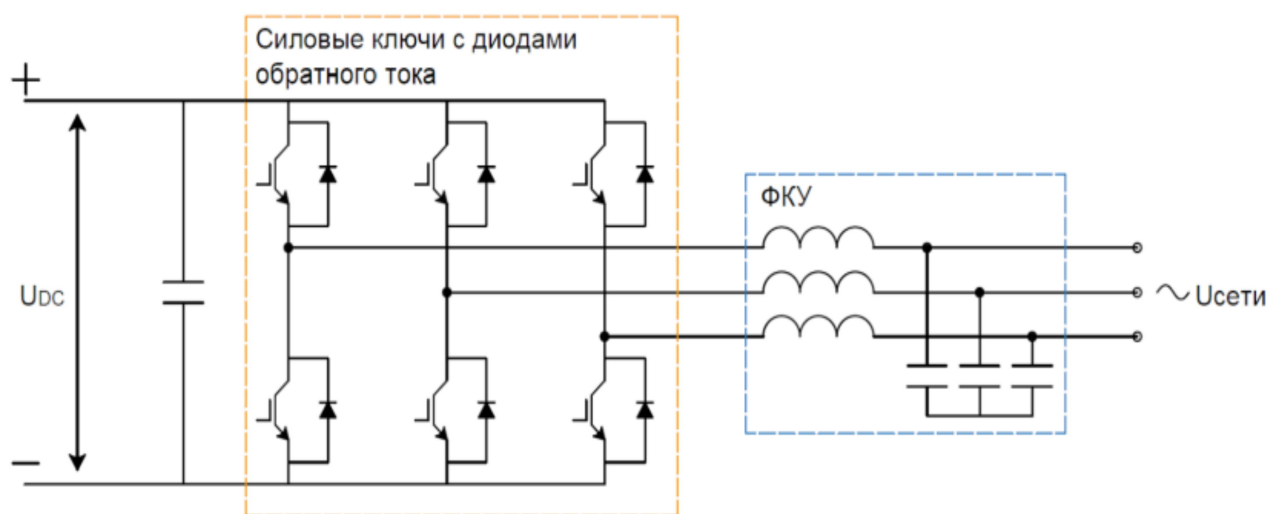
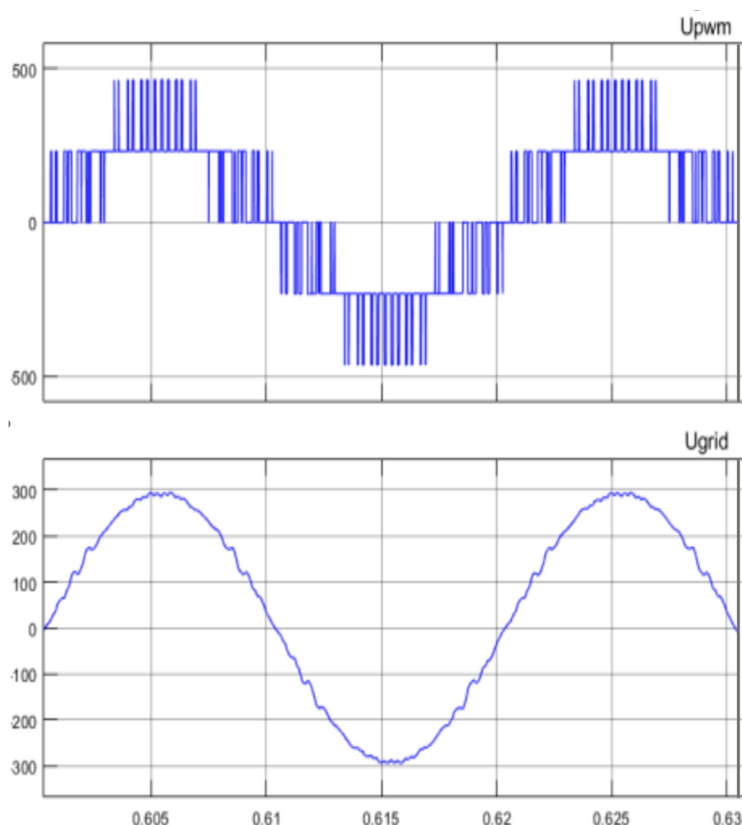
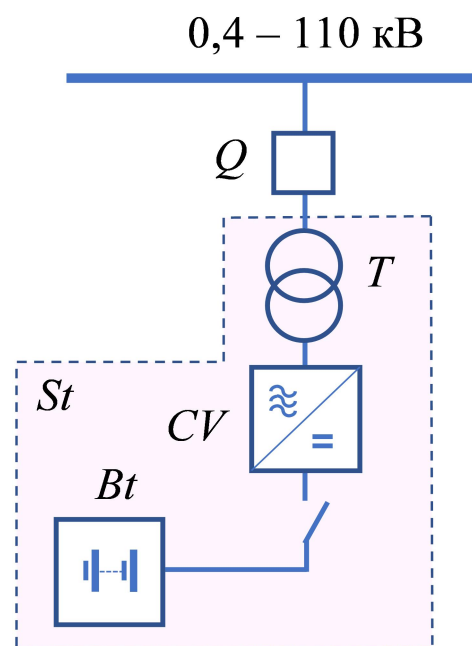


Рисунок 10 – Принципиальная схема преобразователя напряжения



а)



б)

Рисунок 11 – АСНЭ и ее элементы:

а – формирование синусоидального напряжения;

б – структурная схема АСНЭ

Преобразователь напряжения  $CV$  выполняется двунаправленным для обеспечения заряда аккумуляторных батарей  $Bt$ , на его выходе устанавливаются фильтры высших гармоник (ВГ). Согласующий трансформатор  $T$  используется во всем диапазоне номинальных напряжений сети, к которой подключается НЭ [12]. Батареи преимущественно выполняются на основе литий-ионных аккумуляторов, но, как отмечено выше, могут быть и железо-воздушного типа.

#### 1.1.4 Особенности режимов работы электротехнических комплексов «энергоустановка – АСНЭ»

ГПУ предпочтительно использовать на нефтепромыслах, где в наличии имеется попутный газ [25]. Известна чувствительность ГПУ к резким изменениям

нагрузки, что вызывает необходимость их дополнения электрохимическими АСНЭ [25]. Выбор мощности АБ, служащих для их компенсации, определяется величиной сброса нагрузки, так как в режиме заряда аккумуляторов ток не может быть выше номинального, в то же время при разряде ток может превышать номинальное значение в 3–5 раз [25], таблица 2. В связи с этим емкость АБ, соответствующая току заряда в динамическом режиме, является избыточной.

Например, пусть в динамике требуется принять АБ в течение 5 секунд ток 1 кА при напряжении 800 В, таблица 3, это составит мощность 0,8 МВт и емкость заряда 1,4 А·ч. Для двухплечевой схемы АБ с номинальным током АБ 500 А имеем номинальную емкость 1000 А·ч. Приведенный расчет показывает, что АБ в качестве буфера динамических нагрузок используется неэффективно и целесообразно рассмотреть вариант применения суперконденсаторов (СК) в связи с кратковременностью работы АСНЭ, либо использовать АБ на продолжительных интервалах работы энергоустановки для экономии топлива [25]. В этом случае циклы «заряд-разряд» АБ зависят от вида расходной характеристики топлива энергоустановки. Их принципиальное отличие иллюстрирует рисунок 12.

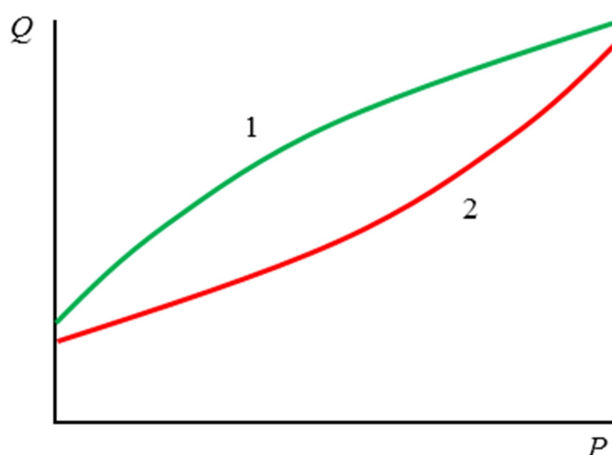


Рисунок 12 – Расходные характеристики топлива для различных типов первичных двигателей:

1 – выпуклая характеристика; 2 – вогнутая характеристика

От вида расходных характеристик зависит организация циклов «заряд-разряд» АБ. Так, для характеристики 1, рисунок 12, к экономии топлива приводит заряд АБ в часы максимальной нагрузки, а разряд АБ приходится на часы с минимальной нагрузкой и при этом энергоустановка отключается. Разряд АБ возможен и при максимальной нагрузке, он может быть вызван задачей снижения установленной мощности энергоустановки, рисунок 13а. Для характеристики 2, рисунок 12, условия экономии топлива меняются: в часы минимальных нагрузок происходит заряд АБ, а в часы максимальных нагрузок АБ разряжается на сеть, рисунок 13б. В этом случае энергоустановка работает постоянно и без отключения от сети.

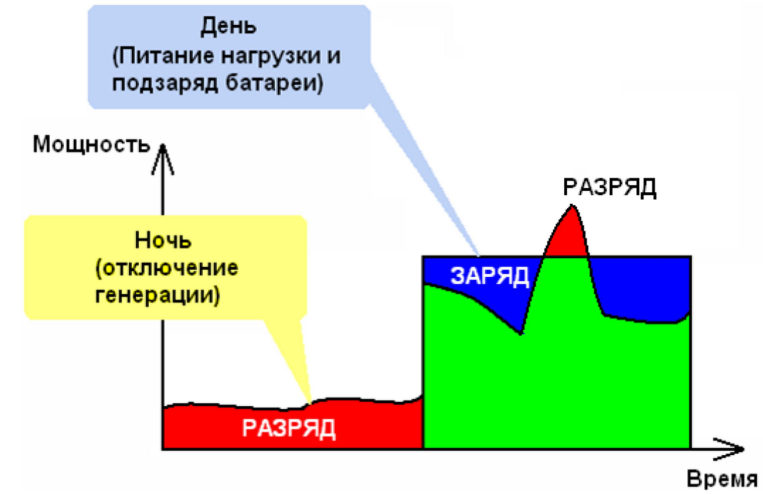
Изменение кривизны графика расходной характеристики в диапазоне вариации генерирующей мощности влияет на алгоритм работы АСНЭ, что не нашло соответствующей проработки в научных публикациях. Далее в диссертационном исследовании будет показано, как в этом случае следует организовать совместную работу АСНЭ и энергоустановки.

При работе АСНЭ на длительных интервалах энергии заряда  $W_c$  и разряда  $W_{dc}$  связаны между собой следующим соотношением

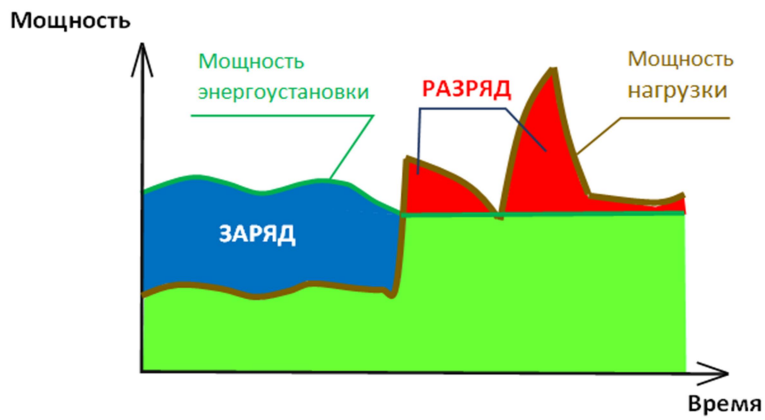
$$W_{dc} = \eta^2 \cdot W_c, \quad (1)$$

где  $\eta$  – коэффициент полезного действия АСНЭ.

Формула (1) служит основой для выбора емкости АБ при работе АСНЭ на длительных временных интервалах. В случае пониженной номинальной мощности АБ в режиме разряда может использоваться форсировка по току, когда ток разряда выше номинального. Однако при этом необходимо учитывать, что снижается напряжение на АБ, что, в конечном счете, приводит к снижению располагаемой энергии разряда, рисунок 14.



а)



б)

Рисунок 13 – Цикл «заряд-разряд» АБ для различного вида расходных характеристики энергоустановки:  
 а – вогнутая характеристика; б – выпуклая характеристика

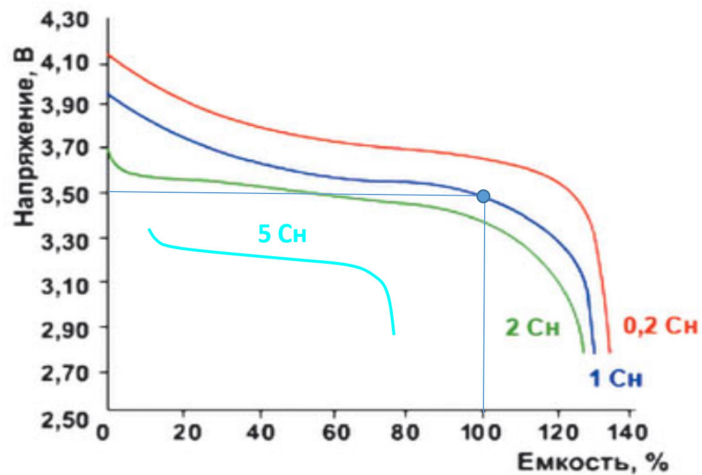


Рисунок 14 – Разрядные характеристики аккумуляторной батареи

В результате формула (1) должна быть скорректирована [12]:

$$W_{dc} = k_C \eta^2 \cdot W_C, \quad (2)$$

где  $k_C$  – коэффициент учета величины разрядного тока.

Согласно расходным характеристикам, рисунок 12, для токов разряда более  $C_N$  коэффициент  $k_C < 1$ . Для пониженных токов разряда располагаемая энергия выше номинального ее значения. Очевидно, что это качество АБ может быть использовано только в том случае, если предварительно аккумуляторы были заряжены до номинальной емкости. Ток разряда  $5C$  актуален в аварийных режимах, когда на шинах подстанции напряжение снижено.

### 1.1.5 Расширение функционала АСНЭ

Тема настоящего научного исследования связана с расширением функционала АСНЭ. В связи с этим представляет интерес вопрос, имеются ли в настоящее время какие-либо технические решения в этом направлении и на каких идеях они основаны. Анализ научно-технической литературы показал, что существует патент [74], в котором действительно расширен функционал АСНЭ, а также заслуживают внимания публикации [19, 63], в которых обосновывается эффективность использования накопителя электроэнергии в цикле АВР для кратковременного подключения к нему нагрузки аварийной секции.

В патенте [74] предложено использование АСНЭ для питания обмотки возбуждения синхронной машины в аварийных режимах сети, сопровождающихся понижением напряжения на зажимах синхронной машины, рисунок 15.

Аккумуляторные батареи АСНЭ «работают в двух режимах: нормальном (постоянный заряд) и аварийном (разряд).



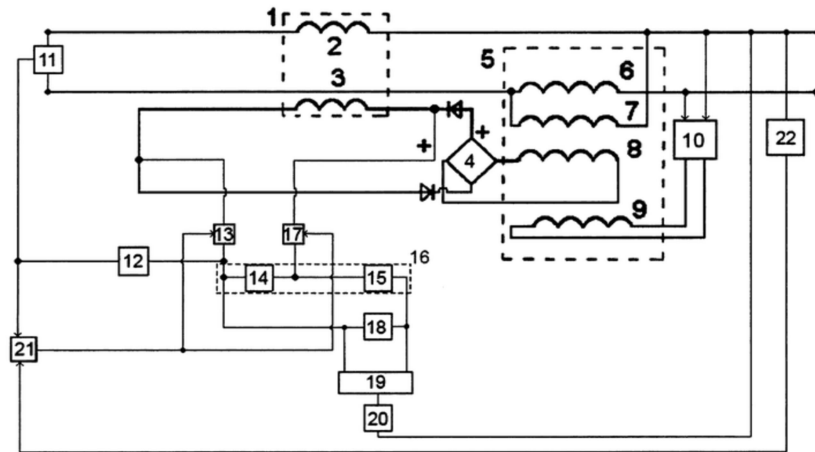


Рисунок 15 – Принципиальная схема АСНЭ и синхронной машины:

1 – синхронный генератор; 2 – обмотка якоря; 3 – обмотка индуктора; 4 – выпрямитель возбуждителя; 5 – суммирующий трансформатор; 6 – первичная токовая обмотка; 7 – первичная обмотка напряжения; 8 – вторичная обмотка питания индуктора; 9 – обмотка управления; 10 – корректор напряжения; 11 – трансформатор тока; 12 – блок управления системой возбуждения; 13, 17 – электронные ключи; 14 и 15 – секции АБ; 16 – АБ; 18 – суперконденсаторы; 19 – преобразователь напряжения АСНЭ; 20 – фильтры высших гармоник; 21 – система управления накопителем; 22 – трансформатор напряжения

При нормальном режиме АБ подзаряжаются от сети» [12] или же работают на разряд с током не выше номинального для экономии топлива энергоустановки. В аварийном режиме, когда напряжение на выводах синхронного генератора снижено, «или при пуске электродвигателей, когда резко увеличивается ток» [12], накопители начинают выдавать запасенную энергию в сеть. «При этом происходит стремительный разряд СК, так как их время отклика значительно меньше, чем» [12] у аккумуляторных батарей, то тем самым происходит ограничение провалов напряжения. В рабочих режимах генератора питание обмотки возбуждения происходит от штатной системы возбуждения (не показана). В случае аварийного снижения напряжения на выводах генератора к обмотке возбуждения электронными ключами подключается АБ 14, которая обеспечивает требуемую форсировку тока возбуждения, рисунок 15.

В патенте [74] предложены схемы ЭТК, обеспечивающие использование АСНЭ как для регулирования нагрузки энергоустановок, так и для плавки гололеда на ВЛ. На рисунке 16 представлена принципиальная схема одного-двух из вариантов, проанализированных в [74].

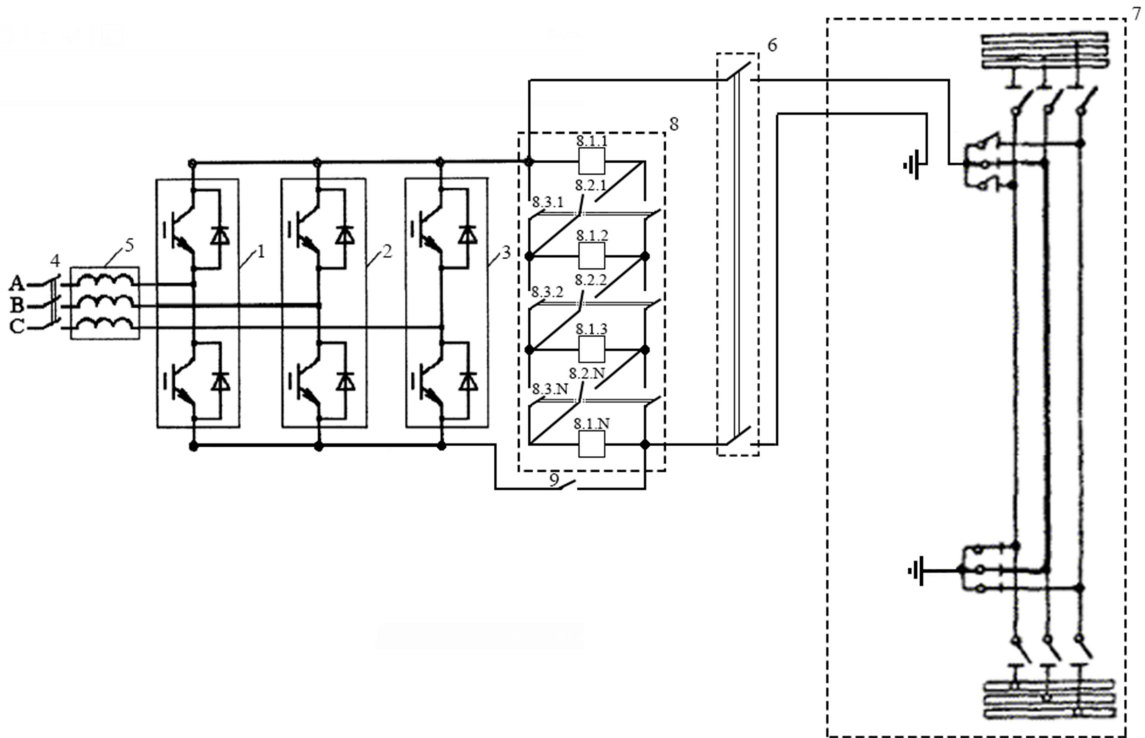


Рисунок 16 – Принципиальная схема ЭТК:

1–3 – последовательно соединенные полностью управляемые полупроводниковые ключи; 4 – генератор переменного тока; 5 – первый трехполюсный выключатель; 6 – трехфазный дроссель; 7 – двухполюсный выключатель; 8 – блоки АБ и БСК большой мощности с возможностью параллельного или последовательного подключения в группу накопителей; 8.1.1–8.1.N – блоки АБ и БСК большой мощности от 1 до N; 8.2.1–8.2.N – однополюсные выключатели, служащие для последовательного соединения блоков; 8.3.1–8.3.N – двухполюсные выключатели, служащие для параллельного соединения блоков; 9 – второй трехполюсный выключатель; 10 – схема плавки гололеда «провод-земля»; 11 – третий трехполюсный выключатель

В режиме сглаживания графиков нагрузки генератор 4 работает на нагрузку, выключатель 11 находится в замкнутом состоянии, а блоки батарей 8 работают на поддержание равномерного графика нагрузки, соединены первым двухполюсным

выключателем 7, рисунок 16. Блоки соединены параллельно двухполюсными выключателями 8.31–8.3.N с эмиттерными и коллекторными выводами вентилях обратимых преобразователей AC/DC, состоящих из модулей на IGBT-транзисторах 1–3, через трехполюсный выключатель 5 и трехфазный дроссель 6, который используется как выходной фильтр на заданный коэффициент пульсации напряжения, группа накопителей отдадут запасенную энергию в сеть. «Экономия топлива в ЭТК можно обеспечить, если график нагрузки существенно неравномерный. Тогда в часы минимальной нагрузки блоки накопителей энергии 8 заряжаются, а в часы максимальной нагрузки отдают свою энергию» [12] в электрическую сеть.

В режиме плавки гололеда генератор переменного тока 4 отключается от нагрузки при помощи выключателя 11 и начинает работать на плавку гололеда, двухполюсный выключатель 7 и двухполюсные выключатели 8.3.1–8.3.N размыкают, трехполюсный выключатель 9 и однополюсные выключатели 8.2.1–8.2.N замыкают, образуя последовательное соединение блоков, тем самым увеличивая напряжение, подаваемое на провод, и начинают плавить гололед по схеме «провод-земля» 10, где земля используется в качестве обратного провода.

Идея этого патента послужила основой представленного в разделе 3 метода тестирования ВЛ по двум фазам, где показано, что постоянный ток АБ АСНЭ эффективно использовать для тестирования отключенного фидера с целью определения места повреждения при ОЗЗ.

В публикациях [19, 63] предлагается использование суперконденсаторов вместо аккумуляторных батарей. Мотивировка такого технического решения обосновывается тем, что накопитель электроэнергии включен в цикл АВР в качестве промежуточного резервного источника питания. В этой связи нет необходимости иметь большой запас электроэнергии, достаточно обеспечить работу накопителя в пределах 1–2 секунд. Суперконденсаторы относятся к накопителям электроэнергии, как и АБ, но отличаются высокой стоимостью. Учитывая, что на длительных циклах работы они в связи с этим не используются, в настоящей диссертации рассматриваются только АБ.

Таким образом, исследования, затрагивающие вопросы, связанные с необходимостью расширения функционала АСНЭ, весьма ограниченные. В этой связи их приложение к проблеме тестирования линий 6–10 кВ с целью распознавания места ОЗЗ актуально. В следующем подразделе показано, какие существуют методы идентификации места повреждения и какие их недостатки вынуждают искать новые технические решения в этой области.

## **1.2 Распознавание ОЗЗ и локализация места повреждения в электрических сетях с изолированной нейтралью**

### **1.2.1 Направления исследований в области распознавания ОЗЗ**

Отличительной особенностью РЭС 6–35 кВ является то, что они выступают в большинстве случаев в качестве единственного источника питания для бытовых и промышленных потребителей, таких как жилые поселки, нефтегазодобывающий комплекс, сельскохозяйственный комплекс и т. д. Резервирование предусматривается только на уровне двухтрансформаторных подстанций, если питание потребителей осуществляется по двухцепным линиям электропередачи. Но и на этих подстанциях АВР не предусматривается, а переключение на второй источник питания выполняется бригадой ОВБ. Перерывы электроснабжения для промышленных потребителей могут приводить либо к недоотпуску готовой продукции, либо к ее браку, что в свою очередь, сопровождается общим снижением эффективности их функционирования. Для жителей это означает снижение комфортности их проживания, а для образовательных учреждений и предприятий бытового сектора – нарушение их работы. Соответственно, не теряет своей актуальности и перспективность технических решений, позволяющих уменьшить влияние обозначенных негативных последствий от перерывов электроснабжения.

В качестве одной из основных причин, приводящих к перерывам электроснабжения и оказывающих общее негативное влияние на эффективность

функционирования ЭС СН, называется фактор различных видов замыканий, в особенности ОЗЗ, превалирующих на другими видами замыканий в силу специфики функционирования РЭС. Данное обстоятельство отмечается многими авторами, например В. А. Качесовым, Новосибирский государственный технический университет, в [42]. Решению проблемы выявления ОЗЗ посвящено существенное количество исследований, реализованных многочисленными научными школами. Классическими трудами по обозначенной проблеме являются труды В. Петерсена [103], Н. Н. Белякова [20], И. Петерса и Дж. Слепяна [102], раскрывающие теорию замыканий и физические процессы, протекающие в режиме замыканий во взаимосвязи с различными параметрами ЭС.

Также имеются значимые современные результаты научных изысканий, широко представленные отечественными учеными. Так, В. И. Нагай, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М. И. Платова, в своих исследованиях предложил подход на основе использования информационных признаков аварийного режима в высоковольтных электроустановках при наличии переходного сопротивления электрической дуги [57]. В. А. Шуин, Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина, рассматриваемую проблему исследовал на основе разработки математических моделей и алгоритмов моделирования электромагнитных переходных процессов в электрических системах при наступлении режимов ОЗЗ [95, 96]. А. И. Шалин [94] и другие ученые из ООО «ПНП Болид» исследовали и предложили практическую реализацию низко- и высокоомного заземления нейтрали в качестве решения исследуемой проблемы. Р. А. Вайнштейн в [33] предложил аналогичный подход к решению исследуемой проблемы для компенсированных ЭС. Е. Н. Рыжкова, Исследовательский университет – МЭИ, в [76] исследовала проблему на основе анализа переходных процессов при замыканиях.

Основной проблемой при быстрой ликвидации последствий ОЗЗ можно назвать трудность установления его места в сети древовидной структуры. Небольшая величина аварийного тока может быть распознана через измерения токов

нулевой последовательности (НП) в начале каждого фидера, что обеспечивает фиксацию аварийной электропередачи. Однако зависимость величины тока НП от расстояния до места ОЗЗ практически отсутствует, так как на частоте 50 Гц основной вклад в суммарное сопротивление аварийного контура вносят поперечные емкостные проводимости, которые на этой частоте практически не зависят от места аварии [33]. В связи с этим в работе [72] предложено использовать высшие гармоники (ВГ) токов, которые можно связать при определенных условиях с расстоянием до места ОЗЗ. Альтернативным направлением можно считать тестирование электропередачи наложенными током [92]. Ниже рассмотрены подробнее оба способа, поскольку в настоящем исследовании применены их идеи.

В кабельных электрических сетях также актуальна задача определения места ОЗЗ, однако специфика их выполнения исключает применение наиболее эффективных способов для ВЛ: оптоволоконная жила, помещаемая в экран совместно с токоведущими жилами, предоставляет такую информацию [40]. Очевидно, что на ВЛ такое решение конструктивно неприемлемо. Также следует отметить научное направление, связанное с использованием принципов радиолокации, когда система мониторинга состояния ВЛ воспринимает отраженный сигнал от места повреждения провода. Ряд успехов здесь достигнуты научными школами А. Л. Куликова [46] и Р. Г. Минуллина [51]. Учитывая, что на напряжении 6–10 кВ устройства ВЧ-связи не используются, локационные принципы определения места ОЗЗ далее не рассматриваются.

### **1.2.2 Использование высших гармоник токов для определения расстояния до места ОЗЗ в воздушных электрических сетях**

Идея заключается в том, что на некоторых ВГ происходит усиление токов, что обуславливается волновыми свойствами ВЛ на высоких частотах. В связи с этим можно сопоставить номер «резонансной» гармоники и расстояние до места поперечной несимметрии. На высоких частотах линейные индуктивные сопротивления уже влияют на распределение токов, что и сказывается на

значениях «резонансных» частот. Собственно ВГ токов позволяют распознать аварийный фидер, что подтверждают рисунки 17 и 18 [23].

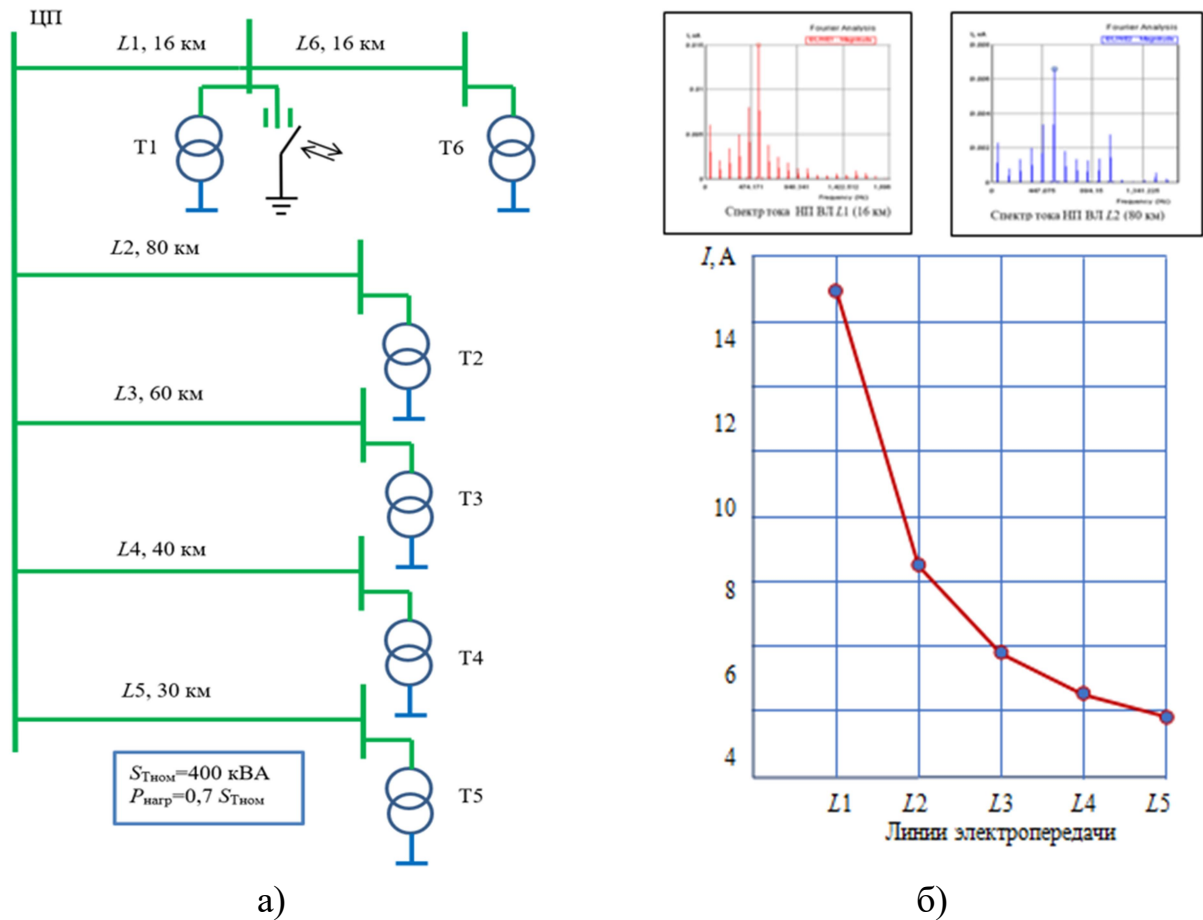


Рисунок 17 – Тестовая схема моделирования ОЗЗ: а – принципиальная схема; б – распределение токов НП  $3I^{(0)}$  по линиям на «резонансной» гармонике

Аварийный фидер имеет повышенный уровень гармоник в токе (НП), что хорошо видно на диаграмме, рисунок 18. По значению «резонансной» частоты можно оценить расстояние до места ОЗЗ, но при этом существенны три обстоятельства. Во-первых, на фидере древовидной структуры потенциально возможных точек, соответствующих одному значению «резонансной» частоты, может быть несколько. Во-вторых, увеличение переходного сопротивления до нескольких десятков Ом приводит к «размыванию» резонансной характеристики контура, что не позволяет выделить искомую частоту. В-третьих, точность определения места ОЗЗ зависит от расстояния до шин центра питания (ЦП) и ухудшается по мере удаления ОЗЗ от ЦП, рисунки 17 и 20.

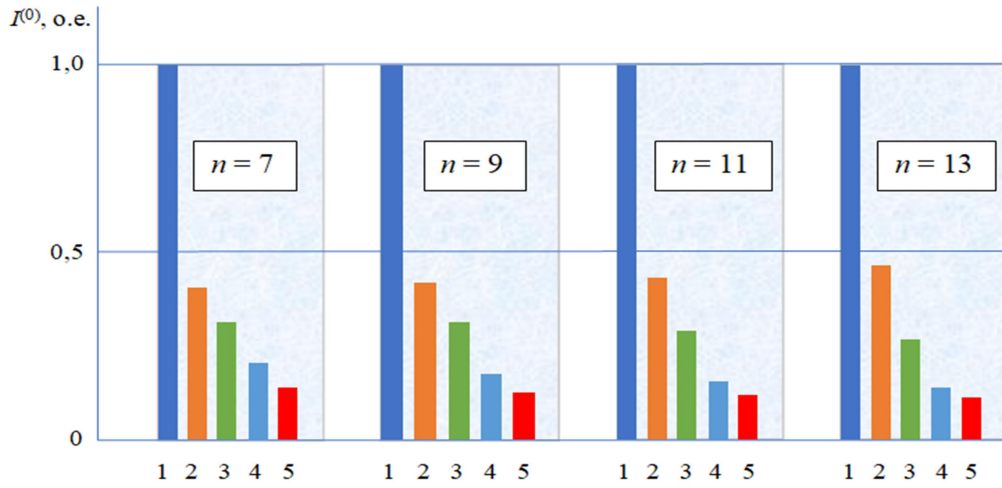


Рисунок 18 – Состав ВГ токов НП на линиях 1–5

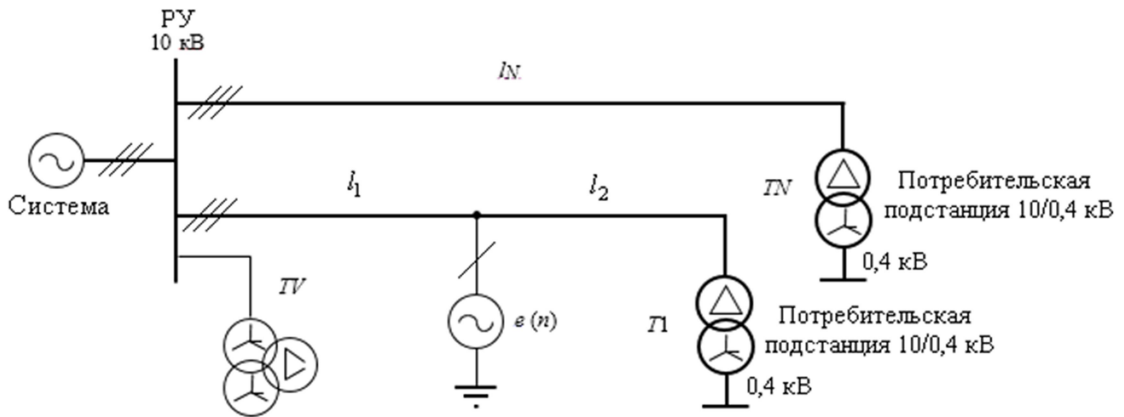


Рисунок 19 – Принципиальная модельная схема

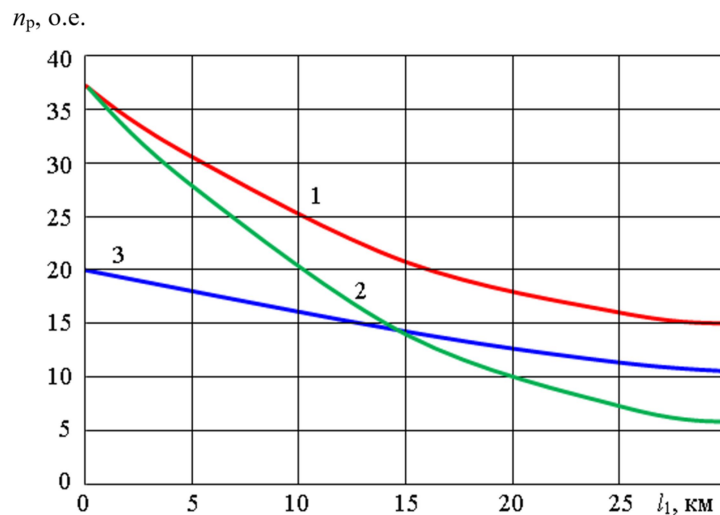


Рисунок 20 – «Резонансные» гармоники при наличии  $N$  дополнительных ВЛ:

- 1 – дополнительной линии 30 км,  $N = 1$ ; 2 – то же,  $N = 5$ ;
- 3 – дополнительной линии 60 км,  $N = 1$



Рисунок 20 иллюстрирует, что в варианте 3 на последних 10 км «резонансные» гармоники изменяются от 13-й до 10-й, т. е. в среднем одному номеру ВГ соответствуют 3,3 км. Следовательно, более высокая точность при использовании данного метода недостижима. В работе [23] показано, что повышения точности можно добиться, если использовать вторые «резонансные» гармоники. Однако в общем случае однозначно установить на фидере древовидной структуры место ОЗЗ по номеру «резонансной» гармоники невозможно. Для этого следует привлекать другие дополнительные методы, например, состав ВГ напряжений на стороне 0,4 кВ потребительских подстанций [80].

Необходимо принять во внимание, что на значения «резонансных» частот влияет величина переходного сопротивления. В приведенном выше примере, рисунок 17б, «резонансной» является 11-я гармоника. Моделирование ОЗЗ в схеме, рисунок 17а, через сопротивление 100 Ом показало, что токи на «резонансной» гармонике по подстанциям распределяются аналогично случаю с нулевым значением переходного сопротивления, но «резонансной» становится 7-я гармоника. Таким образом, аварийный фидер распознается однозначно, но значение «резонансной» частоты необходимо связывать с величиной переходного сопротивления, чтобы сделать вывод о месте/участке ВЛ с ОЗЗ. В работе [23] детально не описан механизм такой связи, подразумевается, что по активным составляющим токов ВГ может быть вычислено переходное сопротивление. Очевидно, что это требует решения нелинейных уравнений и для практического использования необходима соответствующая отработка используемых алгоритмов.

Опыт эксплуатации системы мониторинга ВЛ-10 кВ на основе оценки уровня ВГ токов на входе фидеров показал, что удается распознать аварийный фидер при ОЗЗ через высокие переходные сопротивления [86].

При наличии АСНЭ создаются дополнительные возможности как по идентификации поврежденного фидера, так и по уточнению места ОЗЗ за счет введения в схему тестового сигнала, формируемого АСНЭ. Эти особенности ЭТК будут рассмотрены ниже.

### **1.2.3 Методы повышения чувствительности систем распознавания ОЗЗ и реализация функций мониторинга по определению расстояния до аварии**

Специалисты ООО «Болид», в частности А. И. Ширковец, в [98] предложили способ повышения эффективной защиты от ОЗЗ и локализацию мест повреждений в ЭС на основе применения низкоомных резисторов, за счет которых увеличивается ток ОЗЗ. Разработаны различные методы, обеспечивающие вполне приемлемую точность расчета места однофазного КЗ – в пределах двух или трех пролетов электропередачи [59]. В РЭС 6–10 кВ этот подход осложнен рядом обстоятельств. Во-первых, в силу сравнительно низкого напряжения на величину тока КЗ оказывает влияние переходное сопротивление. Во-вторых, односторонние измерения аварийного, пусть и повышенного, тока не могут дать однозначный результат о месте ОЗЗ на фидере древовидной структуры. В-третьих, быстрое отключение нивелирует достоинства изолированной нейтрали, когда можно продолжать электроснабжение потребителей до тех пор, пока не начнется ремонт повреждения.

В связи с этим возникло новое направление исследования, связанное с наложением тестового тока на режим работы РЭС. К нему можно отнести защиты, анализирующие дополнительно наложенные токи промышленной частоты, рисунок 21. В этих целях используется специально устанавливаемый трансформатор заземления нейтрали ТЗН, в нейтраль которого подключается источник контурного тока ИКТ [23]. Сигнал инициируется по срабатыванию устройства контроля напряжения НП на шинах подстанции. Частота 50 Гц применена вследствие наличия на подстанции силовых и оперативных цепей на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты. Поскольку частоты рабочих токов и тестового тока одинаковы, результирующий ток аварийного фидера должен существенно превышать рабочий ток для избирательного срабатывания РЗ. Функция расчета расстояния до места повреждения в принципе может быть реализована при учете величины рабочего тока, но требуется найти величину переходного сопротивления.

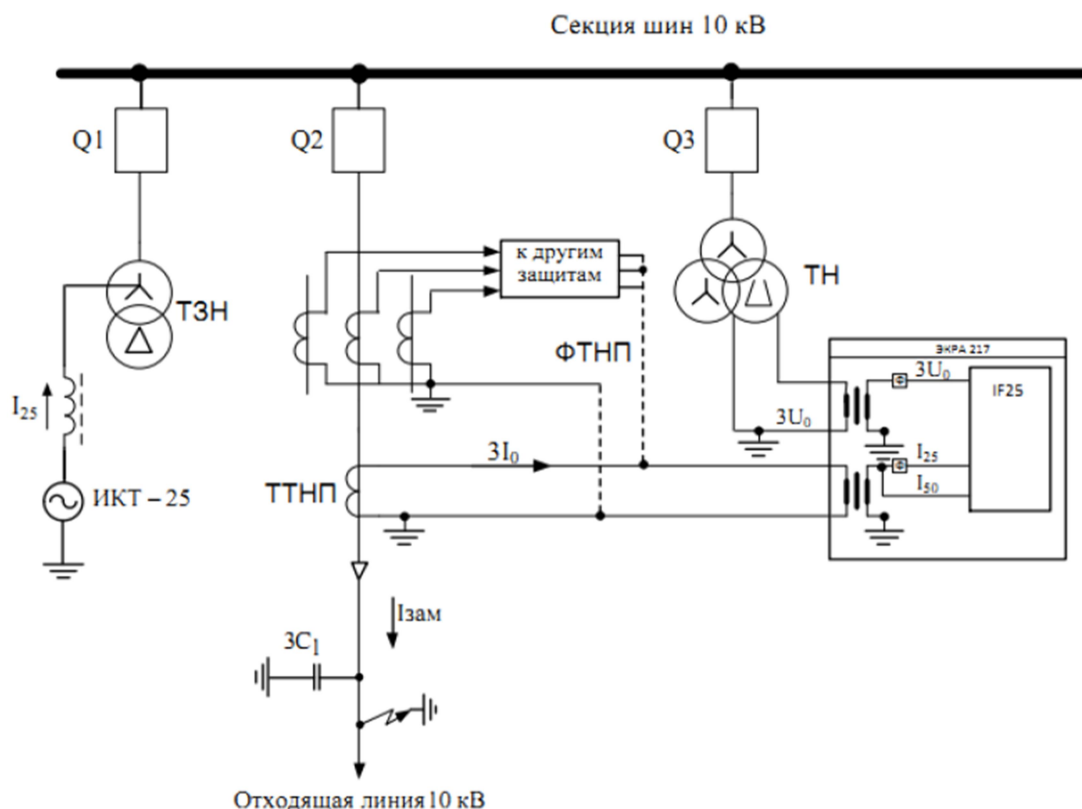


Рисунок 21 – Принципиальная схема защиты от ОЗЗ с наложением тока не промышленной частоты

Возможно косвенное его определение по значению фазового угла между током и напряжением НП. В этом случае необходимо записать уравнения баланса напряжений по НН для контура «ТЗН – фазы – земля» и для фазового угла, где будут два неизвестных параметра: переходное сопротивление и расстояние до места ОЗЗ. Как отмечалось выше, односторонние измерения не позволят однозначно установить конкретное место аварии в случае фидера древовидной структуры.

«Одновременно представляют интерес системы контроля изоляции отходящих фидеров кабельных линий на основе наложения токов не промышленной частоты» [23]. Г. В. Вагаповым предложены «различные варианты организации схем подключения измерительных устройств к ТТНП, ТН и АСУ ТП, рисунок 22, по данным компании ЭКРА. В работе предложено использование ТТНП с нанокристаллическим магнитомягким сплавом магнитопровода с существенно лучшими вольтамперными характеристиками» [23].

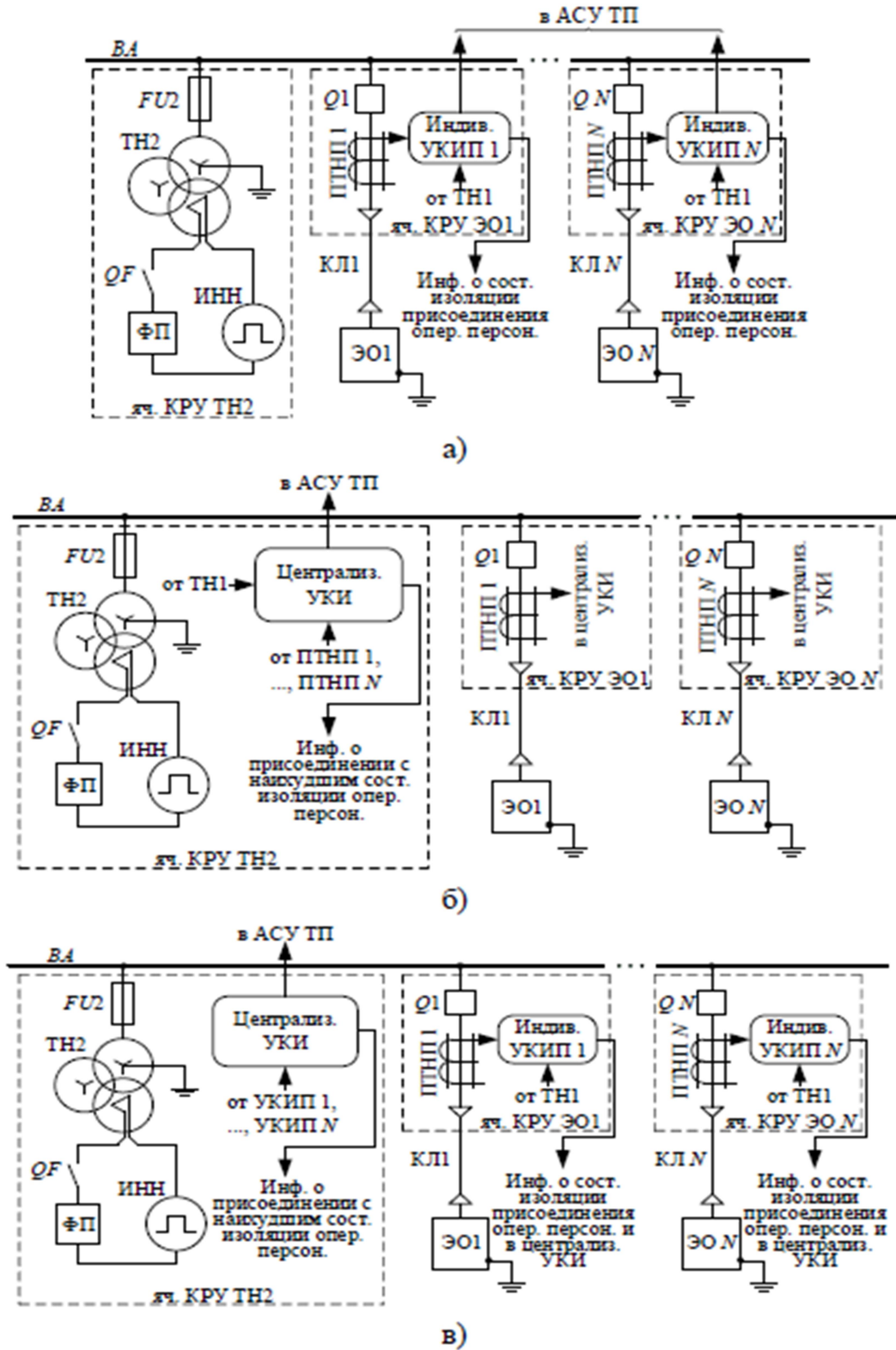


Рисунок 22 – Принципиальные схемы системы селективного контроля изоляции кабелей на основе наложения сигнала непромышленной частоты:  
 а – индивидуальная; б – централизованная; в – совместная индивидуальная и централизованная

Для реализации электромагнитной совместимости между электрической сетью и источником сигналов использована низковольтная обмотка со схемой «разомкнутый треугольник». Тестовый сигнал подается путем замыкания выключателя  $QF$ , команда на включение которого поступает от устройств РЗ по распознаванию ОЗЗ.

Определение расстояния до места ОЗЗ возможно, если использовать локационные принципы, основанные на анализе отраженных сигналов [51]. Однако в этом случае необходима детальная проработка в математической модели всей кабельной трассы на предмет установки кабельных муфт, которые будут давать отраженные сигналы.

#### **1.2.4 Локализация места ОЗЗ с использованием стационарных и мобильных индикаторов режимов ВЛ**

В РЭС 6–10 кВ в связи с их разветвленностью и отсутствием на потребительских подстанциях измерительных трансформаторов тока и напряжения на высшем напряжении получили распространение различные сенсоры мониторинга режимов ВЛ на предмет выявления аварийных ситуаций, и в первую очередь, однофазных замыканий на землю. Их назначение в целом – деление электрической сети на наблюдаемые участки. По показаниям сенсоров можно либо ограничить участок топографического поиска места ОЗЗ, либо приблизительно рассчитать точку поперечной несимметрии, используя параметры, получаемые с сенсоров.

МНПП «Антракс» разработала индикатор коротких замыканий ИКЗ-В34Л высокой чувствительности, рисунок 23а. Он фиксирует ОЗЗ, начиная с уровня токов от 0,5 А. Комплекты, собранные на основе ИКЗ-В34Л, определяют направление протекания аварийного тока и указывают оперативно-выездной бригаде направление поиска места аварии. Индикатор ИКЗ-В32Л более простой и, соответственно, более дешевый, он фиксирует величину токов от 2 А. Вся линейка индикаторов ИКЗ оснащается системами дистанционной передачи

данных, которые размещаются на опорах, а сами индикаторы устанавливаются на каждом фазном проводе, рисунок 23б. Распознавание поврежденного участка происходит путем сравнения токов на соседних индикаторах. Очевидно, что место ОЗЗ находится с точностью до расстояния между сенсорами.



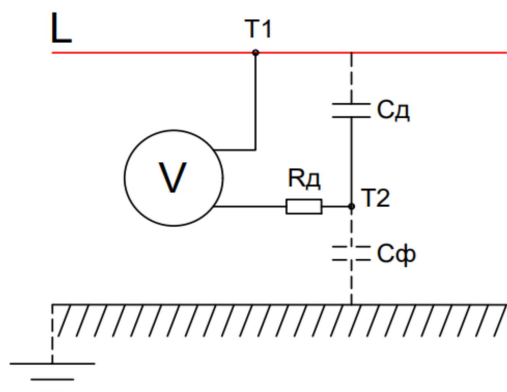
Рисунок 23 – Индикатор ИК3-В32Л и его размещение на ВЛ:  
а – внешний вид индикатора; б – линейные сенсоры на фазных проводах и передающее устройство на опоре

Минимальный ток чувствительности 0,2 А должен быть отстроен от небаланса емкостных токов.

Индикаторы, ориентированные на фиксацию токов КЗ (например, типа ИПВЛ производства компании «Бреслер»), не обладают должной чувствительностью к токам ОЗЗ, которые всегда ниже рабочих токов.

Представляет интерес предложенный в [43] сенсор фазного напряжения, основанный на использовании паразитной емкости прибора по отношению к земле, что позволяет иметь на нем потенциал провода и обойтись обычной низковольтной изоляцией для внутренних элементов, рисунок 24. Сравнивая напряжения по концам участка электропередачи, можно определить место ОЗЗ.

Материалы исследования показывают, что при увеличении значения переходного сопротивления точность расчета снижается.



а)



б)

Рисунок 24 – Опытный образец сенсора фазного напряжения:  
а – принципиальная схема сенсора; б – установленный сенсор на ВЛ-10 кВ

Следует отметить, что выполненный в [43] учет влияния земли противоречит результатам, приведенным в [65], так как не учитывает растекание токов по ширине трассы ВЛ и, соответственно, используемые при моделировании удельные значения сопротивления грунтов не корректны потому, что они относятся исключительно к расчетам систем заземления. Подобные исследования, совпадающие с данными [65], выполнялись Р. Н. Карякиным. Также отсутствуют данные о метрологической поверке сенсоров в различных погодных условиях и рельефах местности, поскольку достоинство сенсоров – отсутствие непосредственной связи с землей – является и его слабостью, так как паразитная емкость зависит как от влажности воздуха, так и от высоты снежного покрова, высоты над уровнем моря и т. п.

Еще одна проблема – это необходимость устойчивого «металлического» замыкания на землю. При перемежающейся дуге сенсор будет измерять некоторое усредненное напряжение, для которого полученные в работе [43] закономерности изменения напряжения не пригодны. Дополнение сенсора функционалом записи

мгновенных значений напряжения требует отдельной проработки. Промышленное применение сенсоров будет зависеть от решения этих вопросов, но в целом направление исследований перспективное, в том числе и с учетом дополнения сенсоров функцией контроля уровня токов НП.

Имеются на российском электротехническом рынке и «зарубежные аналоги индикаторов повреждения. Так, можно отметить систему *ISOSTROSE*, разработчиком которой является немецкий консорциум компаний *MITNETZ Strom, LTB, First Sensor, Fraunhofer ENAS* и *Fraunhofer IZM*» [68]. «Индикаторы отслеживают ВГ тока, возникающие при замыкании, и передают данные по радиоканалу. В отличие от отечественных индикаторов ИПВЛ, у индикаторов системы *ISOSTROSE* питание цепей сенсора выполнено за счет отбора мощности от фазного провода ВЛ» [23], рисунок 25.



Рисунок 25 – Индикатор системы *ISOSTROSE*:

а – внешний вид индикатора; б – установленный на фазном проводе прибор

Для уточнения места ОЗЗ на выделенном участке электропередачи с использованием показаний сенсоров и расчетным образом применяются мобильные (переносные) индикаторы, так как зрительно не всегда можно точно распознать место аварии. «В ООО «Электробезопасность – Вятка», г. Киров, с 2015 г. началось производство переносных цифровых указателей «Вектор» направленного типа, которые, согласно запатентованному способу» [62, 64],



позволяют автоматически в результате спектрального анализа электромагнитного поля ВЛ определять наличие ОЗЗ и направление движения к месту ОЗЗ. По данным изготовителя, выполняется «обработка данных всех гармонических составляющих с первой по пятьсот двенадцатую» [64]. Принцип работы прибора и его внешний вид отображены на рисунке 26.

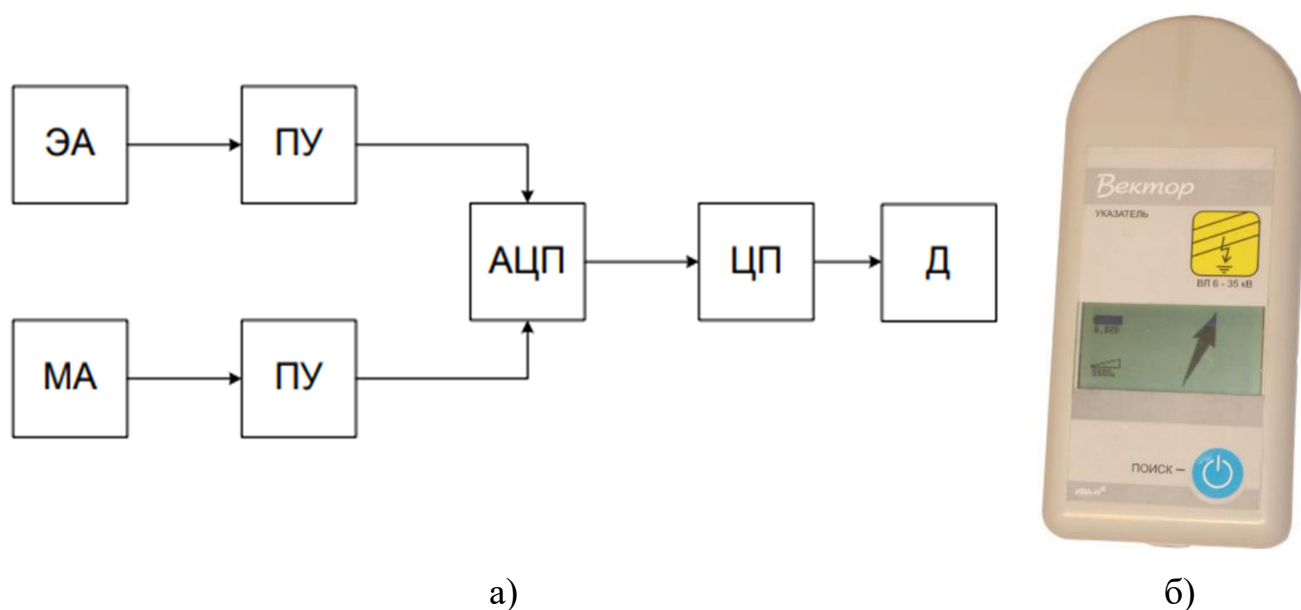


Рисунок 26 – Переносной цифровой указатель «Вектор»: а – структурная схема прибора; б – внешний вид прибора

«Магнитная и электрическая составляющие ЭМП принимаются с помощью, соответственно, магнитной антенны МА, выполненной в виде индуктивной катушки с разомкнутым сердечником, и электрической антенны ЭА, представляющей собой проводящую пластинку. Сигналы, полученные с датчиков, усиливаются полосовыми усилителями ПУ с изменяемым коэффициентом усиления и поступают на вход аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Изменяемый коэффициент усиления ПУ позволяет поддерживать оптимальный уровень сигнала на входе АЦП. АЦП служит для ввода мгновенных значений сигнала в процессор для последующей обработки. Центральный процессор ЦП – однокристалльная микроЭВМ, выполняющая все необходимые манипуляции с сигналом: сбор, хранение, спектральный анализ, формирование изображения на

дисплее Д. В ходе работы микроЭВМ с полученными при измерении сигналами производится преобразование Фурье. В результате анализа гармоник по ряду признаков из полученных значений амплитуд и фазовых углов выбирается оптимальная частота исследуемых сигналов, осуществляется фазовый анализ ее параметров, по результатам которого определяется и высвечивается на дисплее направление движения к месту ОЗЗ» [64]. В качестве ограничивающего фактора применения цифрового указателя необходимо отметить его зависимость от измерений значений токов и фазовых углов. Значения токов ОЗЗ прямо пропорциональны суммарной длине ВЛ и типу ОЗЗ. При «металлических» ОЗЗ токи ОЗЗ будут существенными, однако при ОЗЗ через большое сопротивление, например, в горной местности, или замыкании через дерево, токи будут иметь малую величину. Вследствие этого процесса эффективность указателя будет снижаться.

### **1.3 Выводы**

Анализ научно-технических публикаций показывает интенсивное внедрение в большой и малой энергетике электрохимических накопителей энергии на основе использования литий-ионных аккумуляторных батарей. Мощность последних исчисляется от нескольких десятков киловатт до нескольких сотен мегаватт. Они нашли применение для балансирования нагрузки в энергосистемах, включающих в себя нестабильные в отношении выработки электроэнергии ВИЭ, в электрических сетях низких напряжений (0,4–10 кВ) в качестве буферных элементов, обеспечивающих участие отдельных домохозяйств на рынке электроэнергии. В локальных системах электроснабжения, где применяются ГПУ, АСНЭ незаменимы для обеспечения стабилизации частоты электрического тока при резких изменениях нагрузки.

При работе АСНЭ в кратковременных режимах запасенная в АБ энергия используется не эффективно, в связи с этим целесообразно предусматривать их работу и на длительных интервалах времени. Циклы заряда-разряда зависят от

вида расходной характеристики топлива, если ставится задача его экономии. Наиболее сложно спланировать эти циклы в случаях переменной кривизны расходных характеристик, что является научной задачей настоящего исследования.

Расширение функционала АСНЭ снижает сроки окупаемости инвестиций и в ряде случаев повышает надежность электроснабжения. Перспективно использование АСНЭ для формирования зондирующих сигналов в ВЛ, позволяющих расчетным путем определять расстояние до места ОЗЗ. Это направление исследований практически не разработано и будет представлено ниже. Существующие методы расчета удаленности ОЗЗ от ЦП достаточно сложные и при односторонних измерениях не дают однозначного ответа, где точка поперечной несимметрии в случае фидера древовидной структуры. Используемые сенсоры мониторинга режимов ВЛ с целью распознавания ОЗЗ и ограничения участков их топографического поиска имеют недостаточную чувствительность при значениях переходных сопротивлений порядка 100 Ом и выше. Также актуальна задача разработки мобильного индикатора ОЗЗ, ориентированного на распознавание слабых сигналов от токов пробоя или перекрытия изоляции на воздушных линиях электропередачи, что позволяет на ранней стадии обнаружить повреждения.

## 2 Выбор параметров электрохимических АСНЭ в составе энергоустановок, работающих в локальных системах электроснабжения

### 2.1 Особенности использования АСНЭ в ЛСЭ

Работа АСНЭ совместно с энергоустановками, помимо достижения целей обеспечения качества электроэнергии, снижения установленной их мощности, предполагает и приобретение определенных преимуществ в сравнении с работой ДЭС или ГТУ в локальной системе электроснабжения без накопителей. Одним из главных факторов включения НЭ в автономные энергосистемы может служить экономия топлива, что особенно важно на территориях, удаленных от централизованных источников снабжения. Достигается экономия путем такой организации процесса «заряд-разряд» АБ, которая смещает рабочую точку энергоустановки на ее расходной характеристике в область меньших удельных расходов топлива [25]. Решающим обстоятельством на выбор совместного режима АСНЭ и энергоустановки является вид расходной характеристики, таблицы 4 и 5.

Таблица 4 – Расход газа в ГПУ при различных нагрузках [12]

Расход топлива в час, $Q$ , м <sup>3</sup>	Марка двигателя				
	<i>Caterpillar G3520C CHP</i>	<i>Caterpillar G3516</i>	<i>Perkins 4012TESI</i>	<i>Generac Pramac GGW300G</i>	<i>MTU Onsite Energy 16V4000L33FN</i>
Нагрузка 100 %	518	279	186	57,1	429
Нагрузка 75 %	400	219	144	45,1	329
Нагрузка 50 %	279	155	96	33,3	231
Нагрузка 25 %	---	---	51	21,5	---
Номинальная мощность, кВт	2000	1030	600	240	1718

Таблица 5 – Расход жидкого топлива в ДЭС при различных нагрузках [12]

Расход топлива в час, $Q$ , л	Марка двигателя						
	<i>Mitsubishi S12U-PTA</i>	<i>Perkins 4012-46 TWG2A</i>	<i>Cummins QST30G4</i>	<i>TSS TDS 660 6LTE</i>	<i>Perkins 400GT AG2A</i>	<i>Perkins 2806C-E18TAG2</i>	<i>DP158 LD</i>
Нагрузка 100 %	586,5	291,9	201,3	161,1	149,8	116	127,8
Нагрузка 80 %	---	---	---	---	155	118,4	---
Нагрузка 75 %	440	219	151	119,1	112,4	87	91,1
Нагрузка 50 %	293,5	146,1	100,7	79,3	75	58	60,9
Номинальная мощность, кВт	2308	1000	800	600	582	480	422

На рисунке 27 в графическом виде представлены расходные характеристики, построенные по данным таблиц 4 и 5.

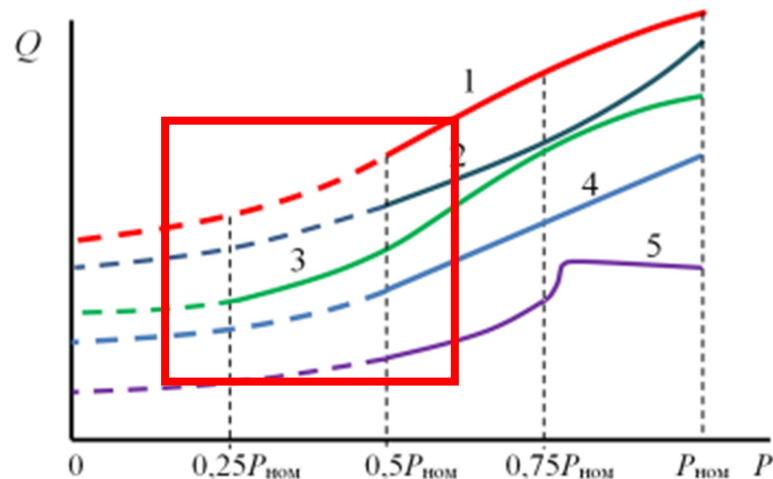


Рисунок 27 – Расходные характеристики топлива для различных типов первичных двигателей:

1 – столбцы 2 и 3, таблица 4; 2 – столбец 6, таблица 1, столбцы 5 и 8, таблица 2; 3 – столбцы 4 и 5, таблица 4; 4 – столбцы 2, 3 и 4, таблица 5; 5 – столбцы 6 и 7, таблица 5

Для характеристик вида 1, 4 экономия топлива достигается организацией заряда НЭ в зоне малых нагрузок энергоустановки и разряда накопителя в зоне повышенных нагрузок. Тем самым режим работы энергоустановки из зоны повышенных удельных расходов топлива смещается в зону меньших нагрузок,

где прирост удельных нагрузок ниже. Переменная часть графика нагрузки вблизи ее максимума балансируется накопителем, при этом номинальная мощность энергоустановки  $P_r$  меньше максимальной мощности нагрузки, рисунок 28а.

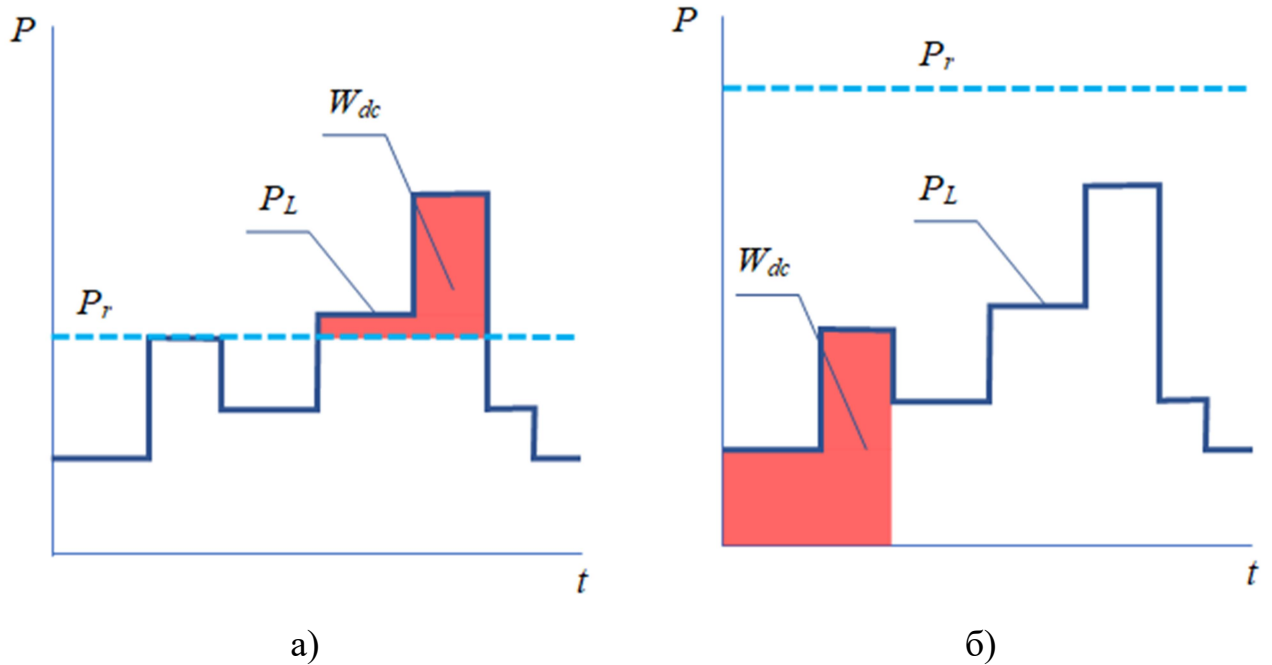


Рисунок 28 – Режим разряда АБ АСНЭ в зависимости от вида расходной характеристики: а – выпуклые характеристики; б – вогнутые характеристики

Для расходных характеристик вида 1 и 3, рисунок 27, у которых удельный прирост расходной характеристики топлива снижается по мере роста нагрузки, разряд АБ в зоне максимальных нагрузок приводит только к увеличению расхода топлива. Наоборот, заряд при максимальной нагрузке и разряд при минимальной нагрузке дают эффект снижения расхода топлива, рисунок 28б. В зоне минимальных нагрузок последняя должна вообще отключаться и вся энергия  $W_{dc}$ , вырабатываемая АСНЭ, целиком поступать в нагрузку. Такое техническое решение вполне реализуемо, если у энергоустановки присутствует запас по максимальной мощности в сравнении с нагрузкой. Если же запас отсутствует, то придется увеличивать ее номинальную мощность, что при наличии дополнительных затрат на АСНЭ делает маловероятным приемлемый срок окупаемости такого ЭТК.

## 2.2 Выбор параметров АБ АСНЭ при вариации зарядного тока по условиям экономии топлива

Рассмотрим условия максимальной экономии топлива энергоустановок с выпуклыми удельными расходными характеристиками, не связывая их с типовыми зарядными режимами литий-ионных АБ. Единственное, учтем, что зарядный ток не может быть выше номинального тока, а в остальном никаких ограничений на величину тока заряда не накладываем. Суточные профили мощности измеряются, как правило, с использованием интеллектуальных электрических счетчиков, которые в действительности предоставляют дискретную информацию об электропотреблении на получасовых интервалах времени. Тем самым приходится иметь дело со ступенчатыми графиками мощности, усредненной на получасовых интервалах, рисунок 29. Параметры  $T_{0i}$  и  $T_{0j}$  применительно к графику 2, рисунок 29, характеризуют возможную продолжительность интервала заряда АБ АСНЭ.

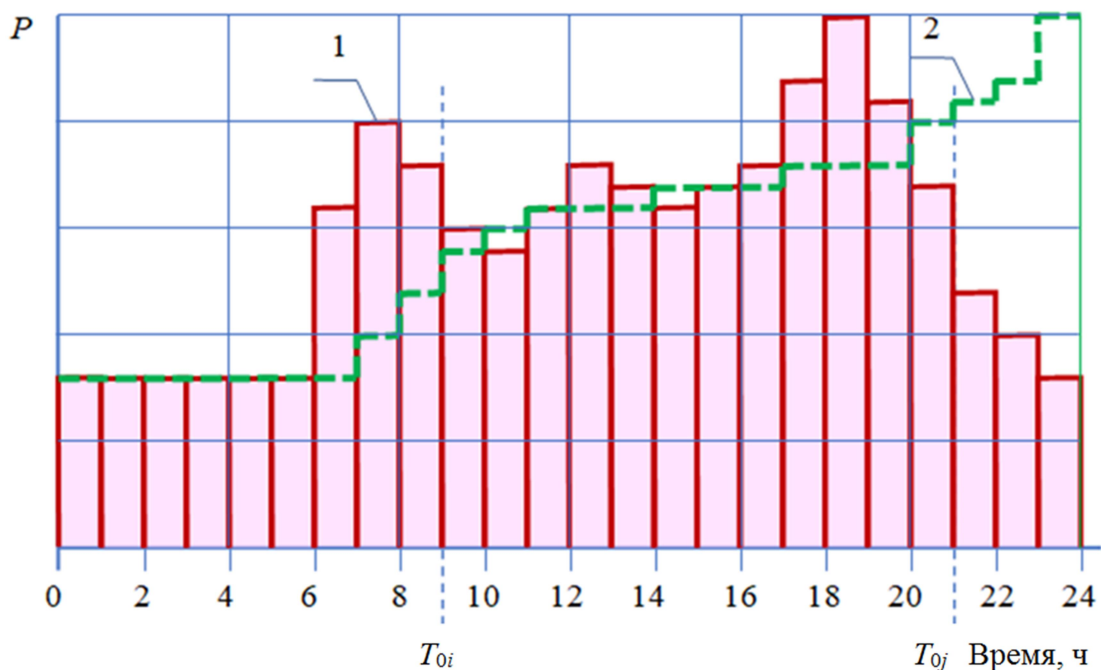


Рисунок 29 – Дискретный суточный профиль мощности (1) и профиль мощности по ее продолжительности (2)

Дадим математическое описание процесса минимизации расхода топлива энергоустановки с использованием обозначений, приведенных на рисунке 30.

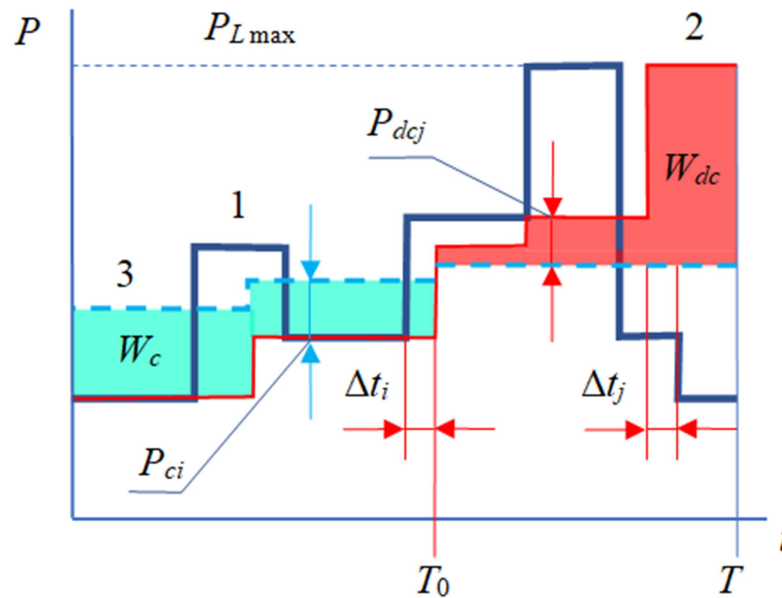


Рисунок 30 – Профиль мощности нагрузки (1), график мощности нагрузки по ее продолжительности (2) и график мощности энергоустановки (3)

На рисунке 30 приняты следующие обозначения:

$P_{ci}$  – мощность, поступающая из сети в АСНЭ на  $i$ -м интервале времени;

$P_{dcj}$  – мощность, отданная АСНЭ в сеть на  $j$ -м интервале времени;

$W_c$  – энергия, отданная из сети в АСНЭ на этапе заряда АБ;

$W_{dc}$  – энергия, полученная сетью от АСНЭ на этапе разряда АБ;

$P_{L\max}$  – максимальная мощность нагрузки;

$T_0$  – продолжительность заряда АБ АСНЭ;

$T$  – длительность цикла «заряд-разряд».

В целях расчета параметров режима ЭТК, обеспечивающего минимальный расход топлива энергоустановки, для каждого интервала времени заряда АБ с индексами « $i$ » записываем уравнения связи переменных на основе выполнения баланса мощности:

$$Z_i = P_i - P_{Li} - P_{Ci} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, I. \quad (3)$$



Аналогично запишем для интервала разряда с индексами « $j$ » уравнение баланса мощности:

$$Z_j = P_j - P_{Lj} + P_{dcj} = 0, \quad j = 1, 2, \dots, J. \quad (4)$$

Уравнение баланса энергии с учетом потерь в АСНЭ имеет вид

$$Z_E = \sum_i \eta_i P_{ci} \Delta t_i - \sum_j \eta_j^{-1} P_{dcj} \Delta t_j = 0, \quad \Delta t_i = \Delta t_j = \Delta t. \quad (5)$$

Запишем функцию Лагранжа для общего случая:

$$S = \sum_i Q_i + \sum_j Q_j + \sum_i \lambda_i Z_i + \sum_j \lambda_j Z_j + \lambda_E Z_E. \quad (6)$$

Применяя метод Лагранжа, формируем следующие уравнения:

$$\frac{\partial S}{\partial P_i} = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} + \lambda_i = \frac{\partial q_i}{\partial P_i} \Delta t_i + \lambda_i = 0, \quad (7)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_j} = \frac{\partial Q_j}{\partial P_j} + \lambda_j = \frac{\partial q_j}{\partial P_j} \Delta t_j + \lambda_j = 0, \quad (8)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_{ci}} = -\lambda_i + \lambda_E \eta_i \Delta t_i = 0, \quad (9)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_{dcj}} = \lambda_j - \lambda_E \eta_j^{-1} \Delta t_j = 0. \quad (10)$$

Из уравнений (7) – (10) получаем

$$\frac{\partial q_i}{\partial P_i} + \lambda_E \eta_i = 0. \quad (11)$$

$$\frac{\partial q_j}{\partial P_j} + \lambda_E \eta_j^{-1} = 0. \quad (12)$$

Выражения (11) и (12) показывают, что в идеальном случае, когда потери мощности в АСНЭ равны нулю, т. е.  $\eta = 1$ , генерируемая мощность энергоустановки должна быть постоянной на всем цикле изменения нагрузки, чтобы обеспечить максимальную экономию топлива. Учет потерь мощности обуславливает необходимость корректировки генерируемой мощности в соответствии с выражениями (11) и (12) на каждом интервале времени, так как КПД энергоустановки не остается постоянным при изменении режима ее работы. Покажем, как в этом случае решается задача минимизации расхода топлива.

Для АСНЭ задается паспортное значение КПД  $\eta_r$  при номинальных значениях тока  $I_r$  и напряжения  $U_r$  аккумуляторной батареи. Потери мощности пропорциональны квадрату тока, протекающему через суммарное сопротивление АСНЭ  $R$ . Тогда можем записать, что

$$\eta_r = \frac{P_r}{P_r + \Delta P_r} = \frac{1}{1 + \Delta P_r / P_r} = \frac{1}{1 + RI_r^2 / U_r I_r} = \frac{1}{1 + \frac{RI_r}{U_r}}. \quad (13)$$

Отсюда находим, что

$$R = \frac{1 - \eta_r}{\eta_r I_r / U_r}. \quad (14)$$

Тогда

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{P}{P + \Delta P} = \frac{1}{1 + \frac{RI^2}{U_r I}} = \frac{1}{1 + \frac{1 - \eta_r}{\eta_r I_r} * \frac{I^2}{U_r I}} = \frac{1}{1 + (\eta_r^{-1} - 1) \frac{I}{I_r}} = \\ &= \frac{1}{1 + (\eta_r^{-1} - 1) \frac{P_{c,dc}}{P_r}}. \end{aligned} \quad (15)$$

Полагаем, что

$$q = a + bP^\mu. \quad (16)$$

Используя формулу (15), уравнения (11) и (12) приводим к виду

$$b\mu P_i^{\mu-1} - \lambda_E \frac{1}{1 + (\eta_r^{-1} - 1) \frac{P_{ci}}{P_r}} = 0. \quad (17)$$

$$b\mu P_j^{\mu-1} - \lambda_E \left[ 1 + (\eta_r^{-1} - 1) \frac{P_{dcj}}{P_r} \right] = 0. \quad (18)$$

Учитывая, что суточный цикл работы ЭТК разбит на получасовые интервалы, получаем 145 переменных ( $P_i, P_j \rightarrow 48; P_{ci}, P_{dcj} \rightarrow 48; \lambda_i, \lambda_j \rightarrow 48; \lambda_E \rightarrow 1$ ) и столько же нелинейных уравнений. При этом методом последовательного перебора находится  $T_0$ .

Такой метод оптимизации режима работы ЭТК по минимуму расхода топлива целесообразен, если имеются устойчиво повторяющиеся суточные профили мощности, что может иметь место в системах промышленного электроснабжения, питающих предприятия с непрерывным технологическим циклом производства. В остальных случаях приходится иметь дело с прогнозируемыми графиками нагрузки, от которых весьма вероятно будут отличаться реальные графики. Поэтому в пределах точности прогнозирования графиков можно принять приближенно, что КПД постоянный на всем интервале времени. Отметим, что при выводе формулы (15) также были допущены неявные приближения: широтно-импульсная модуляция тока на выходе двунаправленного преобразователя напряжения АСНЭ сопровождается дискретными потерями мощности, которые в принципе можно учесть аналитически, в связи с чем был выполнен их приближенный учет по постоянному току. Итак, если принять, что КПД неизменный, это приводит к тому, что на интервале заряда АБ генерируемая мощность постоянная, как и на интервале разряда АБ, но они отличаются между собой:

$$b\mu P_i^{\mu-1} = \lambda_E \eta_c, \quad (19)$$

$$b\mu P_j^{\mu-1} = \lambda_E \eta_{dc}^{-1}, \quad (20)$$

где  $\eta_c$  и  $\eta_{dc}$  – усредненные КПД на интервалах заряда и разряда АБ.

Из формул (19) и (20) получаем

$$\frac{P_{g1}}{P_{g2}} = (\eta_c \eta_{dc})^{1/(\mu-1)} = \rho^{1/(\mu-1)}, \quad (21)$$

где  $P_{g1}$  и  $P_{g2}$  – генерируемые энергоустановкой мощности соответственно на интервалах заряда и разряда АБ.

Отметим, что при заряде АБ, когда ток ниже номинального, КПД выше своего номинального значения, так как мощность пропорциональна току, а потери мощности – квадрату тока. Соответственно, в режиме разряда, когда ток может превышать номинальное значение, КПД снижается. «Таким образом, получен следующий результат: экономически выгоден ровный график выработки мощности» [12] энергоустановкой как на интервале заряда АБ, так и на интервале их разряда.

Запишем теперь уравнение баланса энергии (5), с учетом связи между переменными по выражениям (3) и (4), в следующем виде

$$\rho P_{g1} T_1 - \rho \sum_i P_{Li} \Delta t_i = \sum_j P_{Lj} \Delta t_j - P_{g2} (T - T_1) = 0. \quad (22)$$

Используя формулу (21), находим:

$$P_{g2} = \frac{P_{sL}}{1 - \varepsilon \tau}, \quad P_{g1} = \frac{\rho P_{sL}}{1 - \varepsilon \tau}, \quad (23)$$

где

$$P_{sL} = \frac{\rho \sum_i P_{Li} + \sum_j P_{Lj}}{T/\Delta t}, \quad \tau = \frac{T_0}{T}, \quad \varepsilon = 1 - \rho^{\frac{\mu}{\mu-1}}. \quad (24)$$

Формулы (23) нуждаются в комментарии. Во-первых, они не позволяют непосредственно найти значение  $\tau$  (если оно заранее не задано), используя повторно метод Лагранжа применительно к оптимизируемой функции (6), которая предварительно переформатируется с учетом формул (23). Это связано с тем, что в числителе данных формул стоит мощность  $P_{sL}$ , дискретно зависящая от времени. Во-вторых, на использованные выше уравнения связи переменных (3) – (5) не наложены формальные математические ограничения:

$$\frac{\partial S}{\partial P_i} = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i} + \lambda_i = \frac{\partial q_i}{\partial P_i} \Delta t_i + \lambda_i = 0, \quad (25)$$

$$P_{ci} > 0, \quad P_{dcj} > 0. \quad (26)$$

Численные расчеты показали, что при вариации длительности заряда  $T_0$  могут возникать случаи, когда оптимизационные условия (7) – (10) соблюдаются, но при этом неравенства (26) не выполняются. Причем тогда становятся неверными и формулы (23), так как мощность  $P_{sL}$  непосредственно зависит от четкой последовательности интервалов «заряд-разряд».

Решением как первой, так и второй проблемы является использование метода последовательных приближений в следующей его интерпретации: сначала находится значение  $\tau_0$  исходя из предположения отсутствия потерь активной мощности в АСНЭ, на втором этапе по формулам (23) рассчитываются значения генерируемой мощности и соответствующий расход топлива, на третьем этапе для проверки выполняются повторно эти же расчеты для значений  $\tau = \tau_0 \pm \Delta t$ . Если при новом значении  $\tau$  расход топлива снижается, то расчеты продолжают аналогично. Если и при  $\tau = \tau_0 \pm \Delta t$  условия (26) не выполняются, то необходимо отказаться от использования соотношения (21), поскольку при ступенчатом изменении  $\tau$  условия оптимума достижимы только приближенно.

Рассмотрим численный пример со следующей расходной характеристикой ДЭС:

$$q = a + bP^\beta = 22,31 + 368,57 \cdot P^{1,45}, \text{ л/ч.} \quad (27)$$

Исходные данные нагрузки:  $P_{L1} = 0,1$  МВт;  $P_{L2} = 0,25$  МВт;  $P_{L3} = 0,422$  МВт;  $T_1 = 10$  ч,  $T_2 = 8$  ч,  $T_3 = T_{dc} = 6$  ч,  $\Delta t = 0,5$  ч, рисунок 31. Общая продолжительность работы равна  $T = 24$  ч. Для АСНЭ принимаем  $\rho = 0,9$ ; тогда  $\varepsilon = 0,288$ .

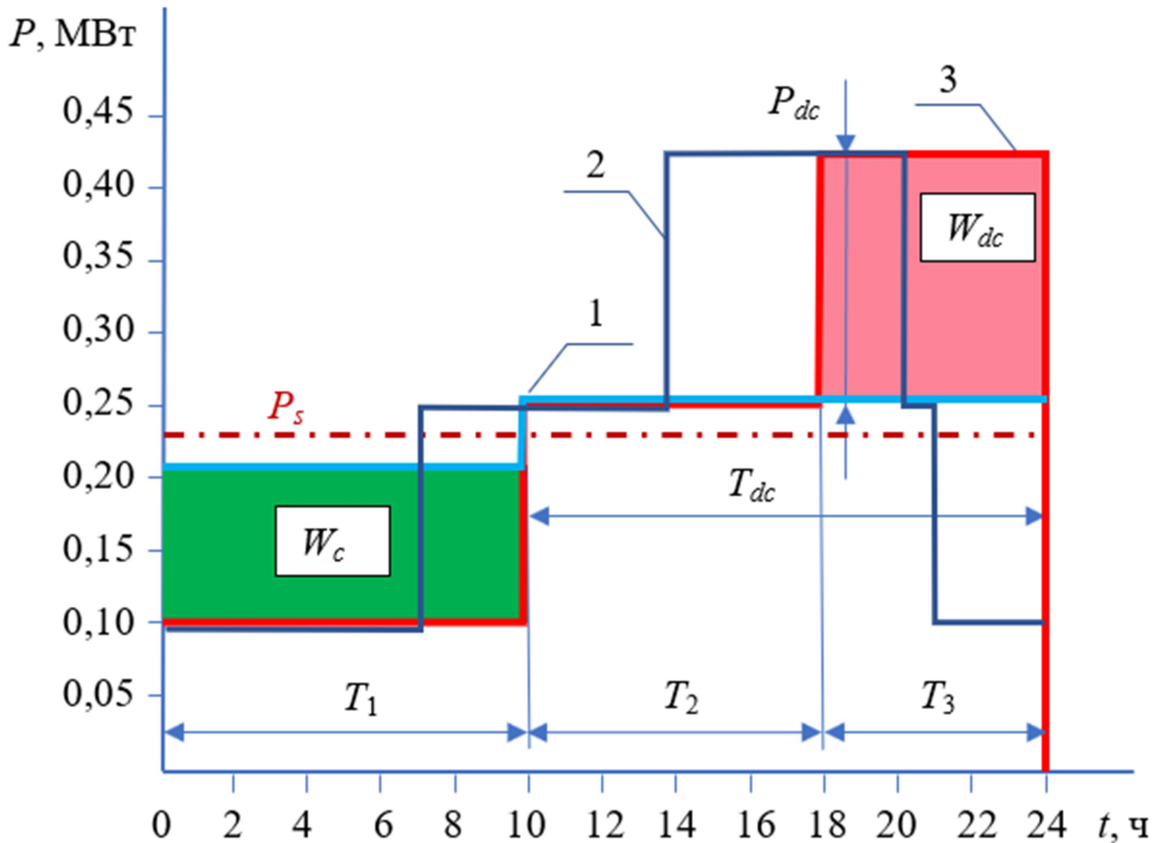


Рисунок 31 – Профили мощности генерации (1), нагрузки (2) и график нагрузки по ее продолжительности (3)

Средняя мощность нагрузки  $P_s$  равна

$$P_s = \frac{0,1 \cdot 20 + 0,25 \cdot 16 + 0,422 \cdot 12}{48} = 0,2305 \text{ МВт.} \quad (28)$$

Ей соответствуют  $T_c = 10$  ч,  $\tau = 10/24$ ,  $P_{sL} = 0,2263$  МВт.

По формулам (23) находим  $P_{g1} = 0,2023$  МВт,  $P_{g2} = 0,2571$  МВт. Для  $P_{g2}$  условие (26) не выполняется на интервале времени от 9 до 50, поэтому снижаем мощность генерации  $P_{g2}$  до 0,25 МВт, тогда исходя из баланса энергии (5) получаем  $P_{g1} = 0,2146$  МВт. В результате имеем

$$Q = aT + b(P_{g1}^{\mu}T_c + P_{g1}^{\mu}T_{dc}) = 535,44 + 368,57 \cdot (0,2146^{1,45} \cdot 10 + 0,25^{1,45} \cdot 14) = 1622 \text{ л/сут.} \quad (29)$$

При отсутствии АСНЭ расход топлива равен 1694,2 л в сутки.

Уменьшение или увеличение значения  $\tau$  приводит к нарушению условий (26) на одном из интервалов времени. Таким образом, расчет  $\tau$  по средней мощности оказался достаточным, экономия топлива составила 4,26 %.

Наименьший номинальный ток АБ  $I_r$  определяется из условия

$$I_r \geq \frac{\max\{P_{g1} - P_{Li}\}}{U_r}, \quad (30)$$

где  $U_r$  – номинальное напряжение АБ.

Проверка выбранного тока осуществляется в режиме разряда АБ по условию

$$I_r \geq \frac{\max\{P_{Lj} - P_{g2}\}}{k_c U_r}, \quad (31)$$

где  $k_c = 3 \div 5$  – кратность форсировки тока разряда.

Проверка АБ на необходимую емкость осуществляется по условию обеспечения ЭТК требуемой энергией разряда  $W_r$ , которая рассчитывается по формуле

$$W_r = W_{dc}/\eta^2 = \frac{1}{\eta^2} \sum_j (P_{Lj} - P_{g2}) \Delta t_j. \quad (32)$$

Переведем энергию  $W_r$  в ампер-часы  $C$  с учетом того, что ток регулируется обратимым преобразователем АСНЭ с последующим сглаживанием. Напряжение на АБ при заряде отличается от номинального в среднем на 5 %, тогда

$$C = \frac{W_r}{0,95 \cdot U_r}. \quad (33)$$

С учетом неполного разряда АБ (при сохранении допустимого качества электроэнергии по напряжению) до уровня порядка 80 % от номинала, принимаем номинальную емкость  $C_r$  из условия

$$C_r \geq \frac{C}{0,8}. \quad (34)$$

После чего сопоставляются расчетные значения  $I_r$  и  $C_r$  из условий (30) и (31) и емкость выбирается по наибольшему из значений. При значении  $U_r = 400$  В ток заряда  $I_c$ , энергия  $W_r$  и емкость  $C_r$  соответственно равны

$$I_c = \frac{214,6 - 100}{0,4} = 286,5 \text{ А.}$$

$$W_r = (422 - 250) \cdot \frac{6}{0,9} = 1146,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

$$C_r = \frac{1146,7}{0,4} \cdot 0,95 \cdot 0,8 = 3770 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Отсюда получаем, что АБ должны быть выбраны емкостью 3800 А·ч с номинальным током 3800 А. Избыточная величина тока объясняется наличием нескольких параллельных плеч АБ для обеспечения требуемой емкости батареи. Очевидно, что в режиме заряда АБ ток будет меньше 0,1С, что благоприятствует увеличению ее ресурса в режиме переменной величины зарядного тока.

### **2.3 Выбор параметров АБ АСНЭ при постоянстве зарядного тока по условиям экономии топлива**

Для ГПУ основное назначение АСНЭ – компенсация набросов и сбросов нагрузки. При использовании попутного газа в качестве топлива задача его экономии также актуальна, как и для энергоустановок, работающих на жидком топливе. Для последних экономия в первую очередь связана со снижением затрат на северный завоз топлива в удаленные регионы. Для ГПУ значительные затраты



сопряжены с предварительной очисткой попутного газа прежде, чем он поступит на сжигание.

Поскольку к АСНЭ не выдвигается требование к длительной их работе, они имеют избыточную емкость, так как для обеспечения стабильности частоты электрического тока в локальной энергосистеме с ГПУ при резком сбросе нагрузки выбор мощности АБ производится по току заряда, который не должен превышать номинальный ток АБ. Например, при сбросе нагрузки 400 кВт для ГПУ мощностью 400 кВт ток заряда составит  $400/0,4 = 1$  кА. Это означает, что емкость АБ будет не меньше, чем 1000 А·ч.

На рисунке 32 приведены результаты натурных экспериментов, проведенных специалистами Инжиниринговой компании ООО «Системы накопления энергии» на испытательном полигоне в г. Новосибирске. Они показывают, что без АСНЭ при сбросе нагрузки 550 кВт частота достигает 53 Гц, в то время как при большем сбросе нагрузки – 650 кВт частота возрастает кратковременно до 51,1 Гц. При этом АСНЭ отработывает в течение примерно 30 секунд на прием мощности 300 кВт, а далее вступает в действие штатная система регулирования частоты ГПУ. Установленная АСНЭ емкостью 350 А·ч принимает (без учета потерь мощности) энергию, примерно соответствующую 3 А·ч. Таким образом, кратковременный прием энергии – менее 1 % – практически не повлияет на АБ. Такие же результаты имеют место и при набросе нагрузки. Отсюда следует, что АСНЭ может использоваться и на длительных промежутках времени, участвуя в сглаживании графика нагрузки в целях экономии топлива.

Для сохранения ресурса АБ при участии АСНЭ в решении второстепенной задачи (основная – стабилизация режимных параметров) снижения расхода газа заряд АБ следует производить пониженным током неизменной величины. На рисунке 33 приведена диаграмма режимов работы энергоустановки при участии АСНЭ.

Без АСНЭ

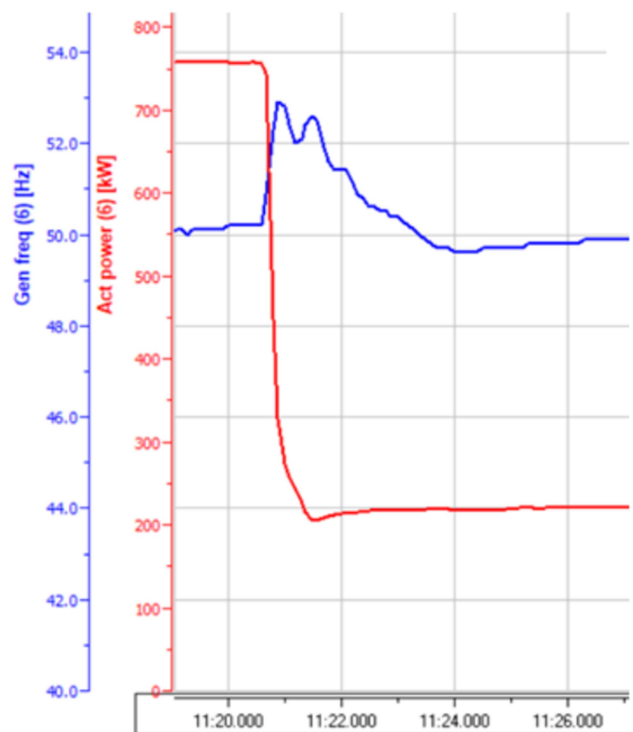
С АСНЭ

Заброс частоты - 3,0 Гц

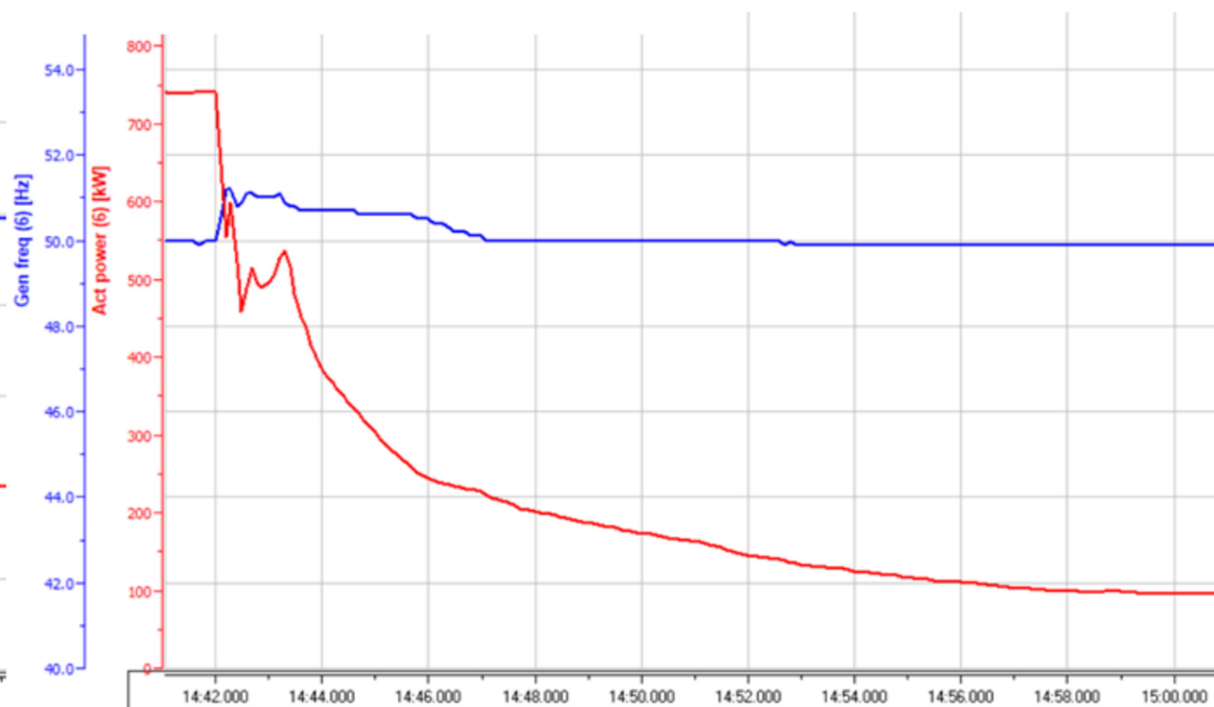
Заброс частоты - 1,1 Гц

— Мощность активная

— Частота



а)



б)

Рисунок 32 – Опыт сброса нагрузки с ГПУ мощностью 1000 кВт. Данные ООО «Системы накопления энергии»:  
а – сброс нагрузки 550 кВт без участия АСНЭ; б – сброс нагрузки 650 кВт с участием АСНЭ

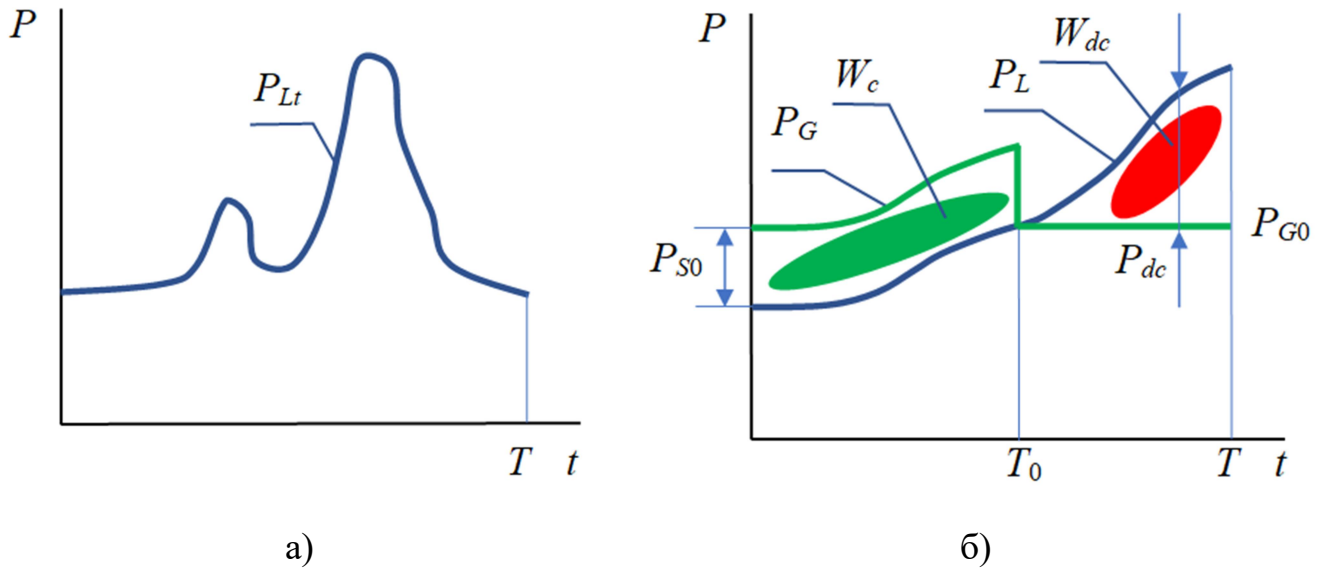


Рисунок 33 – Суточный профиль мощности нагрузки (а) и перестроенный профиль мощности по ее продолжительности (б) с графиком выдачи мощности энергоустановкой ЭТК с АСНЭ

На рисунке 33 использованы следующие обозначения:

$P_G$  – электрическая мощность, генерируемая энергоустановкой;

$P_{Lt}$  – электрическая мощность нагрузки;

$P_L$  – электрическая мощность нагрузки по ее продолжительности;

$P_{S0}$  – электрическая мощность, направляемая в АСНЭ;

$P_{G0}$  – постоянная электрическая мощность энергоустановки в режиме разряда АСНЭ.

Задача минимизации расхода газа, что было рассмотрено выше применительно к расходу жидкого топлива, в общем случае состоит в выборе:

- продолжительности заряда/разряда АБ;
- мощности АБ;
- энергоемкости АБ.

На рисунке 33б показано, что заряд АБ осуществляется при неизменном токе, чему соответствует мощность заряда  $P_{S0}$ . Применяемый в этом случае неполный заряд АБ (не используется конечный этап заряда постоянным напряжением)

гарантирует увеличение ресурса АБ. С момента времени  $T_0$  происходит разряд АБ на нагрузку при постоянной генерируемой мощности  $P_G$  энергоустановки.

На рисунке 34 представлено изменение генерируемой мощности на этом интервале (начальный участок работы в режиме заряда НЭ не изображен).

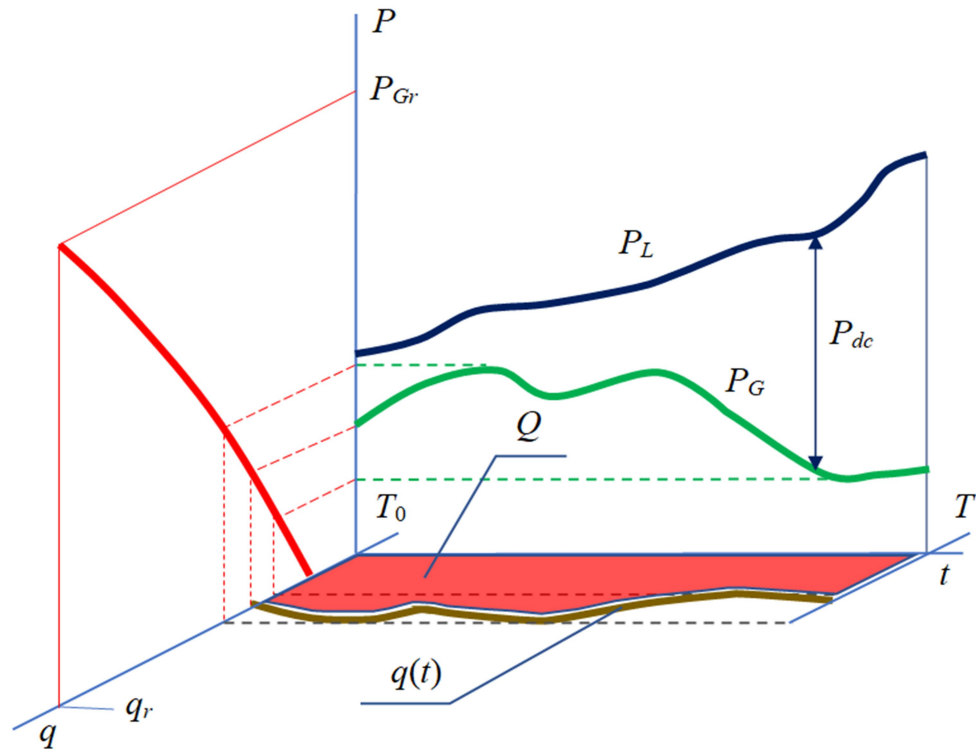


Рисунок 34 – Переменный режим работы генератора на интервале разряда НЭ

На рисунке 35 показан режим работы АСНЭ с постоянной генерируемой мощностью, соответствующей удельному расходу топлива  $q_{dc}$ .

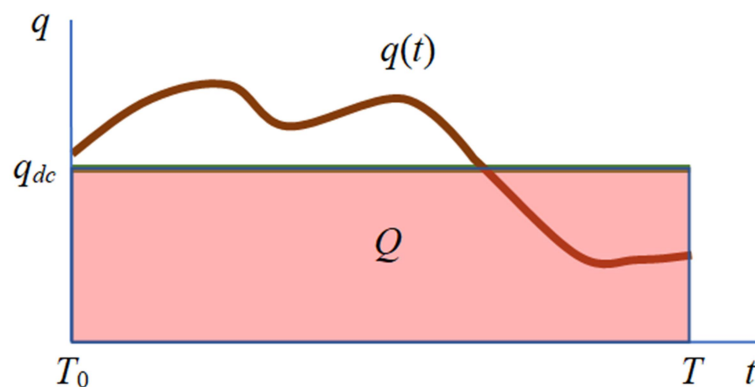


Рисунок 35 – Расход топлива  $Q$  энергоустановки в цикле разряда АБ

Как видно из рисунка 35, АСНЭ всегда может путем своего регулирования обеспечить работу энергоустановки с постоянной генерируемой мощностью при том же расходе топлива  $Q$ . Задача состоит в снижении расхода топлива на всем интервале времени ее работы.

Для минимизации расхода топлива запишем уравнения связи между переменными параметрами, от которых зависит расход топлива. Для обеспечения бесперебойной работы АСНЭ на всем цикле ее работы должен выполняться баланс между направленной в АБ энергией  $W_c$  и отдаваемой в сеть энергией  $W_{dc}$ :

$$Z_1 = \eta^2 \cdot W_c - W_{dc} = 0. \quad (35)$$

Выражение (35) можно записать следующим образом:

$$Z_1 = \eta^2 \int_0^{T_0} P_{S0} dt - \int_{T_0}^T (P_L - P_{G0}) dt = 0. \quad (36)$$

Также имеют место уравнения баланса мощностей

$$Z_2 = P_L(t) + P_{S0} - P_G(t) = 0, \quad (37)$$

$$Z_3 = P_L(t) - P_S(t) - P_{G0} = 0. \quad (38)$$

Уравнения (36) – (38) содержат пять неизвестных параметров, из них два зависят от времени –  $P_S(t)$ ,  $P_G(t)$ , и три постоянных параметра –  $P_{S0}$ ,  $P_{G0}$ ,  $T_0$ . Четвертым добавочным уравнением является расход топлива  $Q$ , минимизируемый на рассматриваемом интервале  $[0, T]$ :

$$Q = \int_0^T q(t) dt \rightarrow \min. \quad (39)$$

Очевидно, что с формальной стороны не хватает еще одного уравнения для решения задачи выбора параметров АБ, однако выражение (39) как многопараметрическое обеспечивает полноту системы уравнений. Прямой поиск

оптимума путем приравнивания производных от  $Q$  по свободным переменным к нулю приводит к сложным нелинейным уравнениям. Для примера рассмотрим линейный случай, когда

$$P_{LT} = P_0 + ct. \quad (40)$$

Функцию удельного расхода топлива  $q(P)$  используем вида (16). Формулу (39) разобьем на две части: интервал заряда и интервал разряда АБ:

$$Q = \int_0^T q(t)dt = \int_0^{T_0} q_1(t)dt + \int_{T_0}^T q_2(t)dt. \quad (41)$$

Используя уравнение (37) и формулу (40), запишем расход топлива на интервале времени заряда АБ  $[0; T_0]$

$$\begin{aligned} \int_0^{T_0} q_1(t)dt &= \int_0^{T_0} \{a + b[P_{LT}(t) + P_{S0}]^\mu\}dt = \int_0^{T_0} \{a + b(P_0 + ct + P_{S0})^\mu\}dt = \\ &= aT_0 + \frac{b(P_0 + cT_0 + P_{S0})^{\mu+1}}{c(\mu + 1)} - \frac{b(P_0 + P_{S0})^{\mu+1}}{c(\mu + 1)}. \end{aligned} \quad (42)$$

Для интервала разряда АБ с учетом уравнения (38) получаем

$$\int_{T_0}^T q_2(t)dt = \int_{T_0}^T \{a + b(P_{G0})^\mu\}dt = [a + b(P_{G0})^\mu](T - T_0). \quad (43)$$

Суммируя (42) и (43), находим суточный расход топлива

$$Q = aT + \frac{b(P_0 + cT_0 + P_{S0})^{\mu+1}}{c(\mu + 1)} + b(P_{G0})^\mu(T - T_0). \quad (44)$$

Уравнение (36) с учетом формулы (40) принимает следующий вид:

$$Z_1 = \eta^2 P_{S0} T_0 + (P_{G0} - P_0)(T - T_0) - \frac{c}{2}(T^2 - T_0^2) = 0. \quad (45)$$

Выразим из уравнения (45) параметр  $P_{S0}$  через остальные параметры и подставим в формулу (44):

$$Q = aT + \frac{b \left( P_0 + cT_0 - \frac{(P_{G0} - P_0)(T - T_0) - \frac{c}{2}(T^2 - T_0^2)}{\eta^2 T_0} \right)^{\mu+1}}{c(\mu + 1)} + \quad (46)$$

$$+ b(P_{G0})^\mu (T - T_0).$$

Запишем условия минимума расхода топлива:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial Q}{\partial P_{G0}} &= \frac{b}{c} \left( P_0 + cT_0 - \frac{(P_{G0} - P_0)(T - T_0) - \frac{c}{2}(T^2 - T_0^2)}{\eta^2 T_0} \right)^\mu \times \\ &\quad \times \frac{T - T_0}{\eta^2 T_0} + \mu b(P_{G0})^{\mu-1} (T - T_0) = 0, \\ \frac{\partial Q}{\partial T_0} &= \frac{b}{c} \left( P_0 + cT_0 - \frac{(P_{G0} - P_0)(T - T_0) - \frac{c}{2}(T^2 - T_0^2)}{\eta^2 T_0} \right)^\mu \times \\ &\quad \times \left[ c - \frac{\{-(P_{G0} - P_0) + cT_0\}T_0 - \{(P_{G0} - P_0)(T - T_0) - \frac{c}{2}(T^2 - T_0^2)\}}{\eta^2 T_0^2} \right] - b(P_{G0})^\mu = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (47)$$

Система нелинейных уравнений (47) должна быть решена относительно параметров  $P_{G0}$  и  $T_0$ , которые и будут соответствовать минимальному расходу топлива на интервале времени  $[0; T]$ . Как видно из уравнений (47), уже в простейшем случае линейной характеристики продолжительности нагрузки по времени получаются весьма сложные расчетные соотношения. В общем случае требуется аналитическое задание характеристики  $P_L(t)$  по ее продолжительности.

Поскольку общепринятым является использование получасовых профилей мощности (т. е. усреднение мощности происходит на получасовых интервалах

времени), для аналитического описания в непрерывных переменных зависимости мощности от ее продолжительности во времени потребуется применение полиномов Ньютона  $y(x)$  47-го порядка [93], что еще более усложняет расчеты:

$$y(x) = \sum_{i=1}^I y(x_i) \prod_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^I \frac{(x - x_j)}{(x_i - x_j)}, \quad I = 47. \quad (48)$$

В связи с этим предлагается иная методика, изначально ориентированная на работу с дискретными исходными данными и использование простых расчетных алгоритмов. Предлагаемая ниже методика основана на сочетании локальной и глобальной минимизации расхода топлива энергоустановкой. Локальная минимизация производится в пределах интервала дискретизации, на котором по условию измерений принимается постоянство нагрузки. При этом суточный профиль мощности по ее продолжительности разбивается достаточно произвольно на две части: интервал заряда АБ и интервал разряда АБ. Находится общий расход топлива. После чего на шаг дискретизации изменяются оба интервала (один увеличивается, другой уменьшается) и все расчеты повторяются. Тем самым запускается процедура глобальной минимизации расхода топлива. Ее результатом будет определение значения  $T_0$ , которое обеспечивает максимальную экономию топлива.

Учитывая, что найденный параметр  $T_0$  опирается на апостериорную информацию, планирование процедуры минимизации предполагает наличие прогноза профиля мощности. Он формируется, как правило, на основе интегральных оценок значений мощности на получасовых интервалах ее осреднения. Таким образом, ниже предлагается сочетание дискретных и непрерывных переменных: рассматриваются дискретные интервалы времени, на которых полагают нагрузку неизменной, но внутри каждого интервала производится оптимизация режима работы энергоустановки по непрерывным переменным.



Используя рисунок 33б, запишем уравнения связи переменных между собой, применяя осреднение мощности на интервале  $\Delta t$ :

– баланс мощностей на  $i$ -м интервале заряда НЭ

$$Z_i = P_{Gi} - P_{Li} - P_{S0} = 0; \quad (49)$$

– баланс мощностей на  $j$ -м интервале разряда НЭ

$$Z_j = P_{Gj} - P_{Lj} + P_{dcj} = 0; \quad (50)$$

– баланс энергии в цикле разряд-заряд НЭ

$$Z_E = k_p P_{S0} T_0 - \sum_j P_{dcj} \Delta t_j = 0. \quad (51)$$

Уравнение (51) содержит в отличие от уравнения (24) коэффициент  $k_p$ , который учитывает возможность заряда АБ в двух режимах: постоянным током и далее постоянным напряжением, в режиме постоянного напряжения ток заряда снижается. Если вторая часть режима заряда не задействована, то  $k_p = \eta^2$ .

Учтем, что в режиме разряда накопителя заранее не известен оптимальный режим работы генератора по условию минимизации расхода топлива. Полный расход топлива  $Q$  на суточном цикле:

$$Q = \sum_{i,j} q_{i,j} \Delta t_{i,j}. \quad (52)$$

Запишем оптимизационное уравнение Лагранжа функции суточного расхода топлива для ступенчатого графика нагрузки, аналогичное (6):

$$S = Q + \sum_i \lambda_i Z_i + \sum_j \lambda_j Z_j + \lambda_E Z_E \rightarrow \min. \quad (53)$$

Далее записываем условия достижения экстремума

$$\frac{\partial S}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial Q}{\partial P_{Gi}} + \lambda_i = \frac{\partial q_i}{\partial P_{Gi}} \Delta t_i + \lambda_i = 0, \quad (54)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_{Gj}} = \frac{\partial Q}{\partial P_{Gj}} + \lambda_j = \frac{\partial q_j}{\partial P_{Gj}} \Delta t_j + \lambda_j = 0, \quad (55)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_{S0}} = - \sum_i \lambda_i + \lambda_E k_p T_0 = 0, \quad (56)$$

$$\frac{\partial S}{\partial P_{dcj}} = \lambda_j - \lambda_E \Delta t_j = 0. \quad (57)$$

Из уравнений (55) и (57) получаем

$$\frac{\partial q_j}{\partial P_{Gj}} = -\lambda_E. \quad (58)$$

Поскольку рассматривается одна энергоустановка на разных временных интервалах, то условием ее оптимальной работы, исходя из выражения (58), становится постоянство генерируемой мощности  $P_G = P_{G0}$  на интервале времени разряда АБ АСНЭ, аналогично полученному выше условию (8). В действительности, формулы (12) и (58) позволяют сделать математически строгое заключение только о постоянстве прироста расхода топлива при изменении генерируемой мощности. Но это условие может выполняться лишь при линейной зависимости  $q = f(P)$  вида (40). В практическом диапазоне изменения рабочих мощностей энергоустановок закон изменения удельного расхода топлива  $q = f(P)$  нелинейный. Тогда условия (12) и (58) могут быть выполнены на разных интервалах времени только при постоянстве генерируемой мощности, что подтверждает приведенные выше аргументы применительно к рисунку 31.

Из уравнений (52) и (56) получаем

$$\sum_i \frac{\partial q_i}{\partial P_{Gi}} \Delta t_i = -\lambda_E k_p T_0. \quad (59)$$

Используя уравнение (58), выражение для удельной расходной характеристики топлива (16) и обозначения переменных, рисунок 33б, получаем

$$\frac{1}{k_p T_0} \sum_i (P_{Li} + P_{S0})^{\beta-1} \Delta t_i = (P_{G0})^{\beta-1}. \quad (60)$$

Однако этот подход опять возвращает к необходимости решения нелинейных уравнений. Поэтому ниже предлагается использование, как и выше, простых алгоритмов численных расчетов.

### 2.3.1 Минимизация расхода топлива при фиксированной продолжительности разряда АБ АСНЭ

При априори заданном значении  $T_0$  приведем алгоритм решения задачи минимизации расхода топлива на конкретном примере, рисунок 31. Если положить  $T_0 = 10$  ч, то получим тот же результат оптимизации, что и выше. В связи с этим примем, что в режиме заряда АБ  $T_0 = 18$  ч.

Рассчитаем мощности заряда и разряда НЭ, обеспечивающие максимальную суточную экономию топлива. Применительно к рассматриваемому режиму работы АСНЭ формула для его расчета имеет следующий вид:

$$Q = a \cdot T + b \cdot [(P_{L1} + P_{S0})^\mu \cdot T_1 + (P_{L2} + P_{S0})^\mu \cdot T_2 + (P_{L3} - P_{dc})^\mu \cdot T_3]. \quad (61)$$

Подставляя в формулу (61) численные значения параметров, имеем

$$Q = 535,44 + 368,57 \cdot [(0,1 + P_{S0})^{1,45} \cdot 10 + (0,25 + P_{S0})^{1,45} \cdot 8 + (0,422 - P_{dc})^{1,45} \cdot 6], \text{ л/сут.} \quad (62)$$

Исходя из условия отсутствия неиспользуемого запаса электроэнергии в процессе работы АСНЭ (базовый запас всегда имеется, если АБ не полностью разряжены), считаем, что вся накопленная энергия расходуется при разряде АБ. Тогда можем записать уравнение баланса энергии

$$W_c k_p = W_{dc}, \quad (63)$$

где  $k_p = k_w \eta^2$  – коэффициент эффективности использования АСНЭ.

Применим уравнение (37) к рассматриваемому режиму работы АСНЭ:

$$k_p (P_{S0}T_1 + P_{S0}T_2) = P_{dc}T_3. \quad (64)$$

Отсюда получаем:

$$P_{dc} = k_p P_{S0} (T_1 + T_2) / T_3. \quad (65)$$

Полагаем  $k_p = 0,75$ . Тогда в численном виде

$$P_{dc} = 0,75 P_{S0} (10 + 8) / 6 = 2,25 P_{S0}. \quad (66)$$

С учетом формулы (40) записываем выражение (34) для расчета расхода топлива как функцию одной переменной

$$Q = 535,44 + 368,57 \times [(0,1 + P_{S0})^{1,45} \cdot 10 + (0,25 + P_{S0})^{1,45} \cdot 8 + (0,422 - 2,25 P_{S0})^{1,45} \times 6], \text{ л/сут.} \quad (67)$$

Далее путем численного расчета значений  $Q$  с шагом 0,001 МВт находим минимум функции (67), рисунок 36. Здесь же приведен аналогичный график, но рассчитанный при значении коэффициента  $k_p = 0,9$ . В первом случае минимальный расход топлива имеем при  $P_{S0} = 0,028$  МВт; во втором случае  $P_{S0} = 0,056$  МВт.

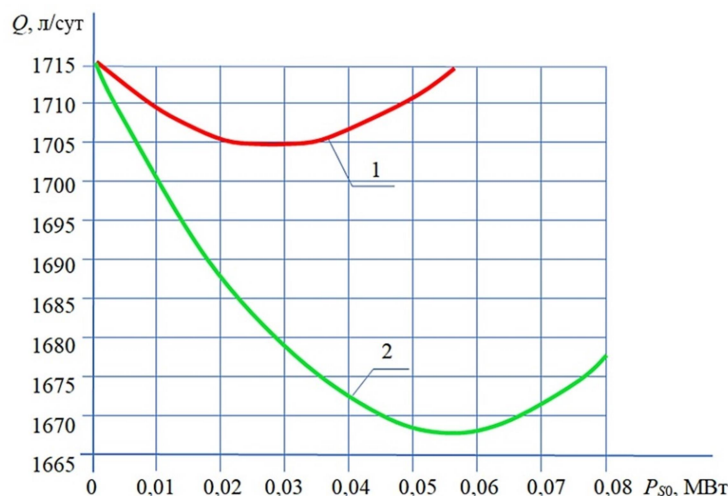


Рисунок 36 – Расход топлива ДЭС за сутки: 1 –  $k_p = 0,75$ ; 2 –  $k_p = 0,9$

Генерируемая мощность в первом случае равна  $P_{G_{\max}} = P_3 = 0,422 - 2,25 \cdot 0,028 = 0,359$  МВт ( $P_2 = 0,25 + 0,028 = 0,278$  МВт); во втором случае  $P_{G_{\max}} = P_2 = 0,25 + 0,056 = 0,306$  МВт ( $P_3 = 0,422 - 2,7 \cdot 0,056 = 0,271$  МВт), рисунок 37.

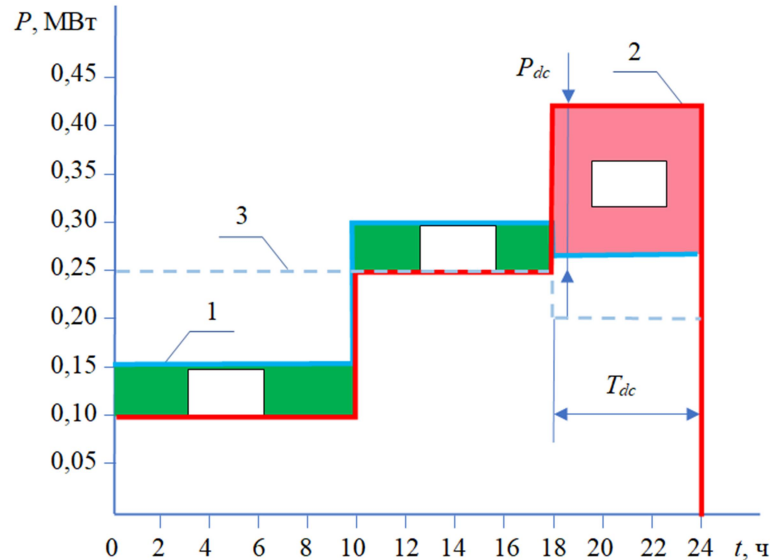


Рисунок 37 – Графики нагрузки и диаграммы режимов заряда-разряда АБ:  
 1 – профиль мощности энергоустановки; 2 – профиль мощности нагрузки;  
 3 – профиль мощности энергоустановки при свободном изменении тока заряда

Если рассчитать расход топлива в рассматриваемом случае  $T_0 = 18$  ч исходя из свободного изменения тока заряда, как это было показано выше, то получим результат:  $P_1 = 0,250$  МВт;  $P_2 = 0,197$  МВт, график 3, рисунок 37. Тогда соответственно получаем  $Q = 1634$  л, что ожидаемо ниже, чем при выдерживании на каждом интервале постоянства мощности/тока заряда, график 2, рисунок 36.

Повышение коэффициента эффективности  $k_p = k_w \eta^2$  возможно как за счет снижения потерь энергии в элементах НЭ, т. е. за счет повышения  $\eta$ , так и за счет смещения влево конечной рабочей точки на разрядной характеристике, рисунок 38, т. е. путем повышения  $k_w$ . Если при разряде АБ номинальным током 1С энергия разряда характеризуется точкой 1', то разряду повышенным током 3С соответствует точка 1. Поскольку напряжение на АБ выйдет за допустимый диапазон его отклонений  $\Delta U_r$ , то рабочей будет являться точка 2. Отсюда понятен

смысл коэффициента  $k_W$ , характеризующего недоиспользование зарядной емкости по причинам несоблюдения нормативных показателей качества электроэнергии.

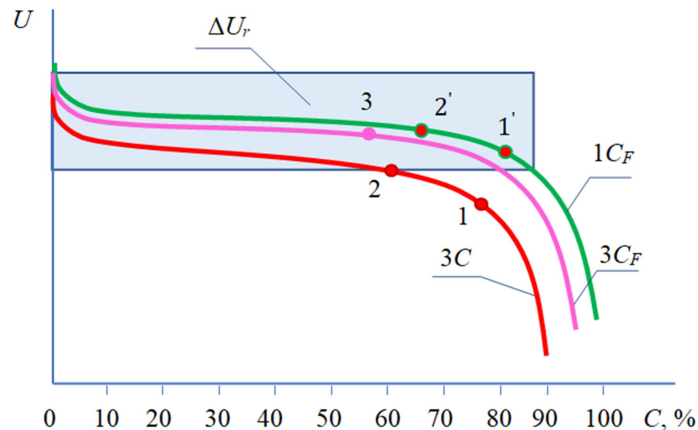


Рисунок 38 – Разрядные характеристики АБ и область допустимой работы НЭ

К этому случаю относится график 1, рисунок 38, где принято  $k_W = 0,833$ .

Увеличение емкости батареи с  $C$  до  $C_F$  приводит к тому, что рабочей точкой при разряде АБ током  $1C_F$  становится точка  $2'$ , в результате чего при разряде током  $3C_F$  с рабочей точкой 3 можно использовать всю накопленную в режиме заряда энергию. Тогда  $k_W=1$ , и экономия топлива возрастает, график 2, рисунок 36.

### 2.3.2 Минимизация расхода топлива при свободном изменении продолжительности разряда АБ АСНЭ

Приведем простой алгоритм минимального расчета топлива при заряде АБ током неизменной величины. Используя уравнения (19) и (20), запишем выражение связи между  $P_{G0}$  и  $P_{S0}$ :

$$k_p P_{S0} T_0 - \sum_j P_{dcj} \Delta t_j = k_p P_{S0} T_0 - \sum_j (P_{Lj} - P_{G0}) \Delta t_j = 0. \quad (68)$$

Отсюда получаем

$$P_{G0} = \frac{\sum_j P_{Lj} \Delta t_j}{T_{dc}} - k_p P_{S0} \frac{T_0}{T_{dc}}. \quad (69)$$

Расход топлива  $Q$  на всем интервале работы энергоустановки длительностью  $T$  можно рассчитать по следующей формуле, записанной относительно одного переменного параметра –  $P_{S0}$ :

$$Q = \sum_i (a + bP_G^\beta) \Delta t_i + (a + bP_{G0}^\beta) (T - T_0) =$$

$$= aT + \sum_i (P_{Li} + P_{S0})^\beta \Delta t_i + \left( \frac{\sum_j P_{Lj} \Delta t_j}{T_{dc}} - k_p P_{S0} \frac{T_0}{T_{dc}} \right)^\beta (T - T_0). \quad (70)$$

Далее для каждого априори заданного значения  $T_{dc}$  рассчитываются по формуле (70) значения расхода топлива  $Q$  при изменении свободной переменной – величины генерируемой в сеть АСНЭ мощности  $P_{S0}$ . В результате находится локальный минимум расхода топлива  $Q$ . После чего повторяется расчет при другом значении  $T_{dc}$  и т. д.

Приведем численный пример для случая работы той же, что и была рассмотрена выше, ДЭС на активную нагрузку, суточный профиль мощности которой представлен на рисунке 39, график 1.

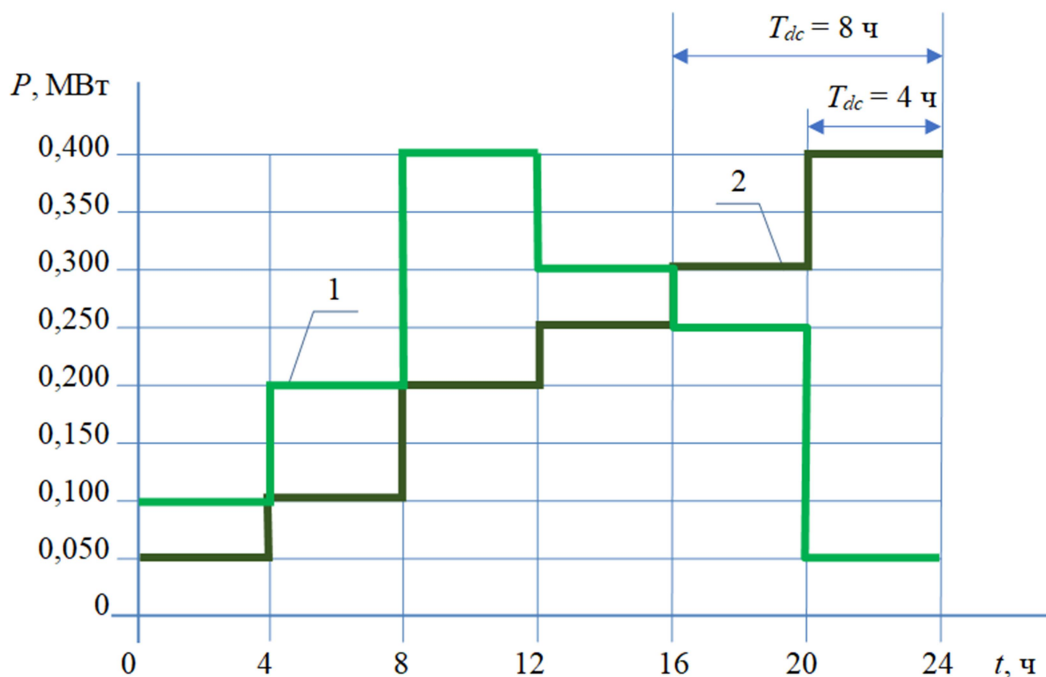


Рисунок 39 – Суточный профиль мощности электрической нагрузки ДЭС (1) и график нагрузки по ее продолжительности (2)

Согласно графику 2, рисунок 39, интервал дискретности  $\Delta t_j = 4$  ч. Примем, что  $k_p = 0,9$ ; положим, что  $T_{dc} = 4$  ч. Тогда в формуле (69) верхнее значение  $J$  индекса  $j$  равно 1. Отсюда находим

$$P_{G0} = \frac{\sum_{j=1}^1 P_{Lj} \Delta t_j}{T_{\max}} - k_p P_{S0} \frac{T_0}{T_{dc}} = \frac{0,4 \cdot 4}{4} - 0,9 \cdot \frac{20}{4} \cdot P_{S0} = 0,4 - 4,5 \cdot P_{S0}. \quad (71)$$

Суточный расход топлива  $Q_4$  рассчитывается по формуле

$$Q_4 = 535,4 + 1474,28 \cdot [(0,05 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,1 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,2 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,25 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,3 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,4 - 4,5 \cdot \Delta P_c)^{1,45}]. \quad (72)$$

Положим  $T_{dc} = 8$  ч. Тогда в формуле (69) верхнее значение  $J$  индекса  $j$  равно 2, и получаем

$$P_{G0} = \frac{0,4 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4}{8} - 0,9 \cdot \frac{16}{8} \cdot \Delta P_c = 0,35 - 1,8 \cdot \Delta P_c. \quad (73)$$

Суточный расход топлива  $Q_8$  рассчитывается по формуле

$$Q_8 = 535,4 + 1474,28 \times [(0,05 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,1 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,2 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,25 + \Delta P_c)^{1,45} + 2(0,35 - 1,8 \cdot \Delta P_c)^{1,45}]. \quad (74)$$

И так далее. При  $T_{dc} = 12$  ч имеем

$$P_{G0} = \frac{0,4 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4}{12} - 0,9 \cdot \frac{12}{12} \cdot \Delta P_c = 0,317 - 0,9 \cdot \Delta P_c. \quad (75)$$

$$Q_{12} = 535,4 + 1474,28 \cdot [(0,05 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,1 + \Delta P_c)^{1,45} + (0,2 + \Delta P_c)^{1,45} + 3(0,317 - 0,9 \cdot \Delta P_c)^{1,45}]. \quad (76)$$

На рисунке 40 построены суточные расходные характеристики топлива, рассчитанные по формулам (73) – (76).



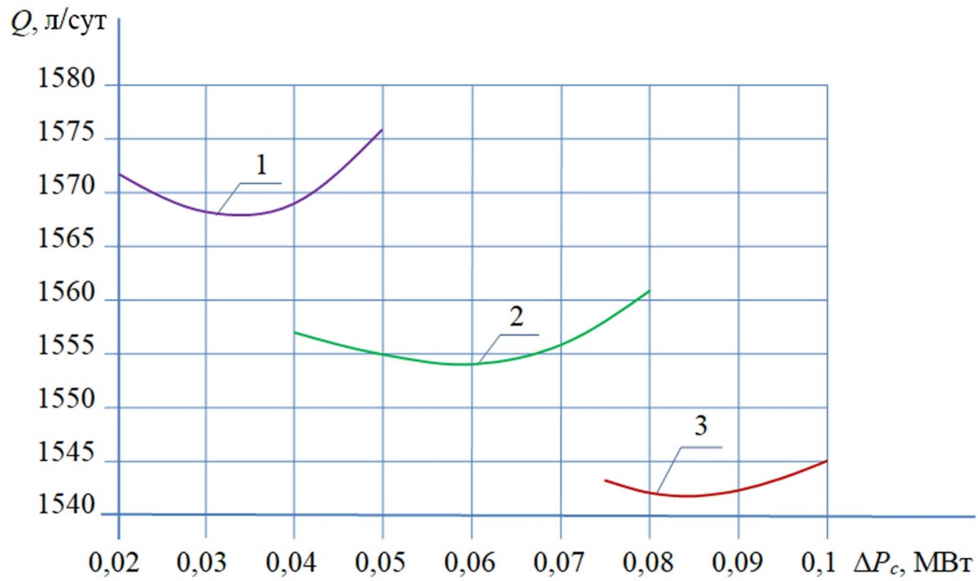


Рисунок 40 – Расход топлива при увеличении продолжительности разряда НЭ: 1 –  $T_{dc} = 4$  ч; 2 –  $T_{dc} = 8$  ч; 3 –  $T_{dc} = 12$  ч

На рисунке 41 приведен график выработки мощности по ее продолжительности энергоустановкой для оптимального варианта  $T_{max} = 12$  часов. На рисунке 42 показаны суточные профили мощности ЭТК оптимального варианта.

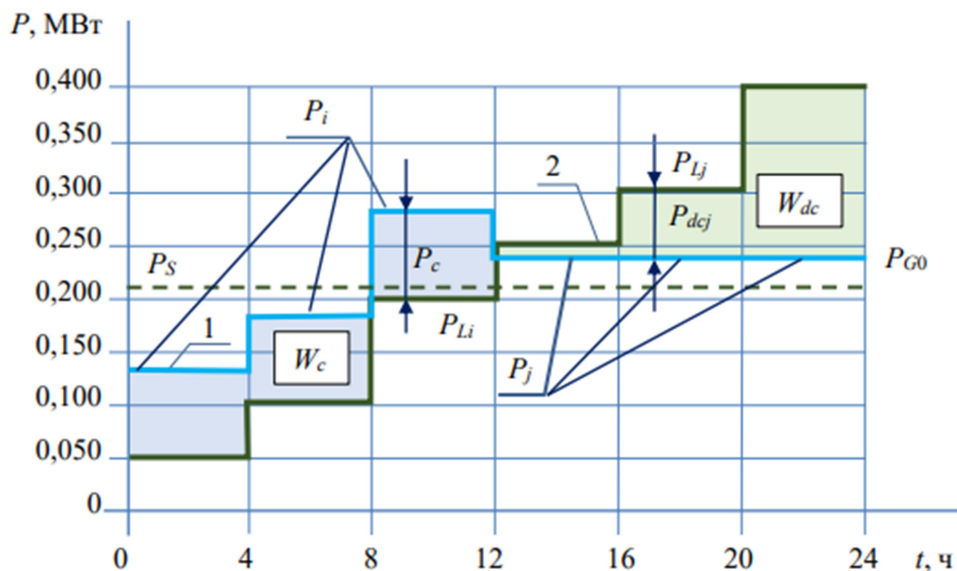


Рисунок 41 – Диаграмма мощностей ЭТК по продолжительности нагрузки при  $T_{dc} = 12$  ч:

1 – профиль генерируемой мощности; 2 – профиль мощности нагрузки

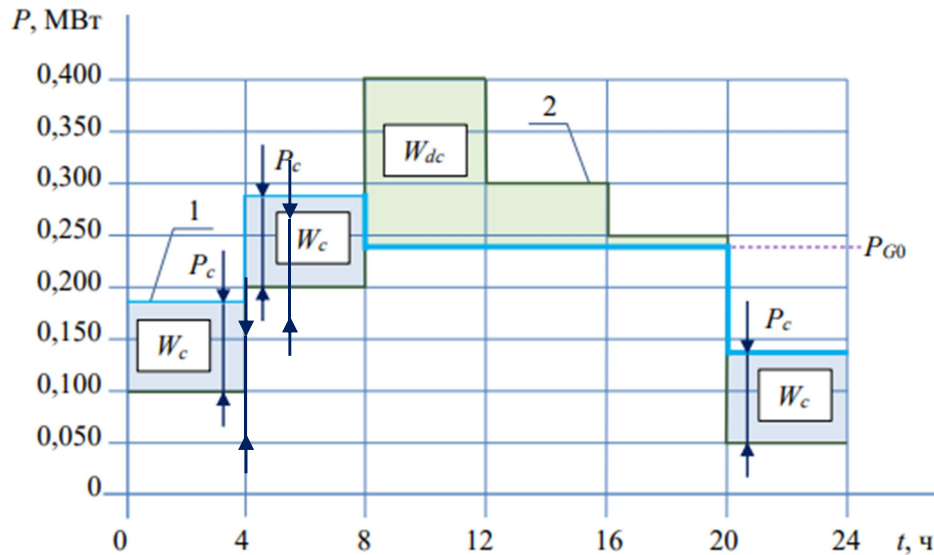


Рисунок 42 – Суточные профили мощности ЭТК при  $T_{dc} = 12$  ч:  
1 – профиль генерируемой мощности; 2 – профиль мощности нагрузки

Дальнейшее увеличение  $T_{dc}$  приводит опять к росту расхода топлива, что подтверждается расчетом по формуле (72). Сравним полученный результат с тем случаем, когда допускается свободное изменение тока заряда, что было рассмотрено выше. Как уже было описано, находим среднюю мощность нагрузки, которая составила  $P_S = 0,2167$  МВт. По пересечению с графиком 2, рисунок 41, получаем значение  $T_0 = 12$  ч. Решая уравнение баланса мощностей с учетом формулы (21), находим  $P_1 = 0,1949$  МВт и  $P_2 = 0,2463$  МВт. Устанавливаем, что на третьем интервале времени не выполняется условие  $P_1 > P_{L3}$ , так как  $0,1949 < 0,2$ . В связи с этим полагаем  $P_1 = 0,2$  МВт. Расчет по формуле (70) дает результат  $Q = 1544$  л.

При отсутствии АСНЭ расход топлива составит 1595 л. В условиях северного завоза жидкого топлива его конечная цена превышает 100 рублей за литр. Таким образом, годовая экономия топлива составит не менее 2 млн руб. Дополнительно повышается ресурс энергоустановки, так как она работает в стабильном режиме. Не решая напрямую нелинейную дискретную задачу, можно посредством простого процесса алгоритмизации численных расчетов найти оптимальный вариант длительности разряда НЭ, приводящий к максимальной экономии топлива.

В **общем виде** рассмотренная выше методика выглядит следующим образом. Записываются выражения баланса мощности в режимах заряда и разряда НЭ на основе получасового суточного профиля нагрузки. Далее они используются при вычислении суточного расхода топлива. При этом на первом шаге задается минимально приемлемая длительность разряда НЭ в соответствии с имеющимся профилем мощности нагрузки. Увеличивая мощность заряда НЭ, находим точку минимума суточного расхода топлива. После чего на 0,5 часа увеличивается продолжительность разряда НЭ и расчет повторяется. Такой простой метод перебора вариантов легко программируется и основан на простых вычислениях. И в первую очередь удобство его применения обуславливается дискретным видом исходной информации – получасовыми профилями мощности нагрузки.

#### **2.4 Методика выбора параметров АСНЭ при постоянном токе заряда**

Выше было показано, как численными расчетами определяется совместный режим работы энергоустановки и АСНЭ, который обеспечивает максимальную экономию топлива. Покажем далее, как по найденным параметрам режима выбрать параметры АСНЭ, а именно максимальную мощность и энергоемкость.

Энергоемкость АБ очевидно должна превышать величину мощности заряда, так как полный разряд АБ возможен только при глубоком снижении напряжения на их выходе, что недопустимо по требованиям нормативных документов [29]. С технической стороны это приведет к «опрокидыванию» асинхронных двигателей, резкому ухудшению освещения бытовых и промышленных помещений, отказу ряда электроприборов и т. п. Таким образом, ключевым требованием к емкости АБ является условие поддержания напряжения при разряде не ниже минимально допустимого  $U_{r \min}$ .

Как уже отмечалось, в режиме разряда АБ могут работать, если это необходимо, с повышенным током  $I_{dc}$

$$I_{dc} = k_C I_r, \quad (77)$$

где  $I_r$  – номинальный ток АБ,  $k_C = 3 \div 5$  – коэффициент форсировки.

Максимальный ток разряда находится по формуле

$$I_{dc} = \frac{P_{dc \max}}{U_{r \min}} = \frac{(P_{L \max} - P_{G0})}{U_{r \min}}, \quad (78)$$

где  $P_{L \max}$  – максимальная нагрузка АСНЭ в режиме разряда АБ,  $U_{r \min}$  – минимально допустимый уровень напряжения на АБ, который еще обеспечивает нормативные требования к качеству электроэнергии на стороне переменного тока.

При разряде АБ напряжение на ней снижается, рисунок 43. Для формирования некоторого запаса по энергии примем, что в режиме разряда напряжение на АБ минимально допустимое  $U_{r \min}$ , тогда можно считать, что ток на выходе АБ пропорционален мощности нагрузки. В этом случае, используя выражения (3) и (4), можем рассчитать отданную в нагрузку энергию (в ампер-часах)  $E_{dc}$  по следующей формуле:

$$E_{dc} = \sum_j I_j \Delta t_j = I_{dc} \sum_j a_j \Delta t_j = \frac{P_{L \max} - P_{G0}}{U_{r \min}} \sum_j a_j \Delta t_j, \quad (79)$$

где  $a_j = P_{Lj} / P_{L \max}$ .

Ей соответствует израсходованная батареей емкость  $C_{dc}$ , рисунок 43.

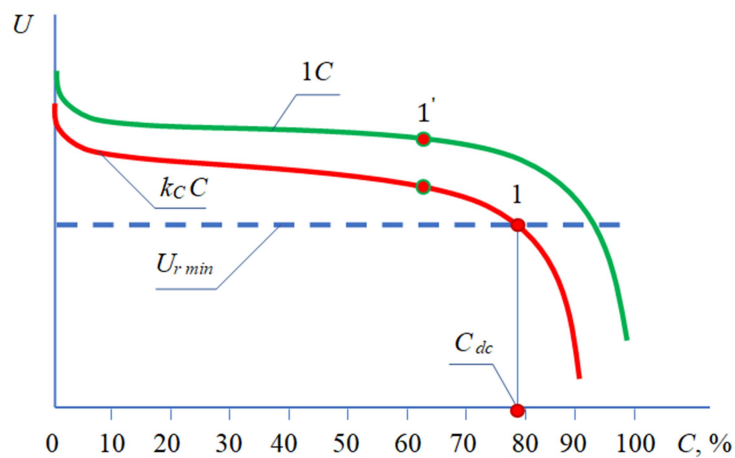


Рисунок 43 – Разрядная характеристика АБ

Тогда с учетом потерь энергии в процессе заряда и разряда АБ номинальная емкость равна

$$C_r = \frac{100 \cdot E_{dc}}{\eta^2 \cdot C_{dc}}. \quad (80)$$

Типовая характеристика заряда литий-ионных аккумуляторов представлена на рисунке 44. Она состоит из двух этапов: на первом поддерживается постоянство тока заряда при изменении напряжения на выводах аккумулятора, на втором – постоянство выходного напряжения, и за счет роста внутренней ЭДС ток заряда постепенно снижается до нуля. Первый этап заканчивается, когда зарядная емкость достигает 60 % от номинальной. Заряду номинальным током соответствуют графики 1 – напряжение питания, 2 – ток заряда, 3 – зарядная емкость АБ. Соответствующие графики при заряде меньшим током – 1', 2' и 3'.

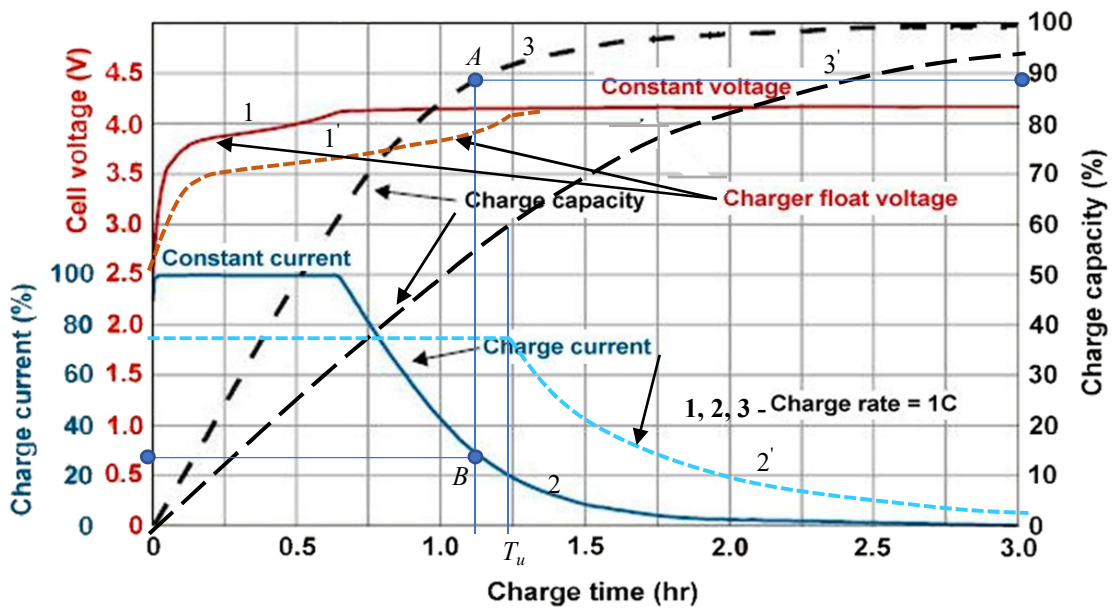


Рисунок 44 – Зарядные характеристики *Li-ion* аккумуляторов

Зарядный ток меньше номинального целесообразно использовать для продления ресурса АБ. Отечественные разработчики литий-ионных аккумуляторов рекомендуют для повышения их долговечности выполнять заряд током  $I_c = 0,3C$  на всем протяжении режима.

В случае реализации процесса заряда пониженным постоянным по величине током, он закончится, когда внутренняя ЭДС АБ достигнет величины, соответствующей такому же току на второй (спадающей) части токовой характеристики. В процессе заряда АБ возрастает его ЭДС, направленная встречно приложенному напряжению. На интервале постоянства приложенного напряжения эта ЭДС снижает ток заряда, сводя его в конечном счете к нулю. Очевидно, что процесс заряда постоянным по величине током закончится, когда он сравняется со значением тока на спадающей части зарядной характеристики – точка «В», рисунок 44. Эту часть характеристик емкости  $E$  и тока заряда  $I_c$  можно приближенно связать следующим выражением:

$$E(I) = 100 [1 - 0,37 \cdot (I_c)^{0,97}] = 100 [1 - 0,37 \cdot (k_c)^{0,97}], \% \quad (81)$$

где  $k_c = I_c$  в относительных единицах,  $k_c < 1$  – кратность зарядного тока по отношению к номинальному току.

Этап заряда неизменным током может полностью совпадать с интервалом заряда АБ, что означает их неполный заряд. Так, заряд током  $0,3C$ , рисунок 44, приводит к накоплению емкости 89 % от номинальной, а заряд током  $0,5C$  – 81 %, и это необходимо учитывать при выборе параметров АБ. Если же ставится задача заряда АБ до номинального значения, то приходится использовать второй этап процесса при постоянном напряжении заряда. Расчет режима работы АБ выполняется в два этапа следующим образом. На первом этапе определяется необходимая емкость АБ  $E_c$  исходя из предварительного накопления запаса энергии, расходуемой в режиме разряда АБ:

$$E_c = W_{dc} / 0,8(T - T_0)\eta U_r, \quad (82)$$

где коэффициент 0,8 учитывает неполноту разряда АБ, рисунок 43, связанную с ограничением на качество электроэнергии (снижение напряжения менее допустимого уровня).

На втором этапе рассчитываются продолжительность и величина тока заряда.

Емкость заряда  $E_u$  пониженным током  $k_C I_r$  на интервале времени  $[0; T_u]$  определяется по формуле

$$E_u = 0,95 \cdot k_C \cdot I_r \cdot U_r \cdot T_u, \quad (83)$$

где коэффициент 0,95 учитывает изменение напряжения во время заряда АБ стабильным током, рисунок 44.

В формуле (83) присутствуют два неизвестных параметра:  $k_C$  и  $T_u$ . Для их расчета предварительно запишем в аналитическом виде аппроксимацию показательной функцией зарядного тока  $i_c$  (в о. е.) на интервале постоянства напряжения заряда, рисунок 44:

$$i_c = 0,3466t^{-2,46}. \quad (84)$$

Поскольку заряд АБ постоянным напряжением начинается при значении тока  $i_c = k_C$ , то продолжительность  $\tau$  этого интервала, рисунок 44, равна

$$\tau = 3 - 0,6500(k_C)^{-0,4065}. \quad (85)$$

Тогда имеем уравнение баланса времени

$$T_u + \tau = T_u + 3 - 0,6500(k_C)^{-0,4065} = T_0. \quad (86)$$

Исходя из баланса энергии  $E_u + E(I) = E_c$  и известной продолжительности заряда  $T_0$ , используя выражения (81) и (82), запишем второе уравнение

$$\begin{aligned} 0,95k_C I_r U_r T_u + [1 - 0,37 \cdot (k_C)^{0,97}] W_{dc} / 0,8(T - T_0) \eta U_r = \\ = W_{dc} / 0,8(T - T_0) \eta U_r. \end{aligned} \quad (87)$$

Из выражения (86) выразим  $T_u$  и подставим в уравнение (87):

$$0,95k_c I_r U_r [T_0 - 3 + 0,6500(k_c)^{-0,4065}] + [1 - 0,37 \cdot (k_c)^{0,97}] \times \quad (88) \\ \times W_{dc} / 0,8(T - T_0)\eta U_r = W_{dc} / 0,8(T - T_0)\eta U_r.$$

Таким образом, сформированное уравнение (88) позволяет рассчитать кратность тока заряда на стадии его постоянства, а уравнение (86) обеспечивает расчет продолжительности этой стадии.

## 2.5 Выводы

Использование АСНЭ позволяет стабилизировать работу ГПУ. АСНЭ являются необходимым элементом локальных энергетических систем, содержащих ВИЭ. Путем правильного выбора параметров АСНЭ можно снизить расход топлива энергоустановок, работающих как на попутном газе, так и на жидком топливе. Для первых это снижает расход электроэнергии на собственные нужды нефтедобычи, так как попутный газ требует предварительной очистки, в противном случае ГПУ быстро выйдут из строя. Для вторых актуально при завозе жидкого топлива в удаленные регионы. Большое плечо его доставки повышает итоговую стоимость топлива в несколько раз.

Экономия топлива достижима только при оптимальной настройке процессов заряда и разряда АБ АСНЭ. Максимальный эффект имеет место при постоянстве выдачи мощности ЭУ как в режиме заряда АБ, так и в режиме их разряда. Этот результат относится к случаю вогнутых удельных расходных характеристик топлива ЭУ. Для выпуклых удельных расходных характеристик экономия возможна только при отключении ЭУ в режиме минимальных нагрузок, когда на сеть разряжается АСНЭ. Однако в режиме заряда АБ, когда нагрузки



максимальные, требуется повышенная номинальная мощность энергоустановки в сравнении с ее величиной при отсутствии АСНЭ.

Свободный заряд АД, при котором ток заряда меняется в зависимости от изменения нагрузки (режим ЭУ не меняется), снижает ресурс АБ. Если организовывать режим заряда по типовому условию, когда сначала заряд АБ производится постоянным током (до 60 % их емкости), а потом постоянным напряжением, то необходимо его заранее спланировать. Однако следует принять во внимание, что экономия топлива при этом снижается.

На основе использования типовой зарядной характеристики литий-ионных АБ разработан метод выбора их емкости, обеспечивающей снижение расхода топлива.

### **3 Тестирование фидеров 6–10 кВ на переменном и постоянном токе с использованием АСНЭ с целью определения расстояния до ОЗЗ и места повреждения**

#### **3.1 Схемные решения и принцип использования АСНЭ для определения расстояния до места ОЗЗ**

В распределительных электрических сетях 6–10 кВ серьезной проблемой, как уже отмечалось выше, является в первую очередь идентификация возможных участков с ОЗЗ на ВЛ, так как односторонние измерения параметров режима со стороны шин ЦП в принципе не способны дать однозначный ответ, на какой ВЛ фидера древовидной структуры произошло ОЗЗ. В этих целях достаточно рассчитать примерное расстояние до места ОЗЗ, которое и ограничит количество потенциально возможных аварийных участков. Во вторую очередь необходимо выявить один конкретный участок электропередачи среди отобранных. Применяя зондирующие сигналы к фидеру от некоторого их источника и внося также специально сформированные возмущения в топологию фидера, можно решать как первую, так и вторую проблемы.

Изложенный в работе [23] метод многосторонних измерений параметров режима на высших гармониках требует организации каналов связи между ЦП и потребительскими подстанциями 10/0,4 кВ большой пропускной способности для передачи цифровых копий сигналов с разрешением не менее 256 точек на период промышленной частоты либо использования интеллектуальных приборов учета с функциями гармонического анализа сигналов тока и напряжения.

Наличие в составе ЭТК системы накопления электроэнергии позволяет организовать тестирование фидера специально сформированными сигналами как на постоянном (см. ниже), так и на переменном токе, идея которого состоит в том, что использование разных частот позволяет установить возможные поврежденные ВЛ путем односторонних измерений тестовых токов, по которым рассчитывается расстояние до места ОЗЗ. Ключевым моментом тестирования как на постоянном, так и на переменном токе является создание металлической связи источника

с землей. В этом случае ОЗЗ приобретает устойчивый характер, что подтверждается осциллограммами компании «Болид», рисунок 32. В результате можно использовать хорошо разработанные методы теории электрических цепей, связывающие параметры режима с параметрами схемы замещения электрической сети, т. е. с удаленностью места поперечной несимметрии от источника сигнала. Режим тестирования выполняется на отключенном фидере, что позволяет исключить влияние нагрузки и использовать именно те режимы, которые наиболее удовлетворяют требованиям распознавания места ОЗЗ.

Одной из важных проблем также является влияние переходного сопротивления в месте ОЗЗ на характер протекания и величину аварийного тока. В технической литературе этот вопрос практически не освещен, в этой связи ниже все тестовые режимы рассматриваются исключительно в приложении к ВЛ, у которых ОЗЗ происходит через активное сопротивление. И в зависимости от величины последнего делаются выводы о применимости рассматриваемого метода.

Рассмотрим сначала способ использования АСНЭ для тестирования состояния ВЛ на предмет определения удаленности ОЗЗ. Он основан на применении зондирующих сигналов и поясняется схемами, рисунок 45.

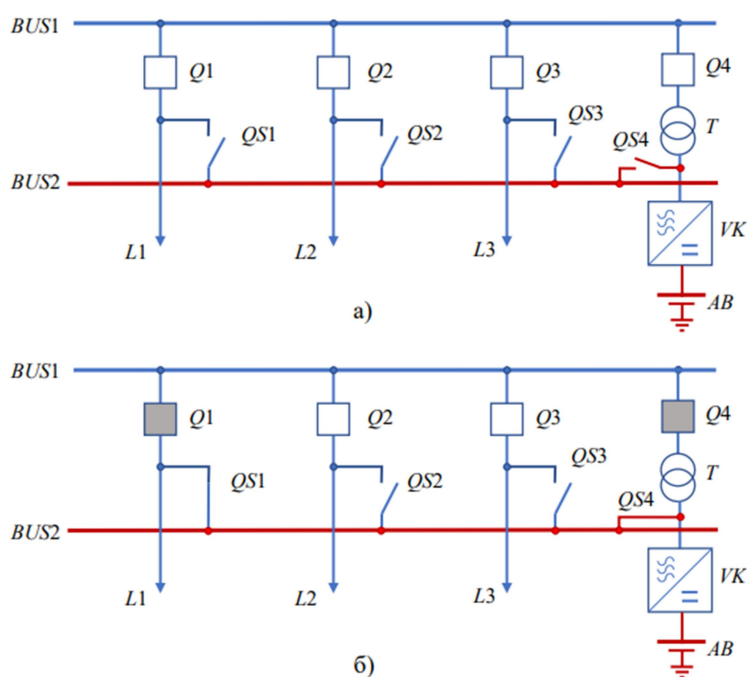


Рисунок 45 – Схемы – рабочая (а) и тестовая (б) – для зондирования фидера на переменном токе

В рабочем режиме, рисунок 45а, аккумуляторные батареи  $AB$  накопителя энергии через двунаправленный преобразователь  $VK$ , трансформатор связи  $T$  и выключатель  $Q4$  подключены к высоковольтным шинам  $BUS1$ , низковольтный разъединитель  $QS4$  разомкнут. Все выключатели  $Q1 - Q3$  воздушных линий  $L1 - L3$  включены, разъединители  $QS1 - QS3$  разомкнуты. При распознавании ОЗЗ на фидере (на рисунке 45б в качестве аварийного принят фидер  $L1$ ) в режиме его тестирования отключается выключатель  $Q1$ , отключается выключатель АСНЭ  $Q4$ , замыкаются на низковольтную шину  $BUS2$  разъединители  $QS1$  и  $QS4$ . После чего двунаправленный преобразователь  $VK$  работает на шины  $BUS2$  в режиме модуляции синусоидального напряжения частотой 25–100 Гц, рисунок 46. Напряжение постоянного тока может быть снято непосредственно с АБ или же через вентили в режиме их открытого состояния.

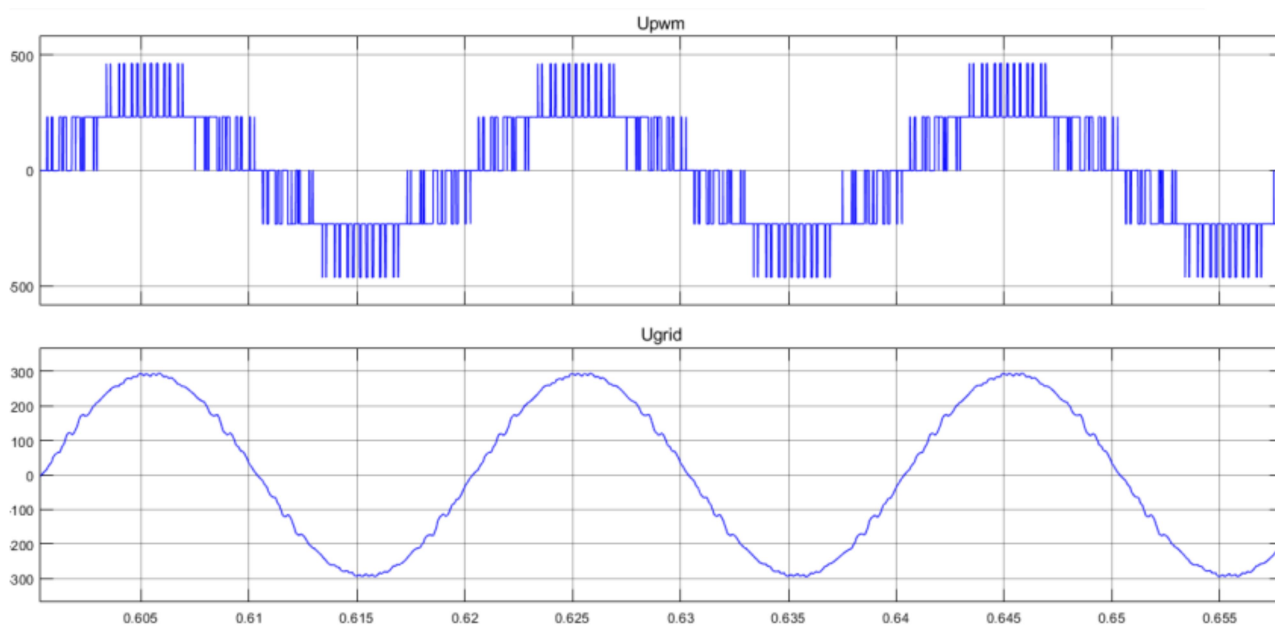


Рисунок 46 – Формирование синусоидального напряжения

Постоянное напряжение подается одинаковое на все три фазы шины  $BUS2$ . По значениям напряжения  $U_0$  и тока  $I_0$  рассчитывается суммарное активное сопротивление  $R_s = U_0 / I_0$ , включающее активное сопротивление линии до места ОЗЗ  $r_0 L$  на неизвестном расстоянии  $L$  и неизвестное переходное сопротивление в месте ОЗЗ  $R_G$ .

Фазные переменные напряжения образуют НП, при этом имеет место поперечная несимметрия. С учетом поперечных емкостных проводимостей комплексная схема замещения представлена на рисунке 47, где приняты следующие обозначения:  $Z_i^{(j)}$  – пассивный четырехполюсник, нижний индекс которого принимает значение 1 (начальный участок фидера до ОЗЗ) или 2 (конечный участок фидера (после ОЗЗ)), а верхний индекс принимает значения 1, 2, 0, что означает ПП, ОП и НП параметров;  $z_c^{(j)}$  – сопротивление двунаправленного преобразователя, его можно положить (приблизительно) равным нулю.

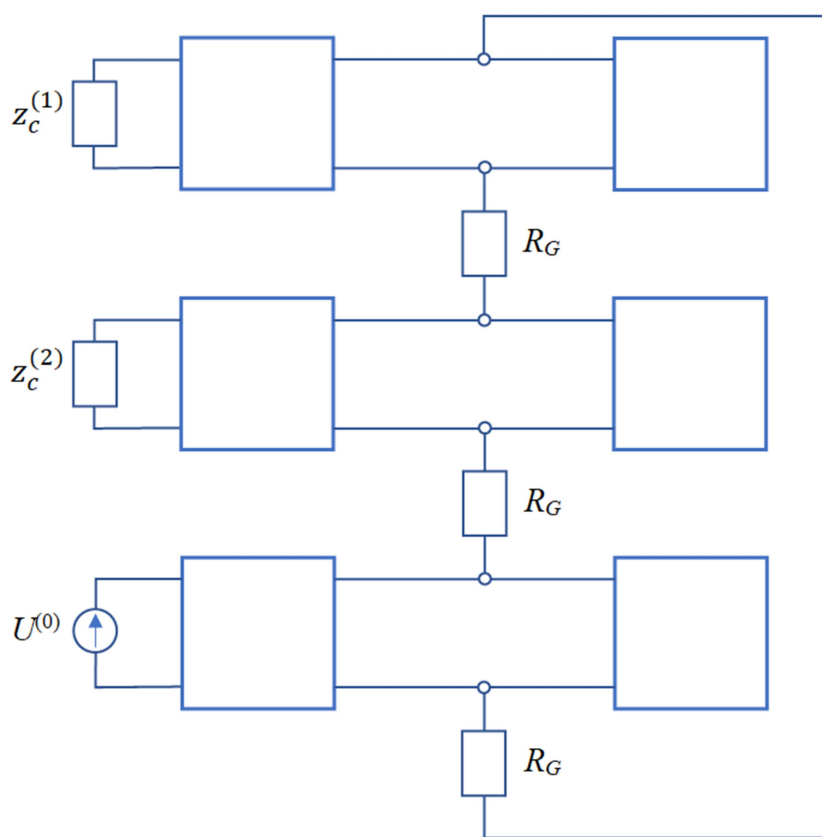


Рисунок 47 – Комплексная схема замещения фидера в тестовом режиме

В общем случае четырехполюсники учитывают наличие емкостных проводимостей ВЛ фидера. Приведенная схема замещения фидера, рисунок 47, служит принципиальной основой для разработки методики определения расстояния до места ОЗЗ. Как будет показано ниже, она станет зависеть от величины переходного сопротивления в месте ОЗЗ.

### 3.2 Тестирование фидера низкочастотным сигналом

Оценим условия, при выполнении которых их учет обязателен, так как в противном случае все расчеты по определению места ОЗЗ существенно упрощаются. Погонная емкостная  $y_0$  проводимость ПП и ОП на частоте 50 Гц для ВЛ рассчитывается по формуле [65]

$$y_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg\left(\frac{D_s}{d}\right), \text{См/км}, \quad (89)$$

где  $D_s$  – среднегеометрическое расстояние между фазными проводами;  $d$  – диаметр провода.

Достаточно часто линии электропередачи в распределительных сетях 10 кВ выполнены проводами АС-120 и имеют следующие параметры:  $D_s = 750$  мм;  $d = 15,2$  мм;  $r_0 = 0,244$  Ом/км. Тогда по формуле (89) получаем  $y_0 = 3,80 \cdot 10^{-6}$  См/км. На 100 км суммарной длины это дает емкостное сопротивление 2,63 кОм, что на тестовой частоте 25 Гц приводит к значению 5,26 кОм (по ПП, по НП еще примерно в 2 раза выше). Если принять расстояние до места ОЗЗ равным 100 км, то сопротивление провода будет равно 24,4 Ом, что составляет 0,5 % от поперечного сопротивления. При тестировании фидера постоянным напряжением по суммарному значению активного сопротивления можно сразу оценить примерное значение переходного сопротивления. Когда суммарное сопротивление  $R_s$  порядка 1 кОм и выше, то необходимо учитывать поперечные емкостные проводимости ВЛ. Если же оно меньше, то можно положить эквивалентные сопротивления  $Z_i^{(0)} \rightarrow \infty$ , т. е. считать далее ОЗЗ-линию разомкнутой.

Рассмотрим пример фидера, где произошло ОЗЗ при  $R_s < 1$  кОм, рисунок 48а. На рисунке 49 приведена схема замещения, полученная с учетом описанных выше упрощений из схемы, рисунок 48. Как видно из схемы, рисунок 48а, при неучете поперечных емкостных проводимостей тестовый ток

замыкается только через аварийную фазу и результирующее сопротивление контура  $z_k$  будет равно

$$z_k = (r_0 + jx_{\sigma 0})L + R_G, \quad (90)$$

где  $x_{\sigma 0}$  – погонное индуктивное сопротивление одиночного провода.

Сравним с результатами, получаемыми по схеме замещения, рисунок 48б.

Из нее находим ток замыкания на землю  $I_G$ , т. е. фазный тестовый ток:

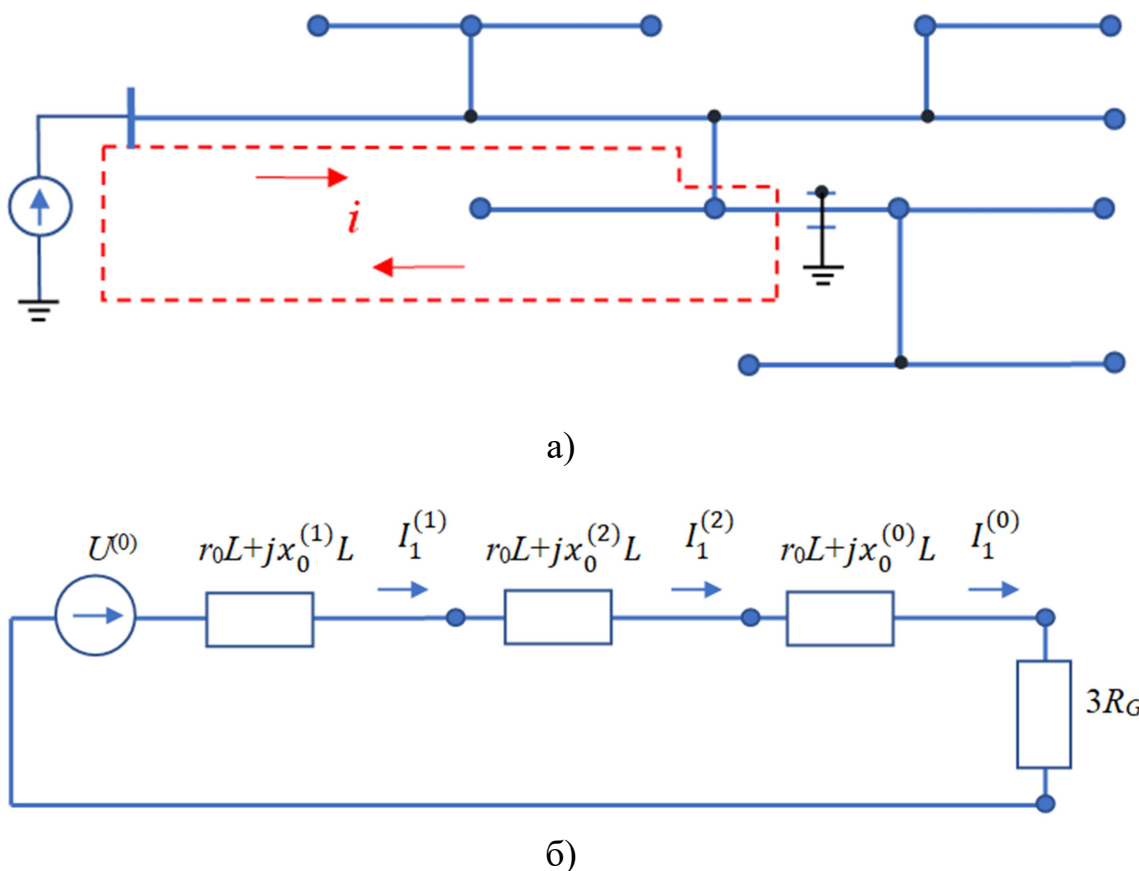


Рисунок 48 – Структурная схема фидера с тестовым источником напряжения (а) и упрощенная схема замещения фидера (б)

$$I_G = 3I^{(0)} = \frac{3U^{(0)}}{\left\{ \left[ 3r_0 + j(2x_0 + x_0^{(0)}) \right] L + 3R_G \right\}} = \frac{U^{(0)}}{\left\{ [r_0 + j(2x_0 + x_0^{(0)})/3]L + R_G \right\}}. \quad (91)$$

Заметим, что

$$x_0 = x_\sigma - x_M, \quad x_0^{(0)} = x_\sigma + 2x_{0M}, \quad (92)$$

где  $x_{0M}$  – погонное сопротивление взаимоиндукции между проводами;  $x_\sigma$  – собственное погонное индуктивное сопротивление провода.

Тогда имеем:

$$\frac{(2x_0 + x_0^{(0)})}{3} = \frac{(2x_\sigma - 2x_M + x_\sigma + 2x_{0M})}{3} = x_\sigma. \quad (93)$$

При тестировании схемы постоянным током можно определить суммарное активное сопротивление до места ОЗЗ  $R_s$ . В соответствии с выражением (91) имеем следующую формулу для его расчета

$$R_s = r_0L + R_G = U^{(0)}/I_G. \quad (94)$$

Поскольку формула (94) содержит два неизвестных параметра –  $L$  и  $R_G$ , используем результаты тестирования схемы на частоте  $f_t$ . Если сигнал низкочастотный, то можно пренебречь влиянием поперечной емкостной проводимости на ток в контуре  $i$ , рисунок 48а, и записать уравнение (94) в виде

$$I_{Gf} = U_f^{(0)} / \{ [r_0 + j(2x_{0f} + x_{0f}^{(0)})/3]L + R_G \}. \quad (95)$$

где  $x_{0f} = nx_0, x_{0f}^{(0)} = nx_0^{(0)}, n = \frac{f_t}{f}$ .

Тестовая частота  $f_t$  зависит от величины переходного сопротивления  $R_G$ , что видно из схемы замещения, рисунок 49, где оба участка ВЛ (начальный и конечный) введены Г-образными схемами замещения.



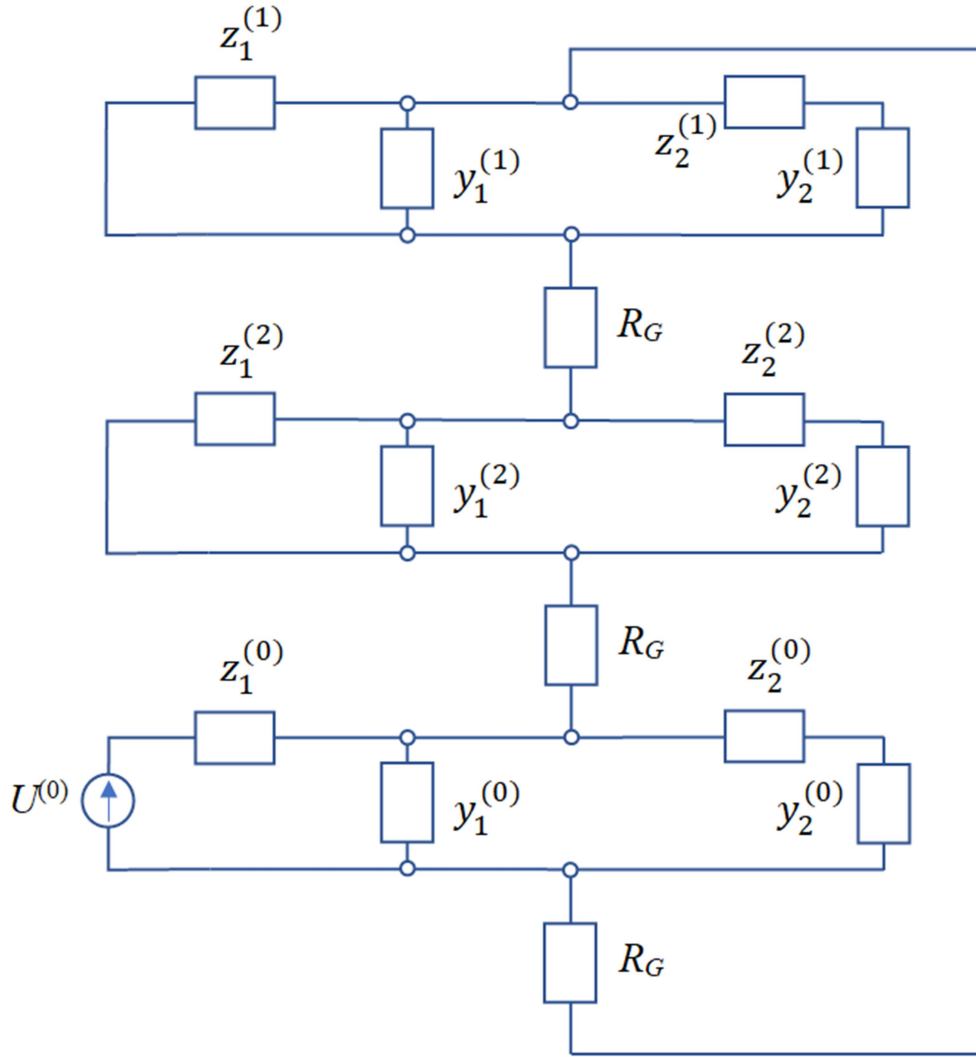


Рисунок 49 – Комплексная схема замещения одиночной ВЛ однофазной поперечной несимметрией в тестовом режиме

При низкой частоте  $f_b$ , когда можно пренебречь поперечными проводимостями  $y_i^{(j)}$ , из выражений (93) и (95) получаем

$$Z_s = \sqrt{(r_0 L + R_G)^2 + (n x_\sigma L)^2}. \quad (96)$$

Запишем, что

$$Z_s = k_s R_s, \quad k_s > 1. \quad (97)$$

Тогда из выражений (96) и (97) находим длину линии  $L$  до места ОЗЗ

$$L = R_s(L) \sqrt{(k_s)^2 - 1} / n x_\sigma. \quad (98)$$

Из формулы (98) видно, что точность расчета  $L$  зависит от значения коэффициента  $k_s$ , который, в свою очередь, зависит от частоты тестового сигнала  $f_i$ : чем больше значение переходного сопротивления  $R_G$ , тем выше должна быть частота  $f_i$ . Рассмотрим эту зависимость на конкретном примере. Для  $x_\sigma$  из формул (92) имеем

$$x_\sigma = (x_0^{(0)} + 2x_0)/3 = 5x_0/3, \quad (99)$$

где использовано из [65], что  $x_0^{(0)} \approx 3x_0$ .

Положим, что в пределах точности исходных данных минимальное значение коэффициента  $k_s = 1,05$ . Значение  $x_0$  можно принять равным 0,32 Ом/км [65]. Свяжем между собой частоту (ее кратность по отношению к промышленной частоте) тестового сигнала и переходное активное сопротивление ОЗЗ  $R_G$  на примере провода АС-120 ( $r_0 = 0,244$  Ом/км)

$$n = (R_G + r_0L)\sqrt{(k_s)^2 - 1}/Lx_\sigma = 0,600(R_G + 0,244L)/L. \quad (100)$$

На рисунке 50 приведены графики, построенные по формуле (98) при различных значениях  $L$  – удаленности ОЗЗ от шин ЦП.

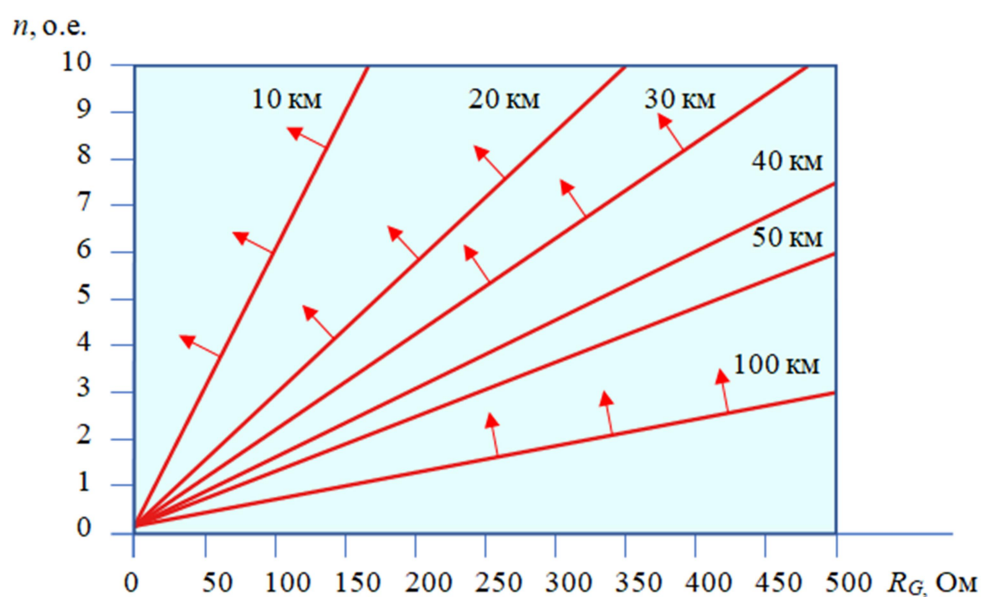


Рисунок 50 – Кратность частоты тестового сигнала

Как следует из графиков, рисунок 50, частота тестового сигнала 25–100 Гц ( $n = 0,5 - 2$ ) может использоваться при значениях переходного сопротивления не выше 100 Ом (последнее – при удаленности ОЗЗ на 100 км). В общем случае она должна адаптивно подстраиваться под величину переходного сопротивления. Очевидно, что при высоких частотах графики не корректны, так как при их построении не учитывались поперечные проводимости ВЛ, в том числе и тех ВЛ, которые не входят непосредственно в контур протекания постоянного тока. Стрелки указывают на зону допустимых частот.

На низких частотах расстояние до места ОЗЗ может быть рассчитано по одной общей системе уравнений для фидера любой топологии, так как при неучете поперечных емкостных проводимостей ток замыкается только по одному контуру, что видно из рисунка 48а. Таким образом, имеем

$$R_G + r_0 L = R_s = U_0 / I_0, \quad (101)$$

$$\sqrt{(r_0 L + R_G)^2 + (n x_\sigma L)^2} = U_n / I_n = z_n, \quad (102)$$

где  $U_0$  и  $I_0$  – постоянные напряжение и ток в начале фидера;  $U_n$  и  $I_n$  – переменные напряжение и ток в начале фидера на  $n$ -й гармонике.

Решая уравнения (101) и (102) относительно  $L$ , находим несколько потенциально возможных точек места ОЗЗ на схеме фидера древовидной топологии.

### **3.3 Имитационное моделирование тестовых режимов**

#### **3.3.1 Тестовые режимы на примере одиночной линии**

Рассмотрим ВЛ длиной 100 км, которая является практически предельной для РЭС напряжением 10 кВ. Для обеспечения точности расчетов необходимо знать значения параметров ВЛ. Справочные данные приводят, во-первых, усредненные значения, которые зависят от конкретного размещения проводов на опорах. Во-вторых, индуктивные сопротивления НП отсутствуют в справочных данных. Покажем, насколько отличается величина погонного индуктивного

сопротивления  $x_0^{(0)}$  ВЛ без грозозащитного троса от значения, вычисляемого аналогично ВЛ 110 кВ, где используется следующая формула [1]:

$$x_0^{(0)} = 3,5x_0. \quad (103)$$

Применительно к ВЛ 10 кВ формула (103) не правомерна. На имитационной модели ВЛ, собранной на ПАК *RTDS*, были выполнены расчеты погонных индуктивностей как  $x_0$ , рисунок 51, так и  $x_0^{(0)}$ , рисунок 52. При моделировании было задано, что  $r_0 = 0$ . На рисунке 53 приведены осциллограммы напряжения и токов двух тестовых режимов: режима ПП, где фазные напряжения равны  $10/\sqrt{3}$  кВ, и режима НП, где фазные напряжения равны 10 кВ. Параметры ВЛ следующие:

$$\begin{aligned} x_0 &= 0,204 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \quad x_0^{(0)} = 0,547 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; \\ x_\sigma &= 0,318 \text{ Ом/км}; \quad x_0^{(0)}/x_0 = 2,68. \end{aligned} \quad (104)$$

Сравнение с формулой (103) показывает, что для ВЛ-10 кВ соотношение между  $x_0$  и  $x_0^{(0)}$  существенно отличается от ВЛ более высоких напряжений.

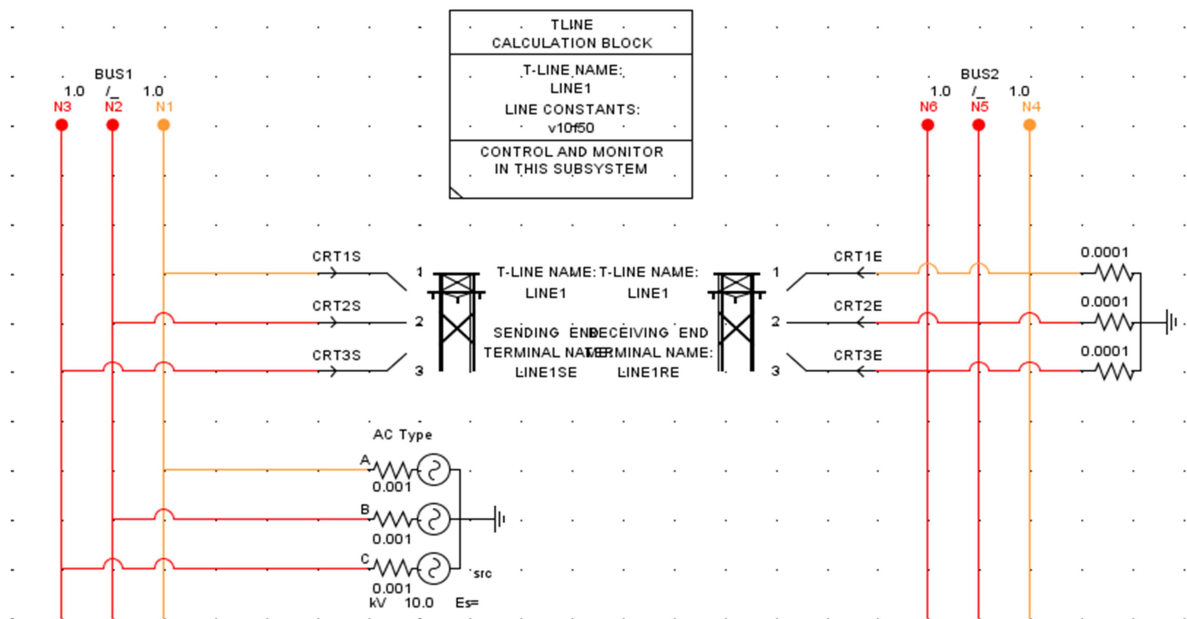


Рисунок 51 – Имитационная схема для расчета погонного индуктивного сопротивления  $x_0$

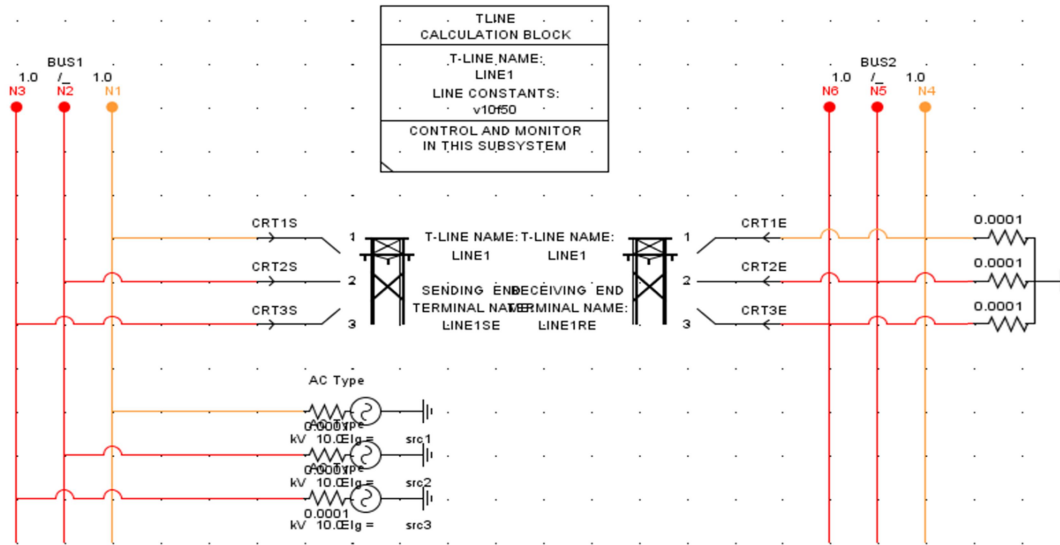
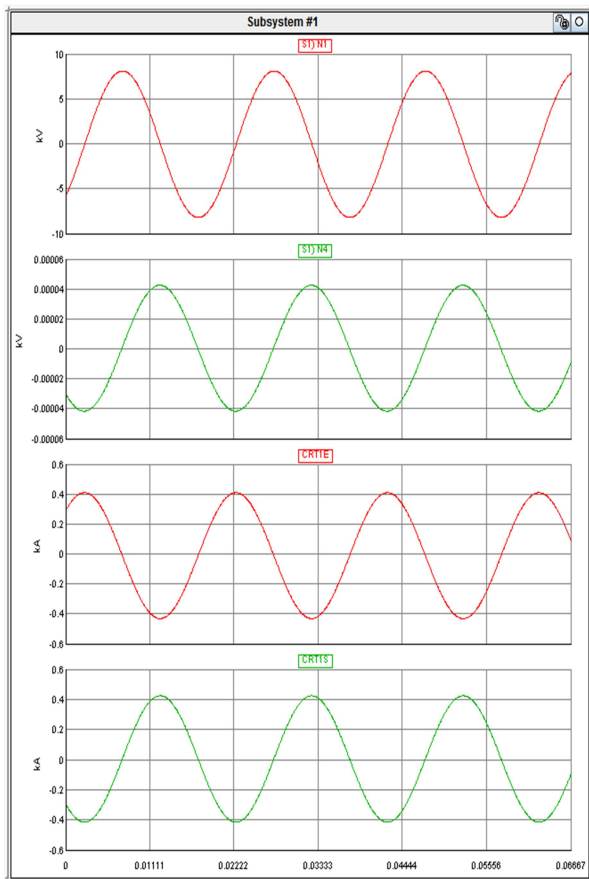
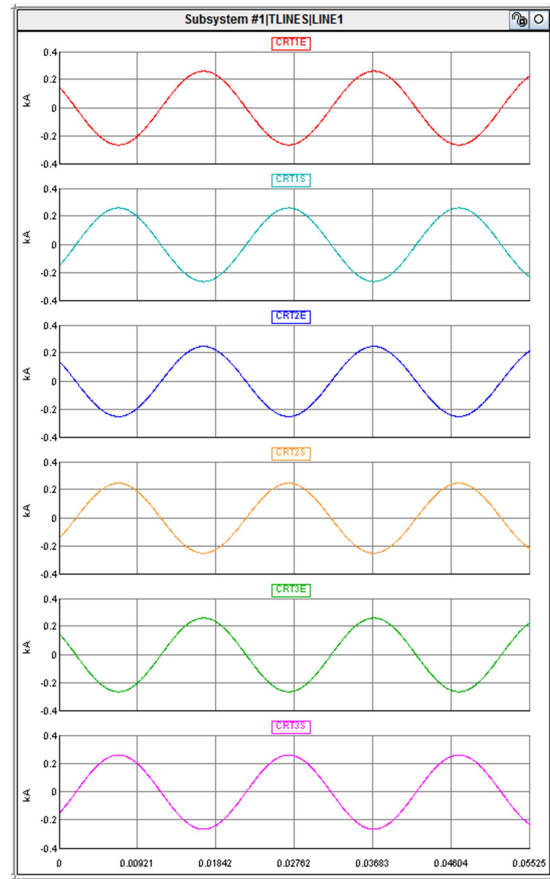


Рисунок 52 – Имитационная схема для расчета погонного индуктивного сопротивления  $\chi_0^{(0)}$



а)



б)

Рисунок 53 – Осциллограммы токов и напряжений в тестовых режимах:  
а – подача напряжения ПП; б – подача напряжения НП

На практике организация тестовых режимов для уточнения реальных параметров ВЛ не вызовет затруднений. Далее по уже известным индуктивным погонным сопротивлениям ВЛ был рассмотрен режим ОЗЗ через переходное сопротивление 100 Ом, которое в реальной ситуации неизвестно. Поэтому, как отмечалось выше, необходимо использовать режим тестирования ВЛ на постоянном токе. На рисунке 54 представлена соответствующая имитационная схема, результаты измерения параметров в которой приведены на рисунке 55, получено, что  $R_S = 112$  Ом.

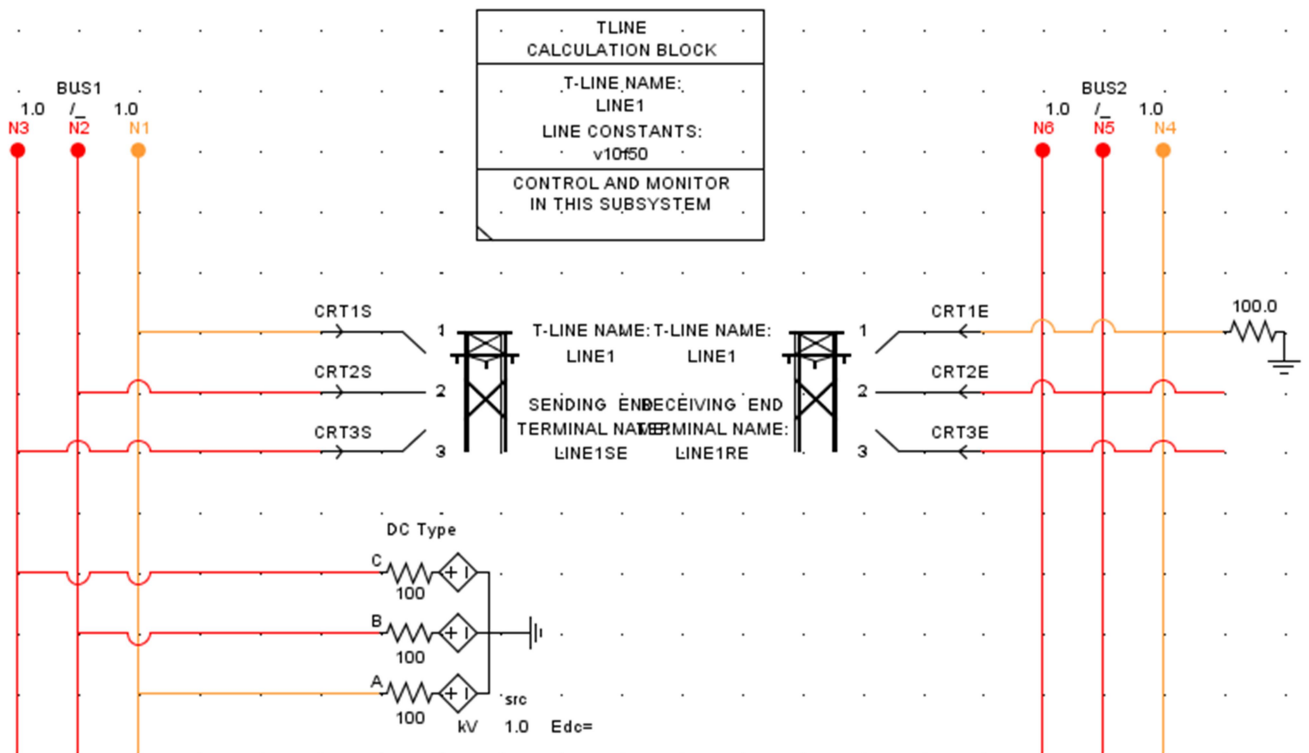
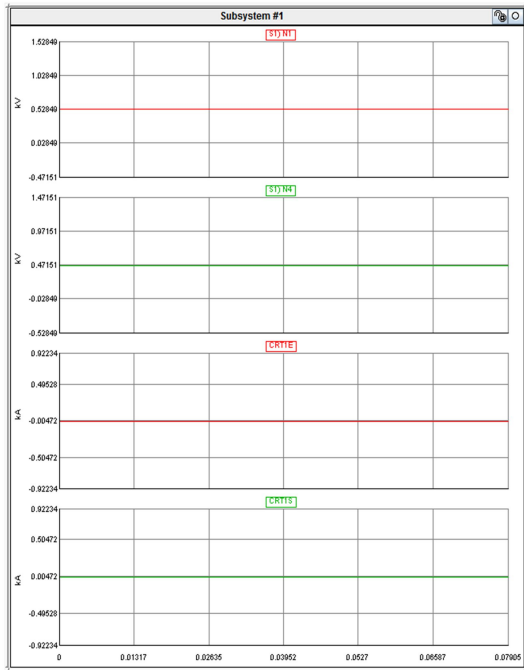
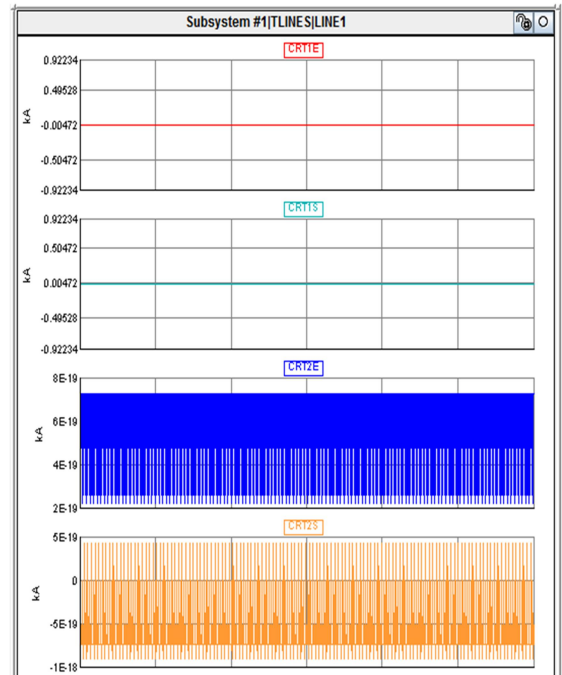


Рисунок 54 – Имитационная схема тестирования ВЛ на постоянном токе



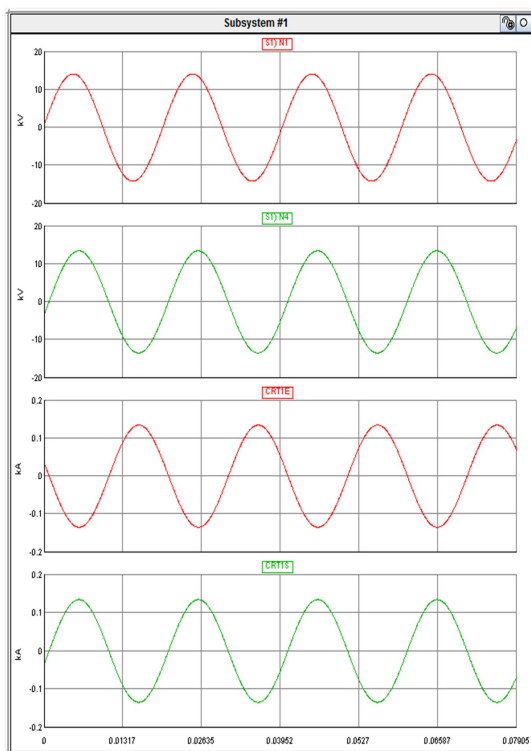
а)



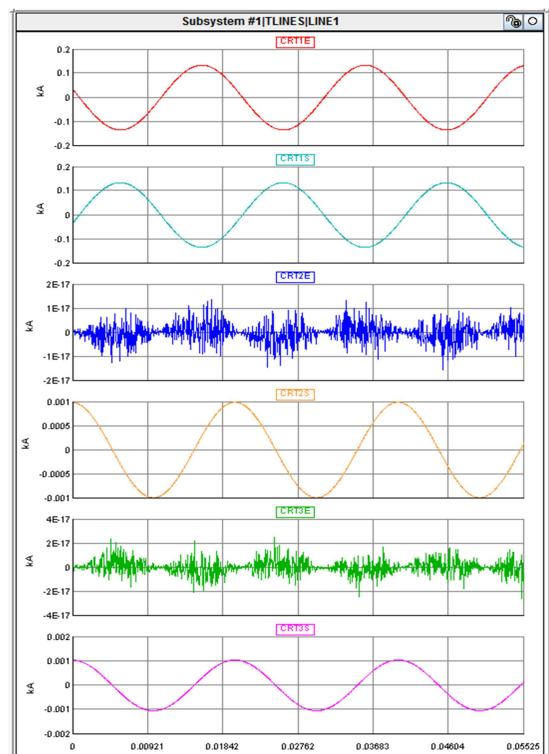
б)

Рисунок 55 – Напряжения (а) и токи (б) в режиме тестирования ВЛ

Осциллограммы в режиме устойчивого ОЗЗ приведены на рисунке 56.



а)



б)

Рисунок 56 – Режим тестирования ВЛ при ОЗЗ на частоте 50 Гц,  $R_G = 100 \text{ Ом}$ :

а – совмещенные осциллограммы напряжения и токов аварийной фазы;

б – осциллограммы фазных токов начала и конца ВЛ

Осциллограммы фазных токов, рисунок 56б, объясняют причину неточности последующих расчетов расстояния до места ОЗЗ, основанных на использовании формулы (102). Если токи в конце неповрежденных фаз ожидаемо равны нулю, то в начале данных фаз токи имеют значения на уровне 1 % от тока аварийной фазы. Их наличие обусловлено наведением ЭДС в этих фазах и соответствующей циркуляцией по контуру «фаза-земля» через емкостные поперечные проводимости. Формула (102) максимально простая для расчетов и не учитывает эффект взаимосвязи фазных токов. Также определенную погрешность вносит и несимметричное расположение проводов в пространстве.

По известному значению суммарного сопротивления  $R_S = 112$  Ом (режим тестирования ВЛ выполнялся на постоянном токе) и суммарного сопротивления на переменном токе  $z_1 = 116,7$  Ом, рассчитанного по данным рисунка 60а, расстояние до места ОЗЗ определяется по формуле

$$L = \sqrt{(Z_1)^2 - (R_S)^2} / nx_\sigma = \sqrt{(116,7)^2 - (112)^2} / (1 \cdot 0,318) = 103,1 \text{ км.} \quad (105)$$

Ошибка в расчетах расстояния до места ОЗЗ составила 3,1 %. Как видно из формулы (105), под радикалом вычитаются близкие величины, отличающиеся друг от друга на 4 %, что делает результат чувствительным к точности исходной информации. Повышение частоты тестирования способствует увеличению точности расчетов, и одновременно с этим увеличиваются и емкостные токи неповрежденных фаз, что, в свою очередь, негативно влияет на точность.

На рисунке 57 приведены осциллограммы токов на частотах 100 и 200 Гц.



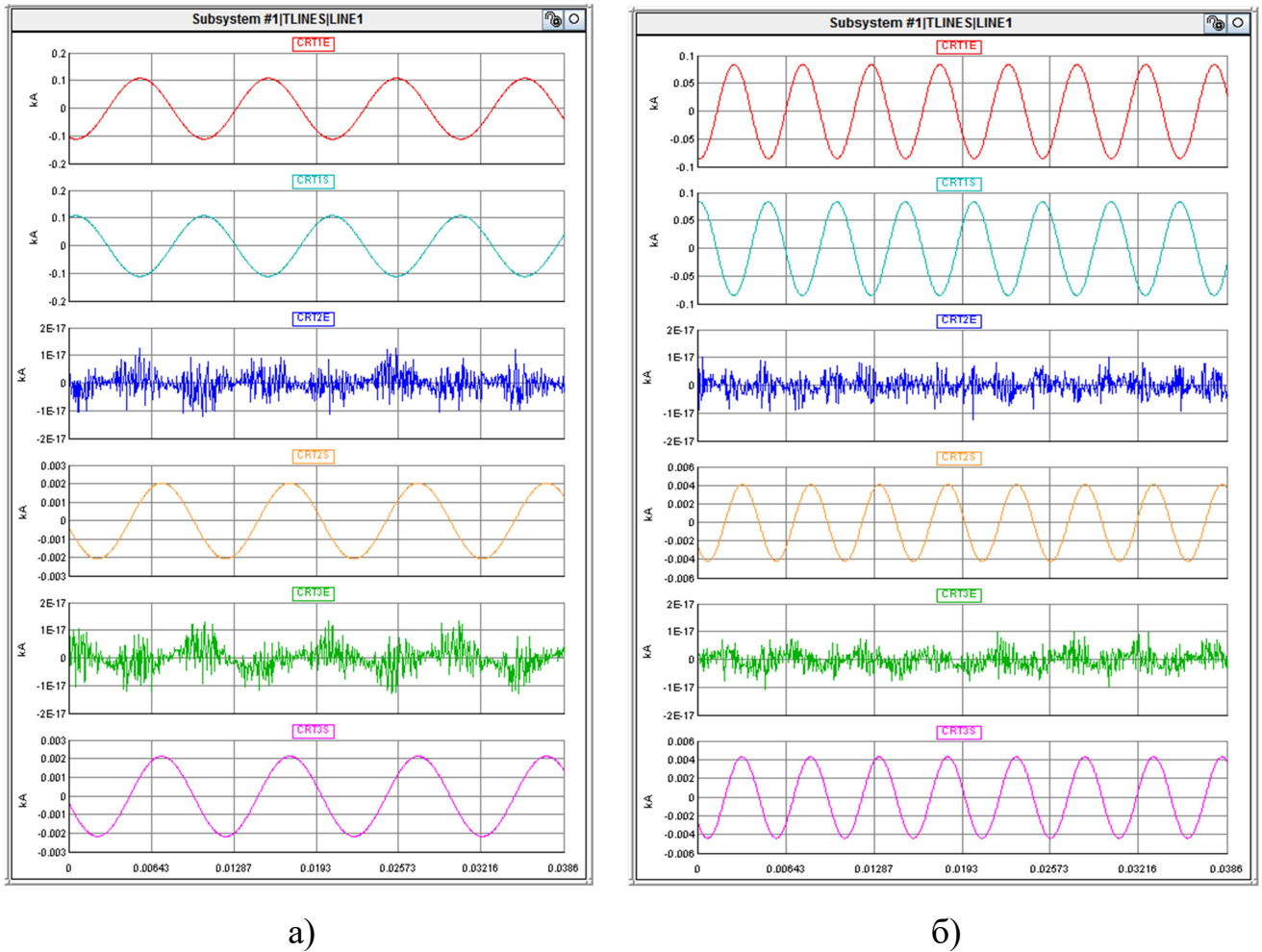
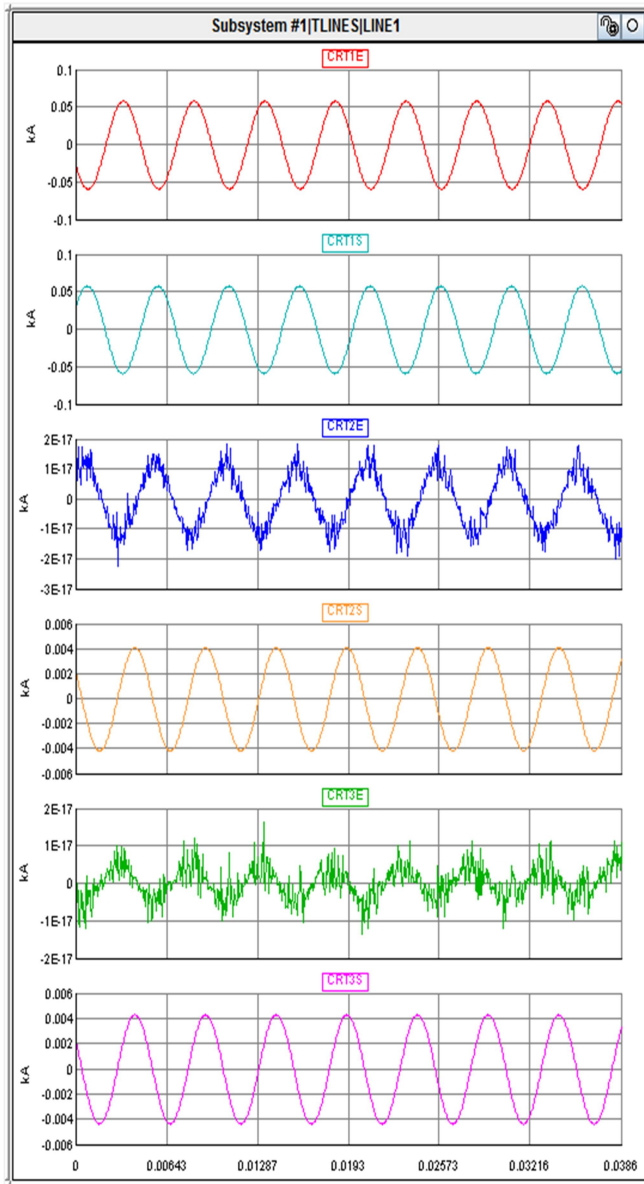


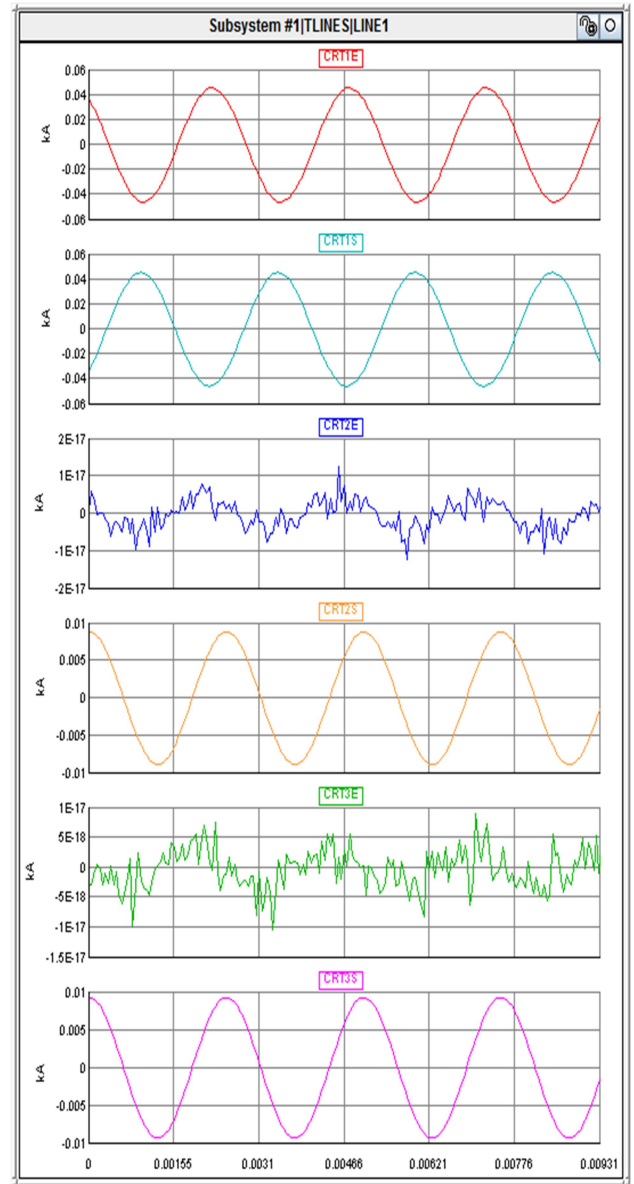
Рисунок 57 – Режим тестирования ВЛ при ОЗЗ на частотах 100 Гц (а) и 200 Гц (б),  $R_G = 100 \text{ Ом}$

По первому режиму (100 Гц) получено:  $L = 99,7 \text{ км}$ , ошибка 0,3 %; по второму режиму (200 Гц) получено:  $L = 98,2 \text{ км}$ , ошибка 1,8 %. Таким образом, наибольшая точность достигнута при тестировании ВЛ на частоте 100 Гц.

При увеличении переходного сопротивления до 200 Ом на частоте 200 Гц, рисунок 58а, получено:  $L = 92,6 \text{ км}$ , ошибка 7,3 %; на частоте 400 Гц, рисунок 58б, получено:  $L = 89,0 \text{ км}$ , ошибка 11,0 %.



а)



б)

Рисунок 58 – Режим тестирования ВЛ при ОЗЗ на частотах 200 Гц (а) и 400 Гц (б),  $R_G = 200 \text{ Ом}$

«Как следует из полученных осциллограмм, в первом случае ток в рабочих фазах ВЛ составил 7 %» [23] от тока аварийной фазы, во втором случае – 19 %. Таким образом, увеличение частоты для снижения погрешности расчета по формуле (105) приводит к нарастанию ошибки, обусловленной неучетом

емкостных токов. Таким образом, целесообразно по результатам тестирования фидера на постоянном токе выбирать пониженную частоту, чтобы снизить погрешность в расчетах от неучета емкостных токов: если суммарное сопротивление  $R_S$  порядка 100–150 Ом, то целесообразно использовать частоту 100 Гц; в диапазоне 50–100 Ом – частоту 50 Гц, при меньших значениях суммарного активного сопротивления – 25 Гц. Очевидно, что при отсутствии регулируемого источника ВГ используется сигнал частотой 50 Гц.

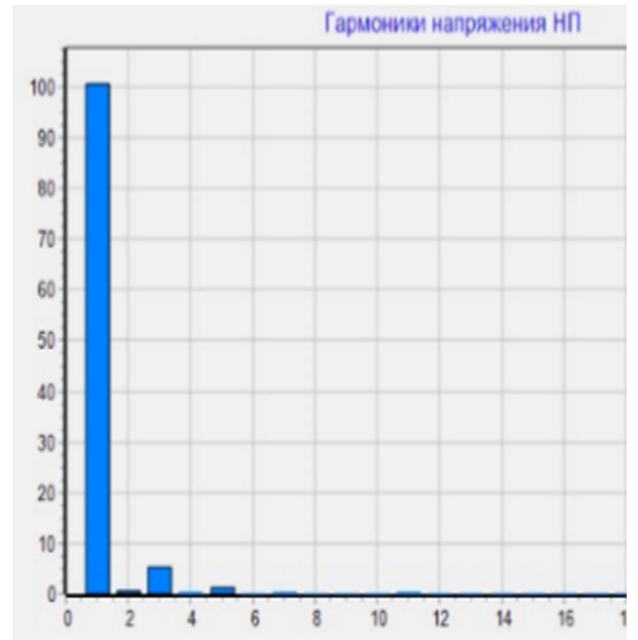
### **3.3.2 Сочетание метода «резонансных» частот и метода тестирования фидера переменным и постоянным током**

Покажем эффективность применения методики тестирования схемы в сочетании с методом «резонансных» частот. Как показали натурные измерения в режимах ОЗЗ, значительное количество аварий характеризуется устойчивым замыканием и одновременно повышенным уровнем ВГ. Так, при устойчивом искусственном замыкании через ствол дерева проявились ВГ токов, отсутствовавшие в исходном режиме [1]. При реальном повреждении, когда провод упал с разрушенного изолятора на траверзу, рисунок 59а, в ЦП была сработка РЗ по сигналу с трансформатора напряжения НП, рисунок 59б, и за счет увеличения уровня ВГ токов, рисунок 60, выявлен поврежденный фидер.

Таким образом, открываются возможности сочетания двух методов для уточнения места аварии: метода тестирования, который предполагает наличие устойчивого контакта провода с «землей», и метода «резонансных» гармоник, основанного на выделении максимальной гармоники тока, номер которой связан с расстоянием до места ОЗЗ [31, 82, 84, 89]. Рассмотрим взаимодействие обоих методов на апробированном примере, где уже рассчитаны «резонансные» частоты.

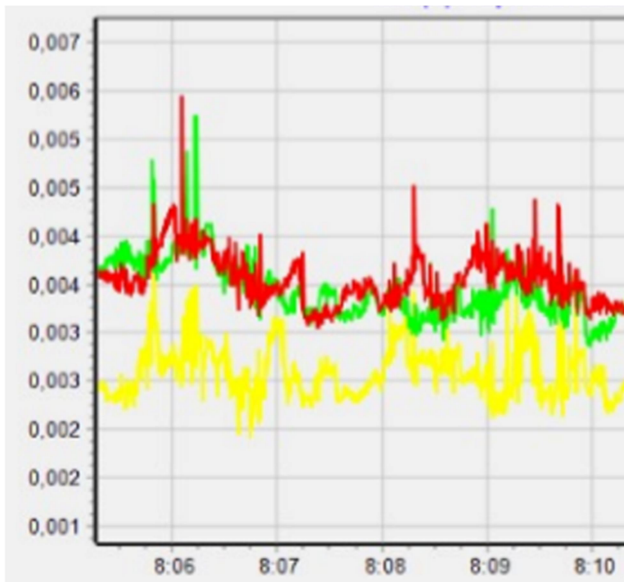


а)

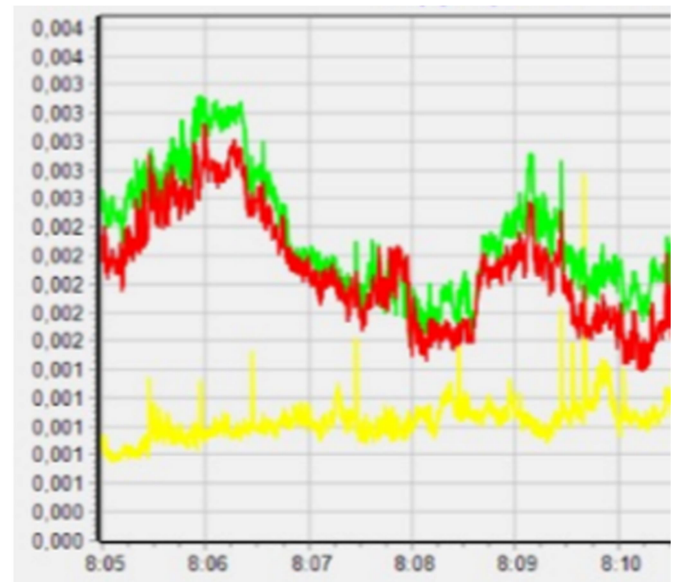


б)

Рисунок 59 – ОЗЗ провода ВЛ-10 кВ через траверсу (а) и сигнал на выходе ТН по напряжению НП (б)



а)



б)

Рисунок 60 – Динамические диаграммы коэффициента гармонических искажений фазных токов поврежденного фидера (а) и рабочего фидера (б)

На рисунке 61 представлена структурная схема фидера, а на рисунке 62 – результаты имитационного моделирования, заимствованные из [23], которые показывают зависимость «резонансных» гармоник от места ОЗЗ. Тестовая схема и имитационные модели приведены соответственно на рисунках 63–65.

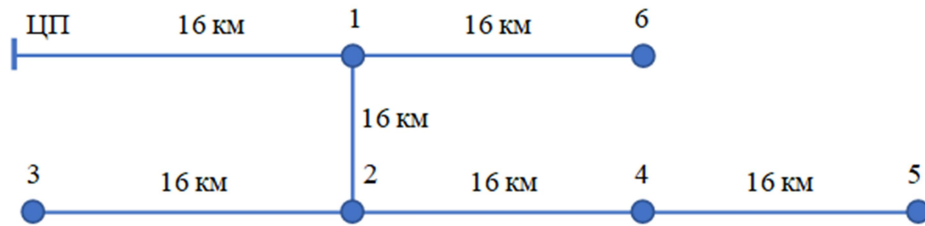


Рисунок 61 – Принципиальная схема фидера

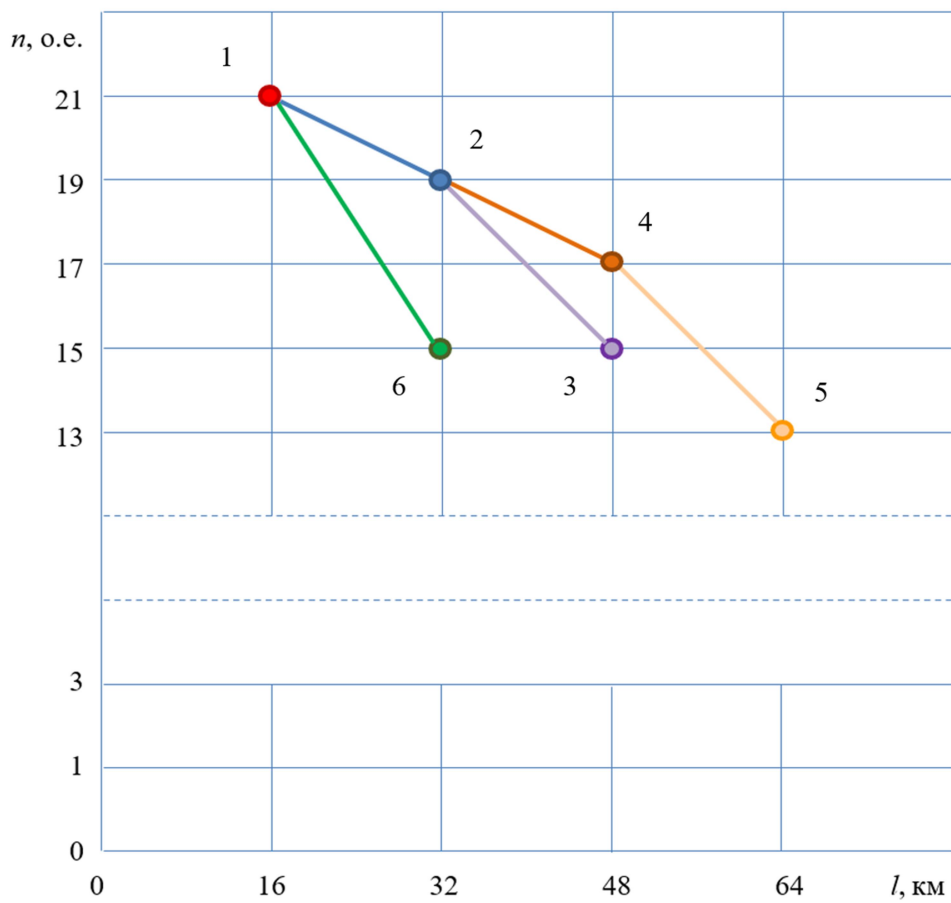


Рисунок 62 – «Резонансные» частоты в узлах схемы

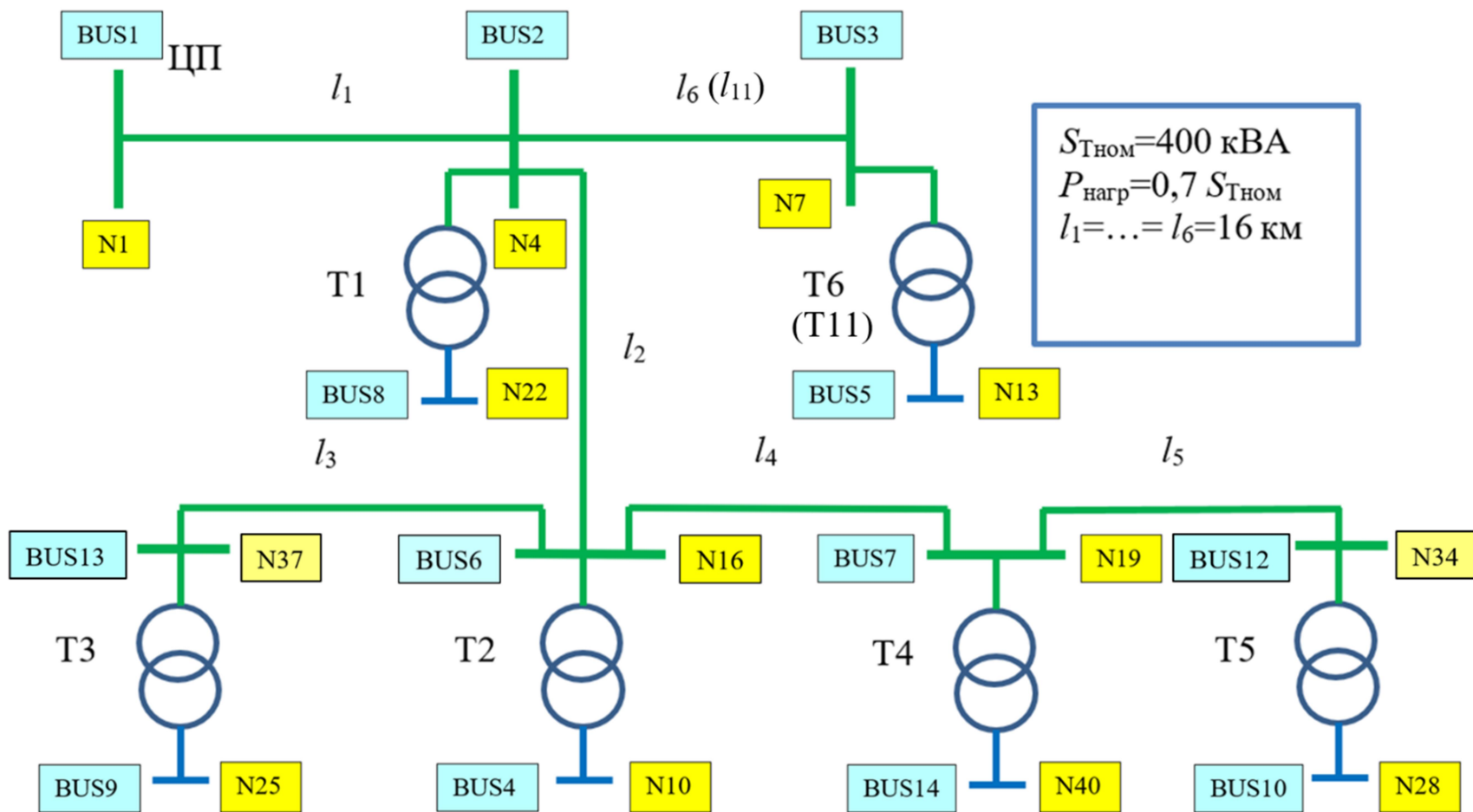
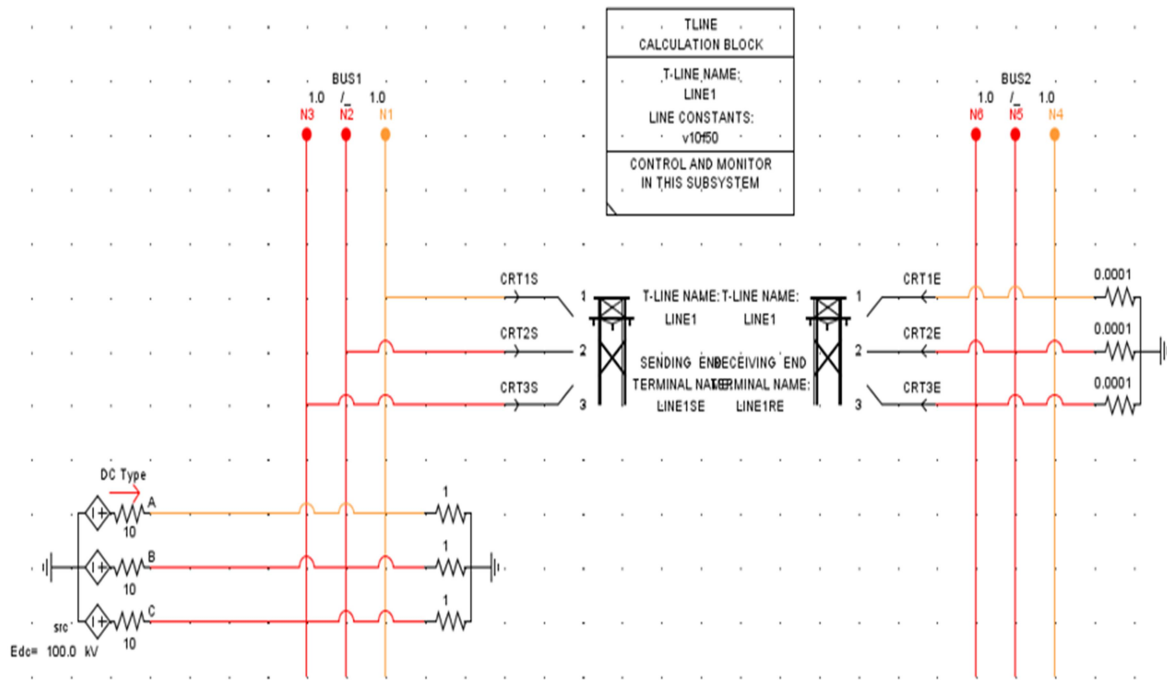
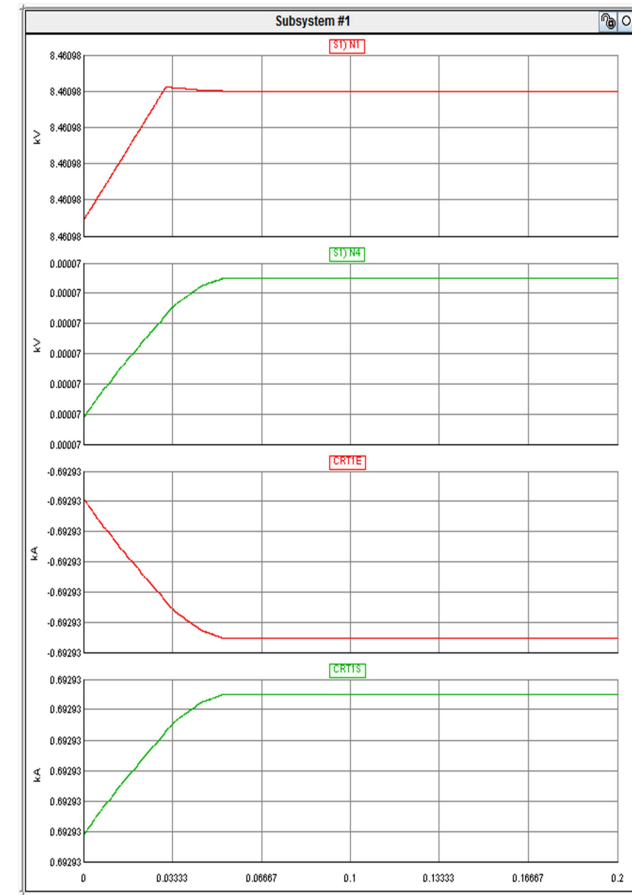


Рисунок 63 – Тестовая схема для расчетов режима ОЗЗ:

**BUS1** – номер шин в имитационной схеме; **N1** – номер узла фазы «А» на рассматриваемых шинах узла



а)



б)

Рисунок 64 – Имитационная схема поверочного тестирования постоянным током ВЛ (а) и результаты тестирования, показавшие совпадение с заданным параметром  $r_0 = 0,23 \text{ Ом/км}$  (б)

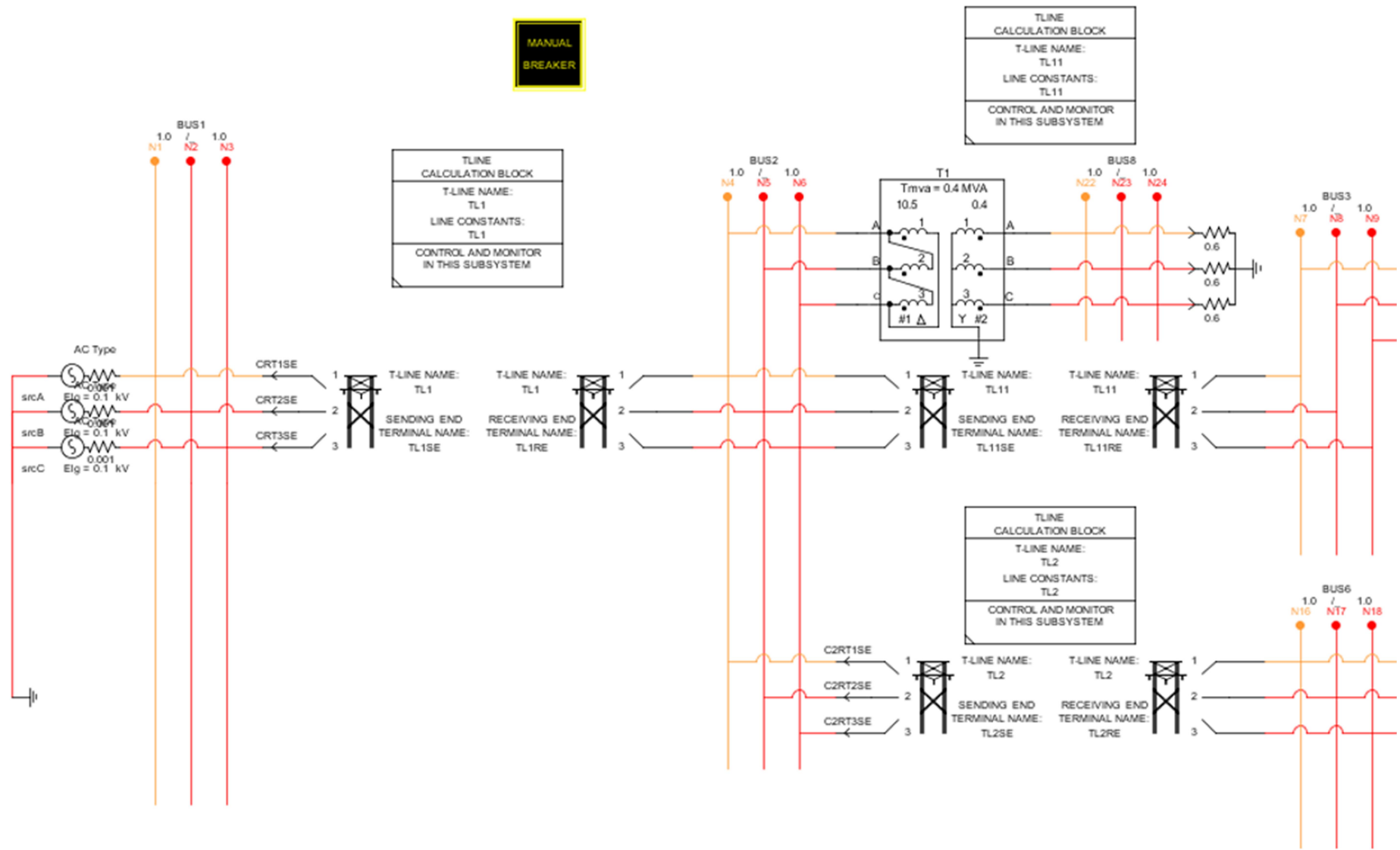


Рисунок 65 – Имитационная схема (фрагмент) моделирования режима тестирования напряжением НП



На рисунке 66 представлены осциллограммы фазных токов в начале (*CRTSE*) и в конце (*CRTSN*) ВЛ *TL1*, рисунок 65. Тестовое напряжение НП задано 100 В (действующее значение) частотой 50 Гц. Переходное сопротивление  $R_G = 100$  Ом подключено в фазе 1 в узле 6, рисунок 73, который соответствует номеру шин *BUS3* узел *N7* на рисунке 75 (рисунки 73 и 75 будут рассмотрены далее).

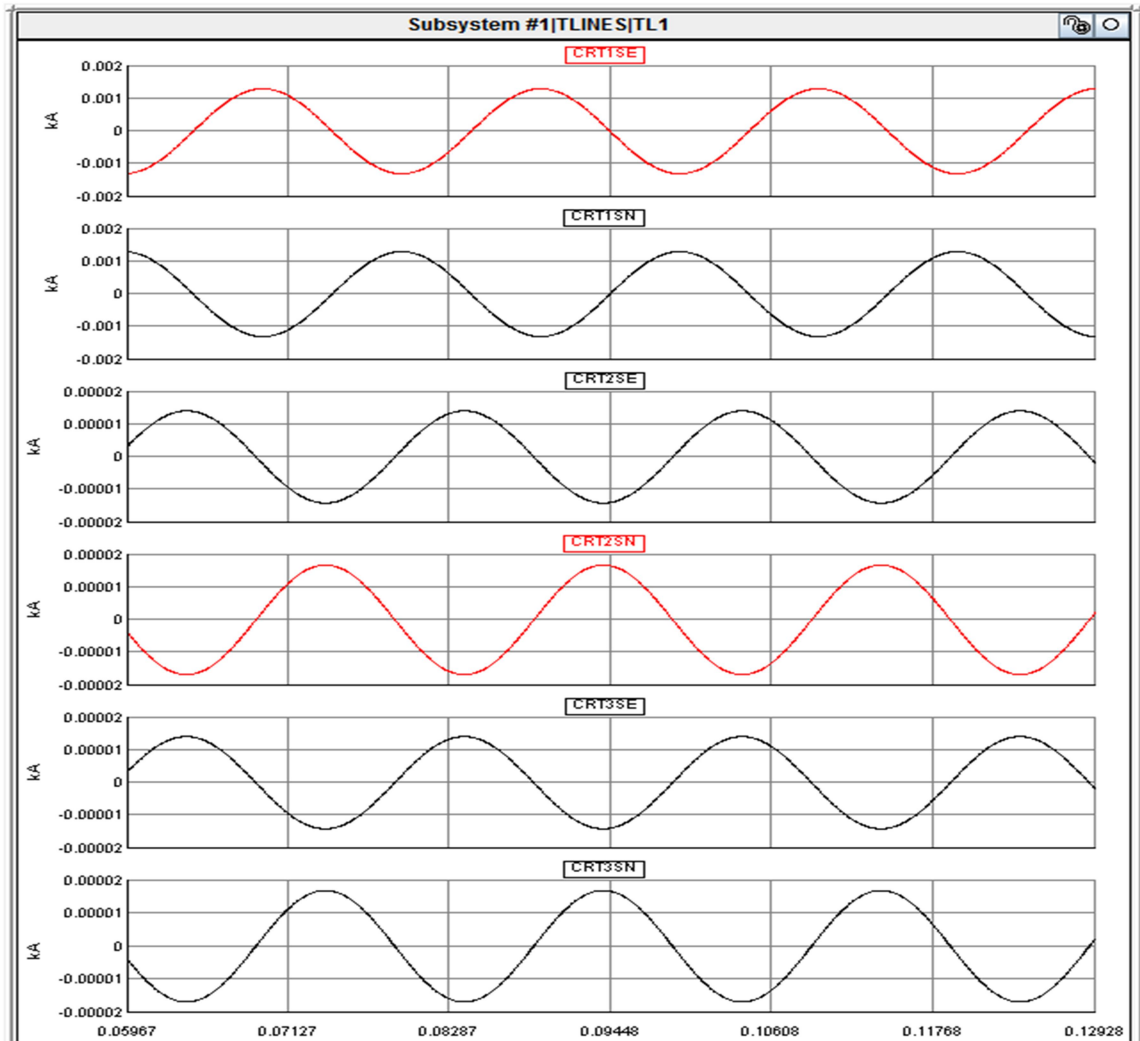


Рисунок 66 – Переменные токи начала фидера,  $n = 1$ ,  
 $R_G = 100$  Ом; ОЗЗ в узле 6 (*BUS3*)

Тестированием схемы постоянным током получено суммарное активное сопротивление до места ОЗЗ (узел 6, рисунок 61) 107,4 Ом. Расчеты по данным рисунка 66 показали, что  $L = 33,1$  км. Ошибка в расчете составила 3,4 %.

Рассмотрим случай ОЗЗ в том же месте через переходное сопротивление  $R_G = 50 \text{ Ом}$ , но примем тестовую частоту  $f_t = 400 \text{ Гц}$ , рисунок 67.

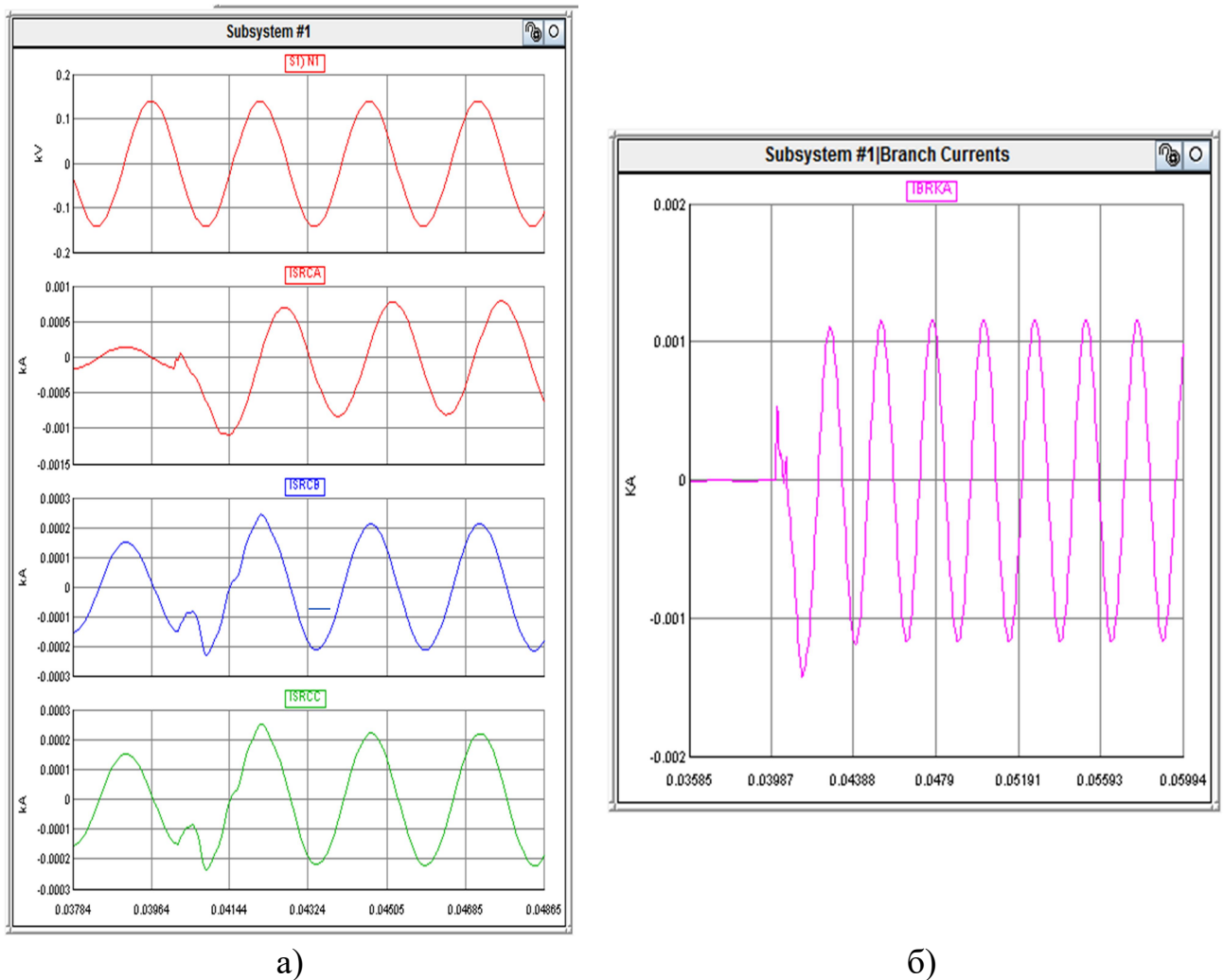


Рисунок 67 – Осциллограммы фазных токов (а) и тока в месте ОЗЗ (б),  $n = 8$ ;  $R_G = 50 \text{ Ом}$ ; ОЗЗ в узле 6 (*BUS3*)

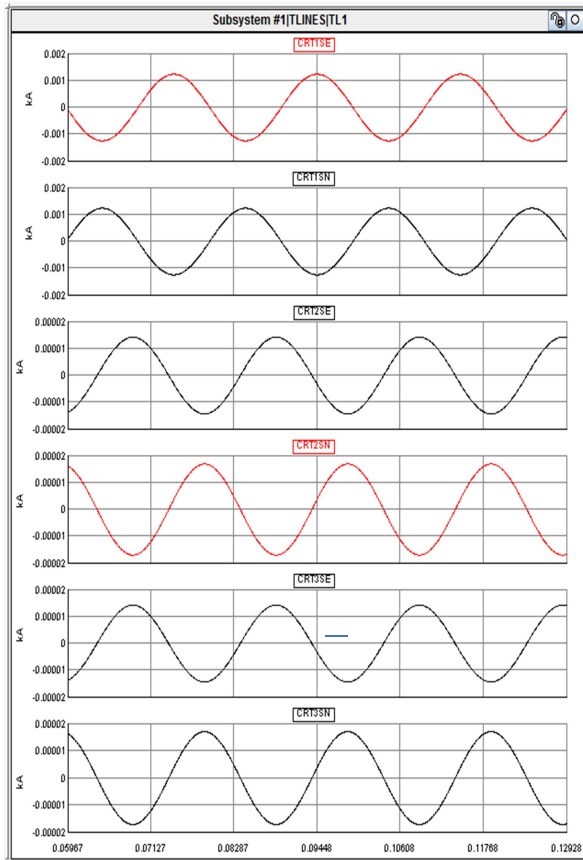
Запишем уравнение расчета расстояния до места ОЗЗ

$$\sqrt{57,4^2 + (8 \cdot 0,625 \cdot L)^2} = \frac{141}{0,806} = 175,0 \text{ Ом.} \quad (106)$$

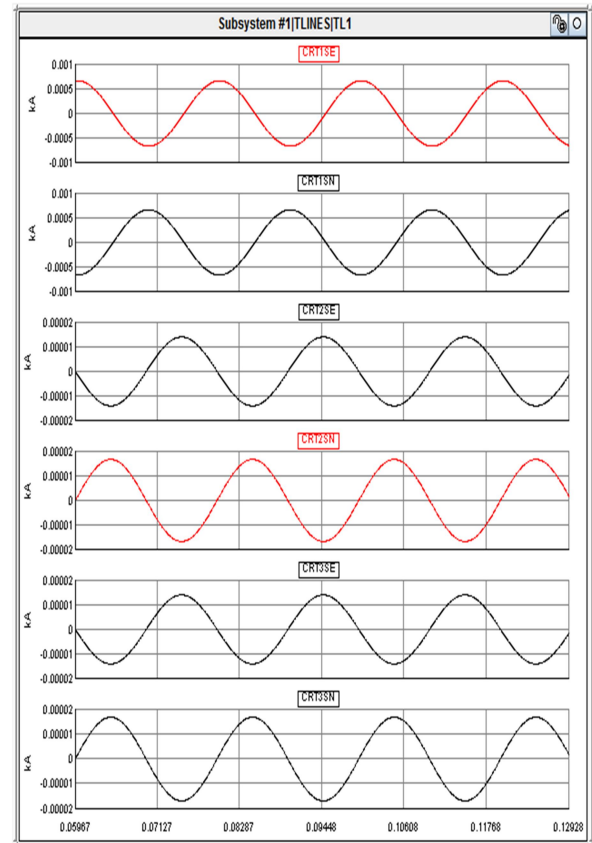
Отсюда получаем, что  $L = 33,06 \text{ км}$ , погрешность расчета 3,3 %.

На рисунке 68 представлены осциллограммы фазных токов при переносе места поперечной несимметрии в узел 3, рисунок 61, т. е. на шины *BUS13*, рисунок 66. Рассмотрены два режима: ОЗЗ через переходное сопротивление

$R_G = 100$  Ом (заранее неизвестное), рисунок 68а (будет рассмотрен далее), и через переходное сопротивление  $R_G = 200$  Ом, рисунок 68б, тестовая частота принята 50 Гц. В режиме тестирования схемы постоянным током установлено, что  $R_G = 111$  Ом.



а)



б)

Рисунок 68 – Осциллограммы фазных токов при ОЗЗ в узле 3 (BUS13),  $f_t = 50$  Гц, а –  $R_G = 100$  Ом; б –  $R_G = 200$  Ом

По данным осциллограмм на частоте 50 Гц, рисунок 68а, получено, что  $L = 47,6$  км; по данным осциллограмм на частоте 400 Гц, рисунок 68б получен недостоверный результат, что показывает необходимость учета поперечных емкостных токов при переходных сопротивлениях свыше 100 Ом.

Как видно из рисунка 62, методика «резонансных» частот не дала однозначного результата [23], где именно произошло ОЗЗ. Тестирование схемы постоянным и переменным током также дает несколько потенциально аварийных участков фидера. Сочетание обеих методик позволяет получить единственное

решение или же ограничить поиск места поперечной несимметрии небольшими участками ВЛ вблизи расчетной точки.

Рисунок 69 показывает, что при ОЗЗ в узлах 3 и 6 значения «резонансных» гармоник одинаковые, что не позволяет распознать однозначно, где именно авария.

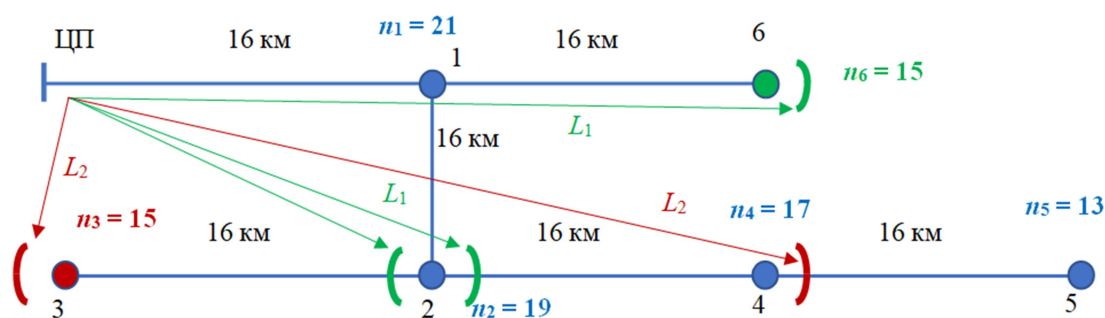


Рисунок 69 – Фактические места ОЗЗ, расчетные расстояния до них и значения «резонансных» частот:

● – ОЗЗ в узле 6,      ● – ОЗЗ в узле 3

Тестовые режимы выявили, что ОЗЗ находится на расстоянии  $L_1 \approx 33$  км от ЦП, чему соответствуют узлы 2 и 6. Таким образом, общим результатом в обоих методах является узел 6, тем самым установлена ВЛ с ОЗЗ и ограничена зона поиска места повреждения. При ОЗЗ в узле 3 (который заранее неизвестен) по значениям «резонансных» частот также под проверку попадают две линии, подходящие к узлам 3 и 6. Тестовый режим дает значение  $L_2 \approx 47$  км, чему соответствуют узлы 3 и 4. Общим результатом обоих методов является узел 3, вблизи которого следует проводить топографический поиск места ОЗЗ.

Если ОЗЗ произойдет вблизи узлов 1 или 2, то под наружный осмотр попадают три ВЛ, связанные с этими узлами. Тогда зона поиска места аварии ограничится несколькими километрами вблизи этих узлов. Таким образом, сочетание значений «резонансных» частот и значений расстояний, рассчитанных по тестовым сигналам, позволяет либо однозначно определить поврежденный участок фидера, либо существенно сузить зону поиска места ОЗЗ на нескольких ВЛ вблизи данного узла.

При больших значениях переходных сопротивлений (более 100 Ом) методика «резонансных» частот не работает, так как вследствие наличия значительного активного сопротивления увеличения амплитуд ВГ вблизи «резонансных» частот практически не происходит [23]. В связи с этим только тестовыми сигналами можно выявить примерное расстояние до места ОЗЗ. Однако таких потенциально аварийных точек будет несколько. При этом необходимо учитывать влияние поперечных емкостных проводимостей ВЛ на параметры тестового режима работы фидера, поскольку становится значимым суммарное влияние проводимостей на ток в начале фидера. На рисунке 70 приведена осциллограмма фазных токов, из которой видно, что они мало отличаются до и после ОЗЗ уже на низкой частоте сигнала.

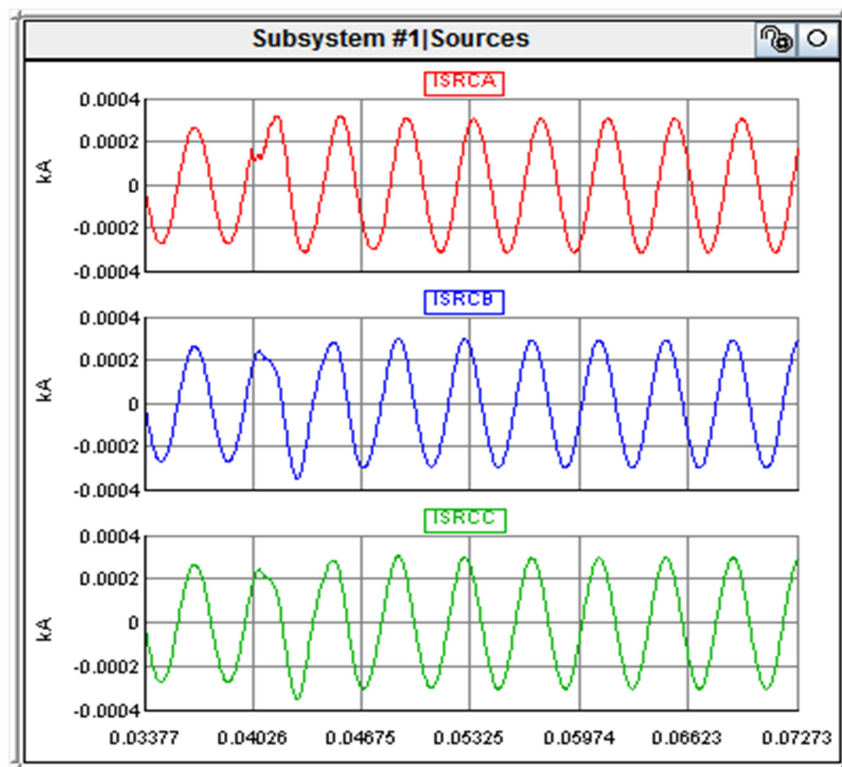


Рисунок 70 – Фазные токи на входе ВЛ до и после ОЗЗ,  $n = 0,5$ ;  $R_G = 500$  Ом

Отметим, что возможны такие конфигурации схемы фидера, что и сочетание обоих методов не дает ответа на вопрос, на каком именно участке

электропередачи произошло ОЗЗ. Пример представлен на рисунке 71, где от одного узла отходят три линии электропередачи.

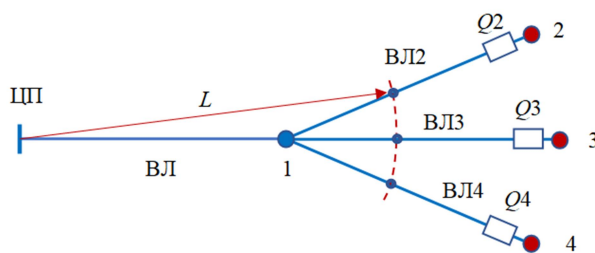


Рисунок 71 – Структурная схема фидера

При ОЗЗ на любой из линий – ВЛ2, ВЛ3 и ВЛ4 – расчетному расстоянию  $L$  соответствуют три возможных точки места повреждения. Метод тестирования уточняет зону поиска ОЗЗ, но не делает ее единственной. Конкретизация аварийной ВЛ возможна при использовании оперативных переключений на потребительских подстанциях, как это показано ниже. Отметим, что применение тестовой частоты 50 Гц представляется наиболее удобным техническим решением при значениях переходных сопротивлений в пределах 200 Ом, так как в этом случае предлагаемая методика не требует обязательного наличия АСНЭ. Напряжение 0,4 кВ всегда присутствует на подстанциях, а постоянный ток для тестирования легко получить, используя обычные выпрямители со сглаживающими фильтрами.

### **3.4 Методика расчета аварийной отпайки по тестовым сигналам на постоянном токе посредством коммутации трансформаторных подстанций**

Одностороннее тестирование схемы с поперечной несимметрией не дает однозначного ответа о положении места несимметрии даже при использовании сигналов с разными частотами (постоянный ток и переменный ток). В современной гибкой распределительной электрической сети, где на потребительских подстанциях установлены коммутационные аппараты, управляемые дистанционно, открывается

возможность реализации двухстороннего тестирования схемы постоянным током, располагая источником сигнала только с одной стороны. Рассмотрим принцип тестирования на простом примере, рисунок 71, где к узлу 1 присоединены три ВЛ, а в узлах 2–4 подключены потребительские подстанции с дистанционно управляемыми высоковольтными коммутационными аппаратами  $Q2-Q4$ . Идея метода двустороннего тестирования состоит в том, что на постоянном токе можно организовать через обмотку ВН трансформатора дополнительный путь тестового тока к месту ОЗЗ с другой стороны ВЛ. При этом на стороне ЦП должны быть одновременно подключены источники постоянного напряжения к двум фазам. Сама поврежденная фаза устанавливается по значениям фазных напряжений на шинах ЦП. Допустим, что конкретная ВЛ с ОЗЗ известна, и ею является ВЛ2, рисунок 71. Далее будет показано, как выполняется тестирование в общем случае, когда аварийная ВЛ неизвестна. Схема тестирования, рисунок 72а, образована путем отключения от сети трансформаторов в узлах 3 и 4 коммутационными аппаратами  $Q3$  и  $Q4$ .

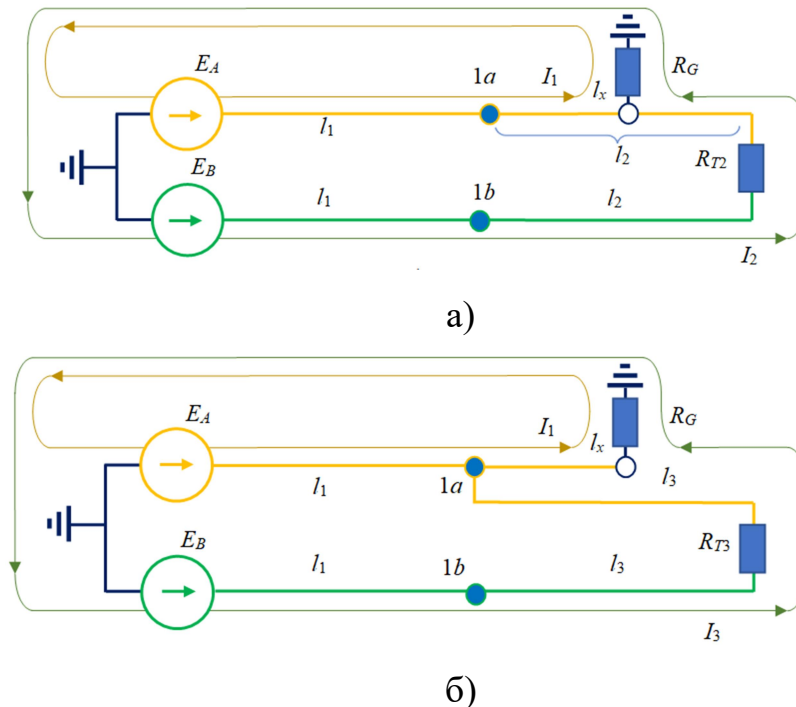


Рисунок 72 – Схемы тестирования фидера:

- а – подключен трансформатор к ВЛ2, остальные отключены;
- б – подключен трансформатор к ВЛ3, остальные отключены

Положим для простоты, что все провода имеют одно сечение, как это часто бывает на практике. Тогда для схемы, рисунок 72а, можем записать следующие два уравнения

$$\left. \begin{aligned} E_A &= r_0 I_1 (l_1 + l_x) + R_G (I_1 + I_2), \\ E_B &= r_0 I_2 (l_1 + 2l_2 - l_x) + R_G (I_1 + I_2) \end{aligned} \right\} \quad (107)$$

Схема на рисунке 72б получена путем отключения коммутационного аппарата  $Q2$  и включения коммутационного аппарата  $Q3$ . Тогда для полученной схемы справедливы следующие уравнения

$$\left. \begin{aligned} E_A &= r_0 I_1 l_1 + (r_0 l_x + R_G) (I_1 + I_3), \\ E_B &= r_0 I_2 (l_1 + 2l_3) + (r_0 l_x + R_G) (I_1 + I_3) \end{aligned} \right\} \quad (108)$$

Отсюда получаем очевидное соотношение между токами двух параллельных ветвей

$$I_1 / I_2 = (l_1 + 2l_3) / l_1. \quad (109)$$

Простая формула (109) играет важную роль в распознавании, где именно произошло ОЗЗ: если авария на отпайке (применительно к сформированной магистрали «ЦП – включенный трансформатор»), то об этом будет свидетельствовать выполнение соотношения между токами (109). То есть данная формула является первичной проверкой, есть ли необходимость в дальнейших перекоммутациях трансформаторов. Если соотношение токов отлично от (109), то используется система (107) для расчета расстояния до места ОЗЗ.

При выполнении формулы (109) производится перекоммутация трансформаторов: отключается исходный трансформатор и включается трансформатор на данной отпайке. Отсюда следует, что необходимо последовательно подключать каждую очередную отпайку в режиме тестирования, пока соотношение между токами (109) не будет нарушено. Таким образом,



инициация сигнала осуществляется с одной стороны, измерения параметров режима выполняются также с одной стороны, но тестирование места ОЗЗ организуется за счет коммутации трансформатора с двух сторон. Отметим, что непосредственно по величинам токов  $I_2$  и  $I_3$  судить нельзя, например, ВЛЗ может быть короткая, и ток  $I_3$  будет превышать ток  $I_2$ , что создаст впечатление о повреждении именно на ВЛЗ.

Обобщим описанный выше метод, который можно использовать для определения места ОЗЗ на фидере древовидной структуры. Алгоритм определения места ОЗЗ по тестовым сигналам постоянным током следующий:

1. Отключаются от сети все трансформаторы потребительских подстанций.
2. Тестируется каждая фаза фидера для выявления аварийной фазы.

Критерием служит максимальная величина.

3. Выбирается наиболее удаленная от ЦП подстанция, где трансформатор подключается к ВЛ.

4. Подаются тестовые сигналы по двум фазам, одна из которых аварийная, и измеряются в них токи.

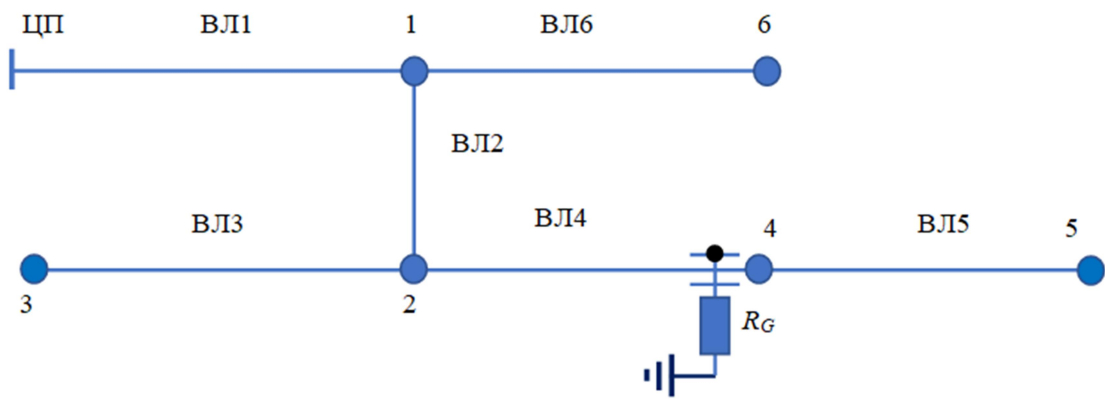
5. Проверяется соотношение между токами для каждой отпайки от магистрали. Если оно не выполняется, то из системы уравнений находятся расстояние до места ОЗЗ и переходное сопротивление.

6. Если выражение (109) выполняется на одной из отпайек, то на ней подключается к сети самый удаленный трансформатор после отключения предыдущего трансформатора.

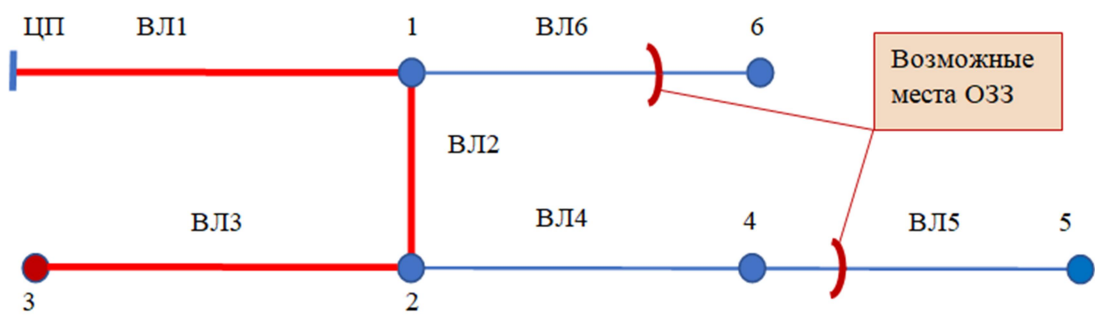
7. Повторяются пункты 4–6 до тех пор, пока не будет нарушено равенство (109).

8. Совпадение расчетных результатов по каждой паре токов дает искомое положение места ОЗЗ.

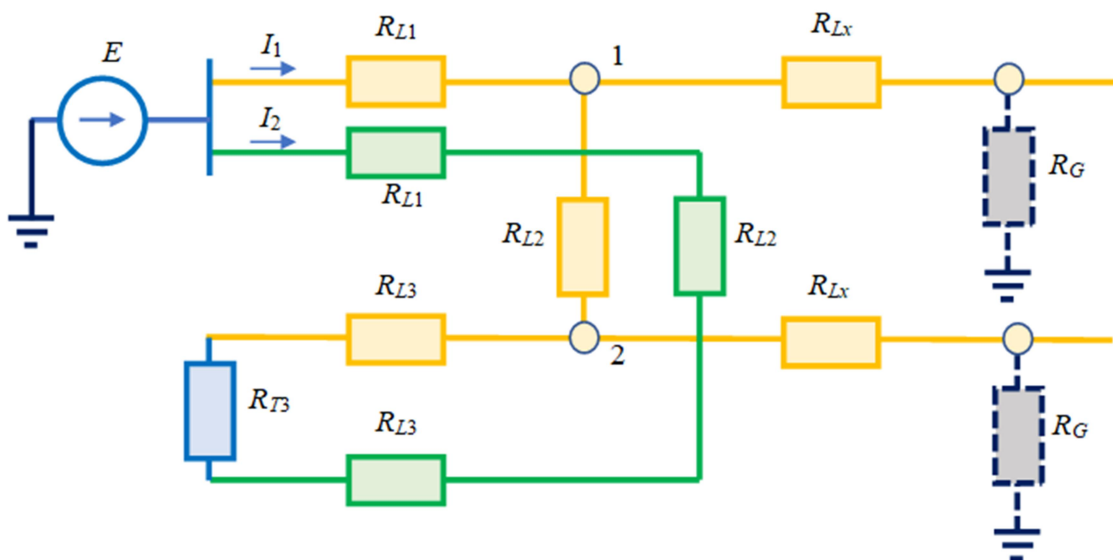
Покажем на примере схемы, рисунок 61, применение данного алгоритма. Положим, что все ВЛ длиной 16 км, за исключением ВЛ6, которая длиной 32 км. Все провода выполнены одним сечением провода АС-120,  $r_0 = 023$  Ом/км. ОЗЗ произошло в узле 4 через переходное сопротивление 100 Ом, рисунок 73а.



а)



б)



в)

Рисунок 73 – Схемы тестирования:

а – исходная схема; б – схема связи ЦП с узлом 3;

в – пофазная схема замещения

Изначально место ОЗЗ неизвестно, поэтому произвольно включаем трансформатор в одном из «висящих» узлов. Принимаем, что к электрической сети подключен трансформатор на подстанции 3, все остальные трансформаторы отключены, в результате чего образуется магистраль «ВЛ1–ВЛ2–ВЛ3» из двух фазных проводов, замыкающихся между собой через обмотку ВН трансформатора узла 3. В результате формируется тестовая схема, рисунок 73б, и соответствующая схема замещения, рисунок 73в.

Первоначально проверяется гипотеза, что ОЗЗ находится на отпайке от узла 1 выделенной магистрали «ВЛ1–ВЛ2–ВЛ3». При подаче напряжения постоянного тока в две фазы на входе ВЛ1 напряжением 400 В на входе ВЛ1 измерены токи

$$I_1 = IA \approx 2,46 \text{ А}; I_2 = I_B \approx 1,22 \text{ А}; \frac{I_1}{I_2} \approx 2,01. \quad (110)$$

Выполнив расчет отношения сопротивлений параллельных ветвей, рисунок 73в, получаем, что соотношение между токами  $I_1$  и  $I_2$  должно быть следующим (сопротивлением  $R_{T3}$  обмотки ВН трансформатора пренебрегаем):

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{(R_{L1} + 2R_{L2} + 2R_{L3})}{R_{L1}} = 5. \quad (111)$$

Сопоставляя значения формул (110) и (111), можем утверждать, что ОЗЗ не на ВЛ6. Проверяем узел 2, где есть отпайка:

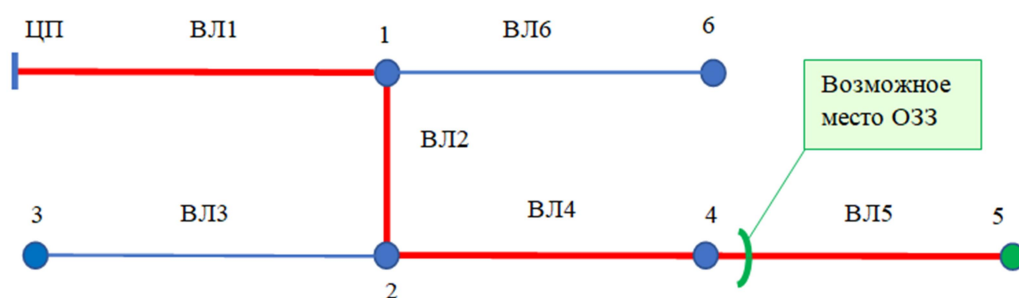
$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{(R_{L1} + R_{L2} + 2R_{L3})}{(R_{L1} + R_{L2})} = 2. \quad (112)$$

Поскольку выполняется условие

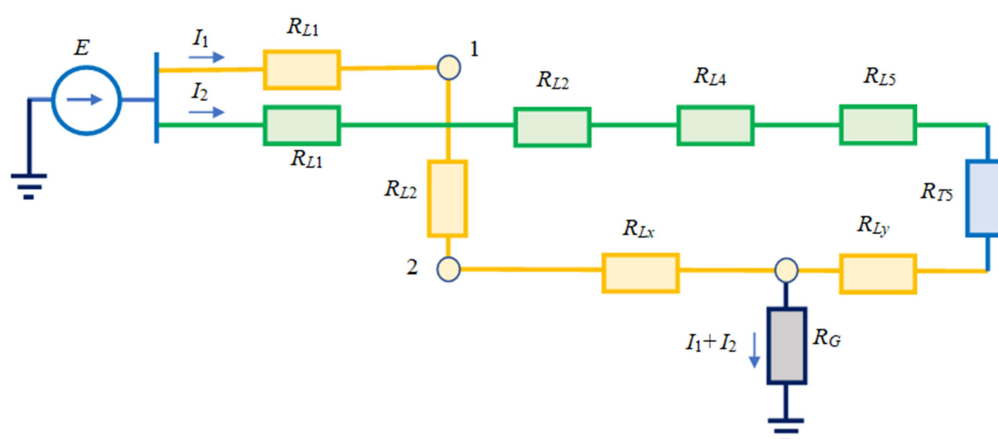
$$|I_1/I_2 - R_{\Sigma 2}/R_{\Sigma 1}| < \varepsilon, \quad \varepsilon = 0,05, \quad (113)$$

тем самым установлено, что ОЗЗ не входит в рассматриваемый контур и оно находится на отпайке «ВЛ4–ВЛ5». Далее отключаем выключатель в узле 3

и включаем выключатель на крайней подстанции 5, рисунок 73а. В результате образуется схема, представленная на рисунке 74а, соответствующая ей схема замещения приведена на рисунке 74б. Поскольку отпаек на участке «узел 2 – узел 4 – узел 5» нет, то можно сразу выполнять расчет расстояния до места ОЗЗ.



а)



б)

Рисунок 74 – Схема тестирования:

а – выделенная магистраль в исходной схеме;

б – пофазная схема замещения

Если бы и в этом случае условие (113) не выполнилось, тогда ОЗЗ имело бы место на магистрали «ЦП–ВЛ1–ВЛ2–ВЛ3». Необходимо отметить, что если бы в схеме имелись и другие узлы с отпайками, то пришлось бы делать физические коммутации и с другими трансформаторами.

Далее производятся физические измерения тестовых токов в реальной схеме и записываются уравнения для схемы замещения, рисунок 74б. Токи на входе

фидера  $I_1=2,34$  (А) и  $I_2=1,40$  (А) и расчет неизвестных параметров выполняются по уравнениям

$$\left. \begin{aligned} 400 &= 0,23 \cdot 2,34(16 + 16 + l_x) + R_G(2,34 + 1,40), \\ 400 &= 0,23 \cdot 1,40[16 + 16 + 2(16 + 16) - l_x] + R_G(2,34 + 1,40) \end{aligned} \right\} \quad (114)$$

Отсюда получаем, что расстояние от узла 2 до места ОЗЗ равно 15,9 км и переходное сопротивление равно 100,1 Ом. Достоинством рассматриваемого метода является повышение порогового значения переходного сопротивления до нескольких сотен килоом при сохранении приемлемой точности расчетов. Так, при  $R_G=1$  кОм имеем:  $I_1=0,25$  А и  $I_2=0,15$  А, что дает такой же результат, как и выше.

### **3.5 Формализация алгоритма распознавания ВЛ с ОЗЗ фидера древовидной структуры в режиме тестирования**

В предыдущем разделе изложены идея метода и алгоритм по расчету места ОЗЗ в режиме тестирования схемы постоянным током с учетом наличия переходного сопротивления. Однако необходима формализация метода, чтобы все расчеты выполнялись автоматически без участия оперативного персонала центра питания. Обширные математические методы, разработанные применительно к теории электрических цепей, не ориентированы на описание схемы, где одновременно проводят две фазы из трех и место поперечной несимметрии неизвестно. Причем обе фазы могут быть электрически связаны между собой в разных местах. Теория симметричных составляющих в данном случае не применима, так как она предназначена для описания трехфазных электрических цепей на переменном токе. Также возникает задача расчета активного сопротивления каждой ветви, связывающей источники питания с общим узлом, при смещении этого узла в процессе перебора вариантов расположения места ОЗЗ. Рассмотрим последовательно решение каждой обозначенной проблемы.

Ставится задача расчета суммарного сопротивления между двумя узлами, что необходимо для использования формул расчета места ОЗЗ или же оценки, где оно расположено. Наиболее простым ее решением представляется использование апробированного метода узловых уравнений, адаптированного к особенностям тестовых схем. Задача заключается, во-первых, в расширении матрицы соединений вследствие учета второго фазного провода и, во-вторых, в чередовании узлов, в которых трансформаторы включены, где фазные провода электрически связываются между собой. Учтем, что с каждой секцией шин центра питания фидер связан только одной линией. Условно считаем, что ОЗЗ происходит на фазе *A* и дополнительно используются ВЛ на фазе *B*. В конечном счете, задача определения места ОЗЗ сводится к использованию двух следующих выражений:

- проверка расположения места ОЗЗ за пределами контура «ЦП, фаза *A* – трансформатор – ЦП, фаза *B*» по формуле (109);
- расчет места ОЗЗ внутри контура «ЦП, фаза *A* – ОЗЗ – трансформатор – фаза *B*, ЦП», рисунок 74а, по формуле

$$l_{Nx} = \frac{2R_B - (1 + \mu)R_A}{r_0(1 + \mu)}, \quad (115)$$

где  $\mu = I_A / I_B$ ,  $R_B$  рассчитывается от ЦП до узла с включенным трансформатором;  $R_A$  рассчитывается от ЦП до узла, от которого определяется удаленность ОЗЗ;  $l_{Nx}$  отсчитывается от «внутреннего» узла выделенной магистрали.

Как видно из формул (113) и (115), помимо измеренных токов, необходимо знать сопротивление цепей:  $R_A$  по фазе *A* и  $R_B$  по фазе *B*. Для этого ниже излагается методика их расчета по узловым уравнениям. Особенностью их записи является назначение в качестве базисного узла, к которому подключается трансформатор, первый номер присваивается узлу, совмещенному с шинами ЦП, 2-й – следующему за ним узлу, остальная нумерация узлов произвольная. Очевидно, что она будет изменяться в зависимости от того, в каком узле будет

включен трансформатор. Также закрепляется номер 1 за ветвью, соответствующей воздушной линии фидера, подключенной к шинам ЦП.

Поскольку узлы подключения трансформаторов могут быть различными, запишем в общем виде узловые уравнения с произвольной нумерацией узлов, включая узел ЦП. При выборе конкретного узла с подключенным трансформатором соответствующая строка удаляется из матрицы, а на ее место помещается последняя строка в исходной матрице. Тогда не придется перенумеровывать все остальные узлы. Исходной является матрица узловых проводимостей, содержащая все узлы. После ее редуцирования (удаления строки и столбца выбранного за базисный узла) и замены на проводимости последнего узла получаем узловое уравнение следующего вида

$$\begin{bmatrix} J_1 \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & \mathbf{Y}_{1n} \\ y_{21} & y_{22} & \mathbf{Y}_{2n} \\ \mathbf{Y}_{n1} & \mathbf{Y}_{n2} & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \mathbf{U}_n \end{bmatrix}, \quad (116)$$

где прямым жирным шрифтом выделены подматрицы.

В уравнении (116) известно напряжение  $U_1$ , так как оно равно напряжению источника питания; задающие узловые токи обнулены, за исключением тока  $J_1$ , который неизвестен. Учитывая принятую нумерацию ветвей, запишем:

$$y_{11} = y_1, \quad y_{12} = y_{21} = -y_1, \quad \mathbf{Y}_{1n} = \mathbf{0}, \quad \mathbf{Y}_{n1} = \mathbf{0}. \quad (117)$$

Формируем из системы (116) новую систему уравнений:

$$\begin{bmatrix} -y_{21}U_1 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{22} & \mathbf{Y}_{2n} \\ \mathbf{Y}_{n2} & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_2 \\ \mathbf{U}_n \end{bmatrix}. \quad (118)$$

Отсюда получаем значение напряжения  $U_2$ . Поскольку все задающие токи в узлах приравнены к нулю (кроме первого), образуется только одна токопроводящая цепь между узлом 1 (подключение тестового источника питания)

и выбранным базисным узлом подключения трансформатора, где напряжение принято равным нулю. После чего находим ток  $I_1$ , поступающий от узла 1 в электрическую цепь фазы  $B$ , по которому рассчитываем сопротивление ветви  $R_B$

$$I_1 = y_1(U_1 - U_2), \quad R_B = U_1/I_1. \quad (119)$$

Изложенная методика может быть реализована в интерактивном режиме, когда оператор на компьютере выбирает узел с последующей проверкой условия (7), для чего выбирается одна из отходящих от него ветвей, в самом конце которой задается глухое ОЗЗ на «землю». Она может быть интегрирована в уже установленные программы расчета режима распределительной сети, где реализованы алгоритмы решения узлового уравнения вида (118). Для полной автоматизации процесса необходимо дополнить методику алгоритмом выбора узлов, где подключаются трансформаторы, перебора узлов на сформированной магистрали, и перебора ветвей, отходящих от каждого «внутреннего» узла. Покажем ниже, что реализация этого алгоритма позволяет попутно простым способом рассчитывать суммарные сопротивления формируемых цепей и соответственно не требует использования уравнений (116).

### **3.5.1 Методика расчета активных сопротивлений тестовой схемы фидера на постоянном токе**

Рассматриваемый способ основан на использовании ленточных матриц. Он основан на переборе сочетаний узлов и ветвей, чтобы выделить участок электропередачи, связывающий ЦП (узел 1) с узлом, где подключен трансформатор. Покажем на конкретном примере, рисунок 75, где трансформатор в тестовом режиме подключен к сети в узле 9.



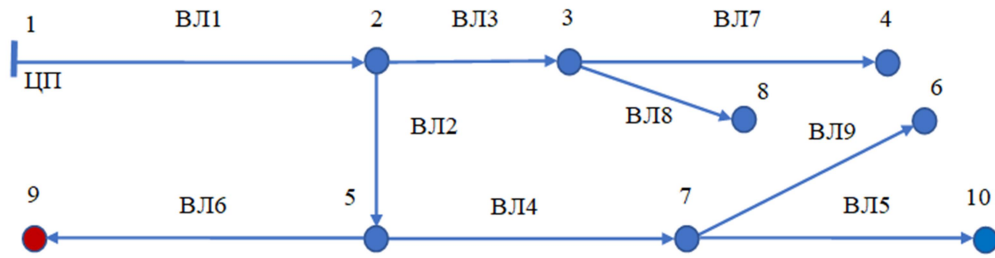


Рисунок 75 – Пример расчетной схемы фидера

Запишем для схемы, рисунок 75, ленточную матрицу связи ветвей с узлами:

<b>Ветви:</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	
<b>Узлы:</b>	+	1	2	2	5	7	5	3	3	7	(120)
	-	2	5	3	7	10	9	4	8	6	

Применительно к матрице (120) запускается процедура исключения «висящих» узлов и связанных с ними ветвей, за исключением узла 1 и выделенного узла 9, где подключен трансформатор. «Висящими» считаются те узлы, которые только один раз записаны в матрице (120). Эта процедура известная, легко алгоритмизируемая, и здесь не описывается. После первой проверки «висящих» узлов (по рисунку 75 – это узлы 4, 6, 8, 10) удаляются ветви 5, 7, 8, 9 и образуется следующая матрица:

<b>Ветви:</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	
<b>Узлы:</b>	+	1	2	2	5	7	5	3	3	7	(121)
	-	2	5	3	7	10	9	4	8	6	

На следующем этапе находятся «висящие» узлы 3 и 7 и окончательно формируется матрица, отражающая связь между узлами 1 и 9:

<b>Ветви:</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	
<b>Узлы:</b>	+	1	2	2	5	7	5	3	3	7	(122)
	-	2	5	3	7	10	9	4	8	6	

Теперь необходимо использовать проверку условия (113) для уточнения, в какой части схемы находится ОЗЗ, для чего из матрицы (122) выбирается любой узел, не совпадающий с выделенными узлами 1 и 9, и матрица (122) разбивается на две подматрицы по отношению к выделенному «внутреннему» узлу. Пусть это узел с наименьшим номером – узел 2:

<b>Ветви:</b>		1		2	3	4	5	6	7	8	9	
<b>Узлы:</b>	+	1		2	2	5	7	5	3	3	7	(123)
	-	2		5	3	7	10	9	4	8	6	

С использованием матрицы (123) выполняется суммирование сопротивлений ветвей для каждой подматрицы по формулам

$$R_A = \sum_{n=1}^N R_n, \quad R_S = \sum_{n=N+1}^M R_n, \quad R_B = R_A + 2R_S. \quad (124)$$

В формулах (124) суммируются только те ветви, которые входят в соответствующие подматрицы. Для конкретного примера  $N = 1$ ,  $M = 6$  и

$$R_A = R_1, R_S = R_2 + R_6, R_B = R_A + 2R_S. \quad (125)$$

Далее проверяется условие (113) на предмет, может ли быть ОЗЗ на ВЛ3, ВЛ7 и ВЛ8, связанных с узлом 2. Поскольку заранее принято, что ОЗЗ в этой части схемы отсутствует, оно не будет выполнено. После чего осуществляется переход к следующему по номеру «внутреннему» узлу в матрице (82), каковым будет узел 5, опять новая матрица делится на две части и т. д. Поскольку теперь условие (113) будет выполнено, то формируется новая физическая схема путем отключения трансформатора в узле 9 и включения трансформатора в узле с наименьшим номером 6, рисунок 75.

Измеряются значения токов  $I_A$  и  $I_B$  на входе фидера, формируются соответствующие матрицы и все дальнейшие процедуры повторяются в описанной выше последовательности. Поскольку будет получено, что ОЗЗ не на ВЛ9, отходящей от узла 7, то будет выбрана ВЛ5, отключен трансформатор в узле 6, включен в узле 10, измерены токи  $I_A$  и  $I_B$ . Используя рассчитанное относительно узла 7 сопротивление  $R_A$ , по формуле (115) определяется расстояние до места ОЗЗ. Получаем

$$l_{7x} = \frac{2(R_1 + R_2 + R_4 + R_5) - (1 + \mu)(R_1 + R_2 + R_4)}{r_0(1 + \mu)}. \quad (126)$$

Таким образом, путем последовательного перебора отпаяк и соответствующей коммутацией трансформаторов можно установить не только аварийное ответвление на фидере древовидной структуры, но и конкретное место повреждения.

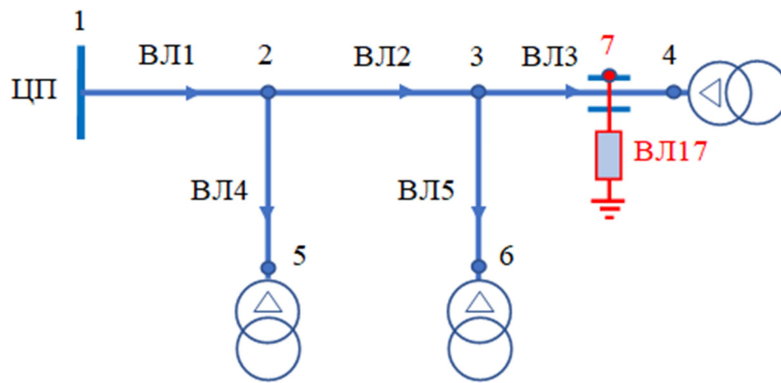
### **3.5.2 Методика определения места ОЗЗ на фидере древовидной структуры в тестовом режиме без отключения трансформаторов**

Рассмотрим возможности метода тестирования фидеров без отключения трансформаторов. Подача напряжения постоянного тока одновременно во все три фазы позволит сформировать только одно уравнение с двумя неизвестными: расстоянием до места ОЗЗ и переходным сопротивлением. Трансформаторы, подключенные к сети 6–10 кВ, своими обмотками ВН шунтируют сигнал и он будет распространяться далее по всем трем фазам. При этом все отпайки от магистрали, где отсутствует повреждение, электрически связывают через трансформаторы поврежденную фазу с рабочими фазами, рисунок 76.

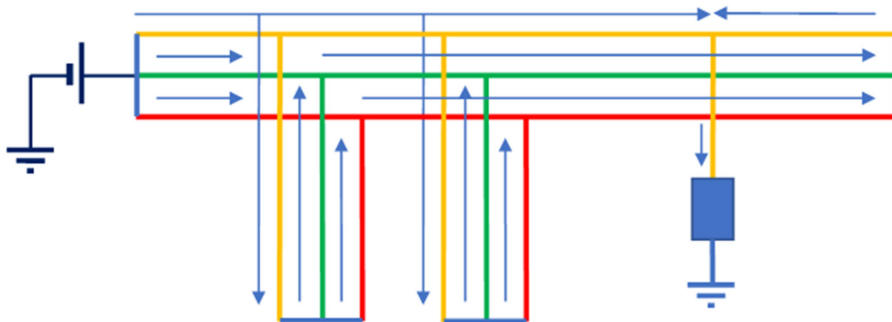
В результате отсутствует возможность однозначного математического описания режима такой электрической сети при неизвестном месте ОЗЗ. В то же время подача переменного напряжения НП исключает из схемы замещения все

неповрежденные отпайки. Для того чтобы определить расстояние до места ОЗЗ, необходимо выполнить тестирование на двух частотах. Точность расчетов повышается с увеличением разности между значениями частот. Если первую частоту положить равной 25 Гц, а вторую – 250 Гц, то они будут отличаться в 10 раз и при этом, как было показано выше, не потребуется усложнения математической модели фидера в части учета поперечных емкостных проводимостей. В результате формируются два уравнения:

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= \sqrt{(n_1 x_\sigma L)^2 - (R_S)^2} \\ Z_2 &= \sqrt{(n_2 x_\sigma L)^2 - (R_S)^2} \end{aligned} \right\} \quad (127)$$



а)



б)

Рисунок 76 – Принципиальная схема фидера (а) и трехфазная схема цепей замыкания постоянных токов в режиме тестирования (б)

Отсюда находим расстояние до места ОЗЗ:

$$L = x_{\sigma}^{-1} \sqrt{\frac{Z_2^2 - Z_1^2}{n_2^2 - n_1^2}}. \quad (128)$$

Для численной проверки формулы (128) обратимся к эталонному примеру ВЛ длиной 100 км, осциллограммы тестирования которой на частотах 100 Гц ( $n = 2$ ) и 200 Гц ( $n = 4$ ) представлены на рисунке 58. В результате имеем

$$L = 0,318^{-1} \sqrt{\frac{167^2 - 128^2}{4^2 - 2^2}} = 97,4 \text{ км}. \quad (129)$$

Как видно из формулы (129), при близких частотах и переходном сопротивлении 100 Ом ошибка составила 2,6 %.

Очевидно, что на фидере древовидной топологии в результате будет получено несколько потенциально возможных точек ОЗЗ. Распределение постоянных токов, показанное на рисунке 76б, открывает определенные возможности по уточнению участка фидера, где именно имеет место ОЗЗ.

Для практической реализации выдвинутого выше предложения по тестированию на постоянном токе фидера с подключенными трансформаторами необходимо дать формальное описание схемы, которая содержит все фазные провода. Для этого воспользуемся известным методом составления узловых уравнений, используя модифицированную матрицу соединений  $\mathbf{M}$  [37]. Исходной является классическая матрица, в которой строки соответствуют узлам, а столбцы соответствуют ветвям (линиям). Ее модификация будет заключаться, во-первых, в том, что все узлы между собой соединяются тремя проводами, и во-вторых, одна из ветвей может разделиться на две части, а в разрыв вводится дополнительный узел с ветвью, отражающей подключение переходного сопротивления.

В связи с этим заранее в новой матрице  $\mathbf{M}$  учитываем этот дополнительный узел и присваиваем ей последний номер. Для ветвей необходимо заранее выделить два дополнительных номера: предпоследний будет относиться к участку

исходной ветви, образованной ее разделением на две части и подходящей к другому узлу. Ранее присвоенный номер сохраняется за исходящим из узла участком исходной ветви. Последний номер закреплен за ветвью, отражающей переходное сопротивление.

К особенностям процедуры формирования матрицы  $\mathbf{M}$  следует отнести и принимаемую нумерацию ветвей, так как приходится учитывать их утроенное количество. Вначале нумеруются ветви аварийной фазы (не имеет значения, какая конкретная фаза на практике замыкает на землю), за тем нумеруются в той же последовательности ветви второй фазы, а потом аналогично и третьей. Таким образом, если составлена первоначальная матрица  $\mathbf{M}_0$ , то имеем

$$\mathbf{M} = [\mathbf{M}'_0 \ \mathbf{M}_0 \ \mathbf{M}_0 \ \mathbf{m}_1 \ \mathbf{m}_2], \quad (130)$$

где  $\mathbf{m}_1$  и  $\mathbf{m}_2$  – матрицы – столбцы вида

$$\mathbf{m}_1 = [0 \dots 0 \ -1]_t, \quad \mathbf{m}_2 = [0 \dots 0 \ 1]_t \quad (131)$$

В матрице  $\mathbf{m}_1$  и  $\mathbf{m}_2$  «минус 1» и «плюс 1) располагаются в строке дополнительного узла. На примере рисунка 74а запишем матрицу  $\mathbf{M}$ .

		Ветви																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Узлы	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	2	-1	1	0	1	0	-1	1	0	1	0	-1	1	0	1	0	0	0
	3	0	-1	1	0	1	0	-1	1	0	1	0	-1	1	0	1	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0
	5	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0	0
	6	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0
	7	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Как видно из матрицы (132), подматрица  $\mathbf{M}'_0$  отличается от подматрицы  $\mathbf{M}_0$  тем, что обнуляется клетка, соответствующая в исходной матрице  $\mathbf{M}_0$  соединению

ветви 3 с узлом 4, так как именно данная ветвь выбрана для подключения новой ветви 17. Представим матрицу (128) в виде ленточной:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
+	1	2	3	2	3	1	2	3	2	3	1	2	3	2	3	7	7
-	2	3	4	5	7	2	3	4	5	6	2	3	4	5	6	6	0

(133)

Для сравнения запишем ленточную матрицу при переносе места поперечной несимметрии на ВЛ5, рисунок 76а:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
+	1	2	3	2	3	1	2	3	2	3	1	2	3	2	3	7	7
-	2	3	4	5	7	2	3	4	5	6	2	3	4	5	6	6	0

(134)

Сопоставление матриц (133) и (134) показывает, что в подматрице  $\mathbf{M}'_0$  достаточно изменить две ячейки – 3-ю и 5-ю ячейки нижнего ряда матрицы (134), и в этом же ряду 16-ю ячейку. То есть при переходе от одного места предполагаемой несимметрии к другому алгоритм формирования новой матрицы соединений элементарно простой. Однако при этом следует учесть и изменения в диагональной матрице сопротивлений  $\mathbf{R}$ , так как изменяется длина участков делимой на части ВЛ.

Диагональная матрица сопротивлений ветвей имеет следующий вид

$$\mathbf{R} = [\mathbf{R}'_0 \ \mathbf{R}_0 \ \mathbf{R}_0 \ R_G]_d \cdot [\mathbf{L}' \ \mathbf{L} \ \mathbf{L} \ 1]_d, \quad (135)$$

где  $\mathbf{R}_0 = \begin{bmatrix} r_{01} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & r_{0M} \end{bmatrix}$ ,  $\mathbf{L} = \begin{bmatrix} l_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & l_M \end{bmatrix}$ ,  $M$  – количество ВЛ.

Матрицы  $\mathbf{R}'_0$  и  $\mathbf{L}'$  зависят от места расположения узла подключения к ВЛ переходного сопротивления и имеют порядок  $M + 1$ :

$$\mathbf{R}'_0 = \begin{bmatrix} r_{01} & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & r_{0M} & 0 \\ 0 & \dots & 0 & r_{0m} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{L}' = \begin{bmatrix} l_1 & \dots & 0 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & l_{m1} & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \dots & 0 & \dots & l_M & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \dots & 0 & l_{m2} \end{bmatrix}, \quad (136)$$

где  $l_{m2} = l_m - l_{m1}$ ,  $m$  – номер ветви, где подключено сопротивление  $R_G$ .

Как видно из матрицы  $\mathbf{L}'$ , для ее использования необходимо предварительно вычислить место расположения вносимого дополнительного узла в ветвь  $m$ , тогда как известно общее расстояние от ЦП до данного узла, причем перебор ветвей должен осуществляться автоматически. Выше в параграфе 3.5.1 была описана процедура расчета расстояния до каждого узла, поэтому далее считаем, что оно известно, и в результате сформирована матрица  $\mathbf{S}$  по возрастающему рейтингу узлов в зависимости от расстояния до ЦП (ветвь походит к узлу):

$$\mathbf{S} = \begin{array}{cccccccc} \text{Узлы (-1)} & n_1 & n_2 & \dots & n_i & n_{i+1} & \dots & N \\ \text{Расстояние} & L_1 & L_2 & \dots & L_i & L_{i+1} & \dots & L_N \end{array}, \quad (137)$$

где  $L_1 < L_2 < \dots < L_N$ .

Допустим, по результатам тестирования схемы переменным током рассчитано, что расстояние до места ОЗЗ равно  $L$ , тогда с использованием матрицы (137) слева направо выбирается такой узел  $n_i$ , где первым выполняется условие

$$L_i > L. \quad (138)$$

Далее по ленточной матрице  $\mathbf{M}$  выбирается любая ветвь  $m_j$ , входящая в узел  $i$  (по значению «-1»). Также устанавливается по выделенной ветви узел  $m_k$ , из которого данная ветвь выходит (по значению «1»). С учетом принятого направления всех ветвей от источника к нагрузке выбранная ветвь  $m_j$  будет единственной. После чего эта ветвь делится узлом  $N+1$  ( $N$  – количество узлов



фидера, включая узел ЦП) на две части. В результате вычисляется длина каждого отрезка ВЛ:

$$l_{m2} = L_i - L_k, \quad l_{m1} = l_m - l_{m2}. \quad (139)$$

После чего записывается по известным правилам узловое уравнение [37], в котором в качестве базисного и балансирующего узла с нулевым потенциалом принята земля, а напряжение в узле 1 известно и все задающие токи  $\mathbf{J}$  обнулены:

$$\mathbf{YU} = \mathbf{J} \rightarrow \begin{bmatrix} y_{11} & -y_{12} & \cdots & -y_{1N+1} \\ -y_{21} & y_{22} & \cdots & -y_{2N+1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{N+11} & -y_{N+12} & \cdots & -y_{N+1N+1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_{N+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (140)$$

Решением системы уравнений (140) находятся токи в ветвях, соответствующих трем фазным проводам ВЛ1, т. е. в ветвях 1, 1+M, 1+2M, по формулам

$$I_1 = y_1(U_1 - U_2), \quad I_{M+1} = y_1(U_1 - U_{N+2}), \quad I_{2M+1} = y_1(U_1 - U_{2N+2}). \quad (141)$$

Если результаты расчетов по формулам (137) близки к измеренным токам в режиме тестирования, то именно выбранная ВЛ является аварийной. В противном случае выбирается следующая по рейтингу (137) ветвь, отходящая от уже выбранного узла и процедура повторяется. В том случае, когда для всех таких ветвей результат совпадения отрицательный, выполняется переход к следующему узлу  $m_{j+1}$  по матрице (137), и далее процесс повторяется, но с измененным алгоритмом. В начале выбирается любая ветвь, входящая в выбранный узел, определяется узел, из которого данная ветвь выходит, после чего выполняется дополнительная проверка на условие геометрической возможности ОЗЗ именно на этой ветви:

$$L \geq L_k. \quad (142)$$

Если условие (142) выполнено, то запускается вышеописанный алгоритм, если же нет, то выбирается следующая любая ветвь, входящая в узел  $m_{j+1}$ , и т. д. Расчеты прекращаются, если для очередного выбранного узла условие (142) не выполняется для всех входящих в него ветвей. Это означает, что конкретная ВЛ с ОЗЗ не распознана.

Поскольку не исключен вариант, когда предложенный алгоритм дает многозначный результат, в случае положительного решения, т.е. идентификации ВЛ, расчеты также продолжаются. Такой вариант маловероятен в реальных условиях, но возможен, например, для схемы, рисунок 71, где длина ВЛ, «питающихся от общего узла, приблизительно одинаковая. В таких случаях только информация с потребительских подстанций или отключение трансформаторов способны прояснить вопрос, где именно имеет место ОЗЗ» [85].

### 3.5.3 Обрыв фазного провода на землю

Более сложным представляется случай, когда происходит обрыв провода и на землю падает его конец со стороны потребительских подстанций, т. е. имеет место двойная несимметрия: продольная (обрыв) и поперечная (ОЗЗ). Сам факт обрыва изначально может быть зафиксирован по информации от подстанций, которые стали работать в несимметричном режиме, что позволяет сразу определиться с поврежденной отпайкой. Так, если обрыв фазы произошел на ВЛ4, рисунок 75, то подстанции в узлах 6 и 10 (и в узле 7, если там есть подключенная подстанция) перейдут в несимметричный режим работы, что покажут поступившие от них сигналы в ЦП. Поэтому тестовая схема формируется применительно к уже обнаруженному поврежденному участку, рисунок 77.

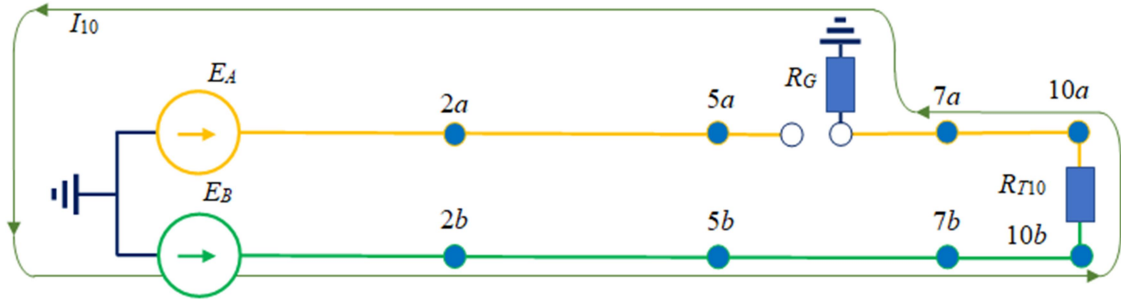


Рисунок 77 – Схема тестирования электропередачи через трансформатор  $T_{10}$

Как следует из схемы, рисунок 77, расчетным путем на постоянном токе можно рассчитать только суммарную величину переходного сопротивления и участка ВЛ от узла 7 до места контакта с землей. Отключение трансформатора  $T_{10}$  и включение трансформатора  $T_6$  не позволяют сформировать новое независимое уравнение, даже если длина ВЛ5 и ВЛ9 разная, рисунок 78.

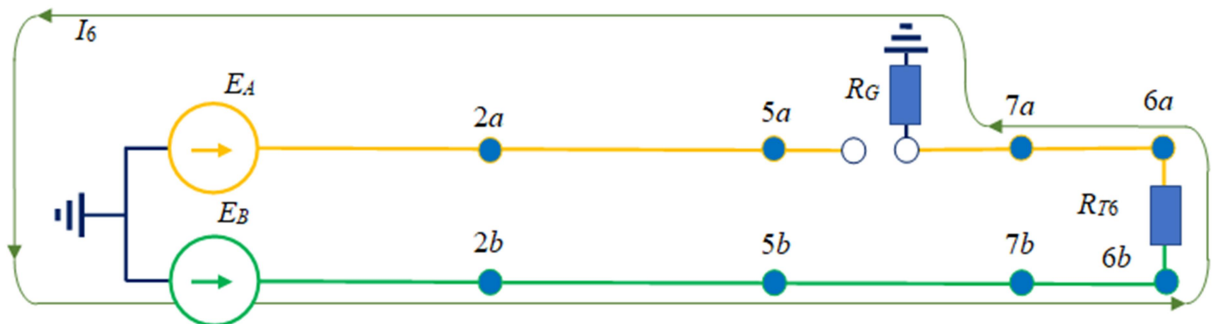


Рисунок 78 – Схема тестирования электропередачи через трансформатор  $T_6$

Запишем уравнения баланса напряжений для обеих схем.

Тестирование через  $T_{10}$ :

$$(R_{B10} + R_{T10} + R_{10-7} + r_0 L_x + R_G) I_{10} = E_B. \quad (143)$$

Тестирование через  $T_6$ :

$$(R_{B6} + R_{T6} + R_{6-7} + r_0 L_x + R_G) I_6 = E_B. \quad (144)$$

Очевидно, что уравнения (143) и (144) позволяют рассчитать только суммарное сопротивление  $r_0L_x + R_G$ . Аналогичная ситуация будет и при падении конца провода на землю со стороны питания. Задача определения расстояния до места ОЗЗ решается только в том случае, если дополнительно, как было показано выше, применять тестирование на переменном токе. Тогда уравнение (143) дополняется следующим уравнением

$$\begin{aligned} |R_{B10} + jX_{B10} + R_{T10} + jX_{T10} + R_{10-7} + jX_{10-7} + r_0L_x + jx_\sigma L_x + R_G|I_S = \\ = E_{BS}. \end{aligned} \quad (145)$$

В уравнение (145) входит нетиповой параметр  $X_{T10}$ , который соответствует индуктивному сопротивлению одной фазы трансформатора. При реализации изложенного метода тестирования он должен быть заранее определен опытным путем для трансформаторов используемых номиналов.

### 3.6. Выводы

Метод тестирования фидера на постоянном токе по двум фазам предполагает проведение физических измерений значений токов на его входе и расчет суммарных сопротивлений электрических цепей по отношению к выбранному узлу. Использование для таких расчетов известных уравнений, записанных относительно узловых проводимостей, на первый взгляд, представляется более простым приемом, чем описанный в статье алгоритм на основе ленточных матриц. Однако узловое уравнение, во-первых, требует математического описания не привычной топологии трехфазной схемы, а ее топологии по двум фазам, которая взаимно отличается за счет шунтирования фаз по постоянному току через трансформатор. Также неизбежное изменение схемы тестирования приводит к изменению матрицы соединений, причем далее процедуры опять не типовые, так как необходимо использовать известные значения двух токов и учитывать как неизвестное переходное сопротивление.

Метод узловых уравнений целесообразно модифицирован применительно к задаче расчета места ОЗЗ, если уже имеются соответствующие стандартные программы с базой данных по конкретным фидерам.

Предложенный метод перебора узлов на выделенной тестовой схеме в виде магистрали основан на элементарных логических действиях и легко программируется. Его достоинством является низкая чувствительность к величине переходного сопротивления, которое может быть выше суммарного сопротивления проводов на порядок и более. Обязательное условие охвата зондированием поврежденной фазы постулирует, что она ранее обнаружена, например, по осциллограммам фазных токов в режиме ОЗЗ под рабочим напряжением. Если таковые измерения отсутствуют, то потребуется предварительное пофазное зондирование фидера на постоянном токе, и наличие тока определит искомую фазу.

Эффективно использование тестирования фидера в сочетании с методом «резонансных» частот. Последний предполагает наличие набора таких частот для каждого узла фидера при вариации значения переходного сопротивления. Это обуславливает необходимость наличия имитационной модели фидера. Однако в условиях эксплуатации эти расчеты резко сокращают процедуру тестирования: если нет совпадений частот, то тестирование предполагает коммутацию только одного трансформатора. Если таких частот несколько, то уже по первому расчету, зная соотношение между токами, можно практически безошибочно выбрать для коммутации трансформатор на аварийном присоединении. Ограничением такого взаимодействия двух методов служит величина переходного сопротивления, так как при его значениях порядка 100 кОм и выше «резонансные» гармоники уже не проявляются в измеряемых сигналах.

Для фидеров 6–10 кВ воздушных распределительных электрических сетей характерна древовидная структура. Топографический поиск места ОЗЗ зачастую связан со значительными временными затратами и особенно затруднен в зимнее время. Эволюция электротехнических комплексов в направлении повышения их управляемости, адаптации к текущим режимам, подключения распределенной

генерации, в том числе и возобновляемых источников энергии, открывает перспективы применения новых технологий по расчетной однозначной локализации мест ОЗЗ на основе односторонних измерений параметров специальных тестовых режимов. Эти тестовые режимы организуются на отключенном фидере путем его зондирования по двум фазам сигналами постоянного тока. Опыты показали однозначную зависимость параметров тестовых сигналов от параметров процесса протекания ОЗЗ.

#### **4. Мобильный электротехнический комплекс определения места повреждения на воздушной линии напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали**

##### **4.1. Постановка задачи разработки мобильного электротехнического комплекса**

В ЭС 6–35 кВ, работающих с изолированным или компенсированным режимом работы нейтрали, в нормальном режиме их функционирования значения напряженности электрического и магнитного полей на некотором удалении от ВЛ весьма незначительны, что обусловлено такими факторами, как равенство значений фазных напряжений и токов, наличие сдвига фаз в  $120^\circ$ . Использование электромагнитного поля (ЭМП) для распознавания на трассе электропередачи места ОЗЗ сопряжено с проблемой слабо выраженной аварийной составляющей сигнала в фазном токе. Учитывая, что фазные токи в реальности не одинаковы по величине, содержат ВГ, обусловленные несинусоидальной нагрузкой, а измерения производятся на уровне 1–1,5 м от уровня земли, где МП от каждого провода векторно складываются, распознавание места аварии может быть основано только на ступенчатом изменении величины напряженности МП, которое тем меньше, чем выше фазный ток. В силу несимметричного расположения проводов на опоре относительно земли всегда имеет место составляющая МП, обусловленная рабочими токами [64].

Электрическое поле (ЭП) не зависит от значения фазных токов, а только от фазных напряжений. В рабочих режимах векторы напряженности ЭП, как и для ЭМП, геометрически складываются. Результирующая величина обусловлена только пространственной несимметрией проводов и весьма незначительна. В режиме ОЗЗ, рисунок 79, происходит искажение симметричной системы фазных напряжений. Рисунок 80 является иллюстрацией процесса изменения векторной диаграммы электрической сети. Соответственно небаланс по основной частоте 50 Гц может выступать в качестве диагностического признака ОЗЗ.



Рисунок 79 – Иллюстрация обрыва вязки провода на керамическом изоляторе ВЛ 10 кВ

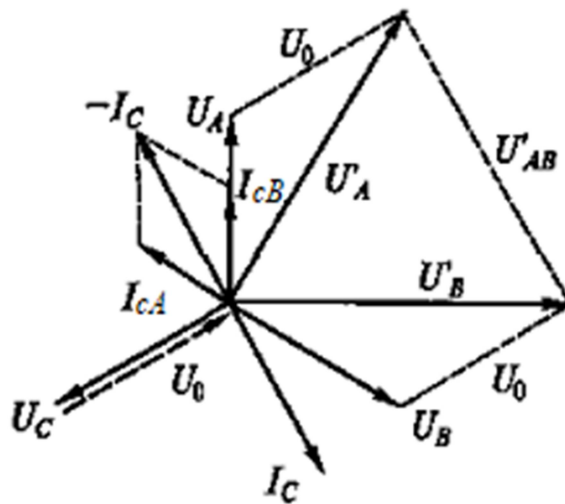


Рисунок 80 – Векторная диаграмма электрической сети с изолированной нейтралью в режиме замыкания

Согласно векторной диаграмме, на неповрежденных фазах напряжение возрастает с фазного до линейного значения. Следствием данного процесса является увеличение значения ЭП вокруг ВЛ пропорционально увеличению значения напряжения и вследствие несимметрии емкостных токов в фазных проводах. Увеличившаяся величина ЭП, вызванная нарушением симметрии фазных токов и напряжений при ОЗЗ, предоставляет возможность определить



место повреждения с помощью быстрого преобразования Фурье (ПБП). Рисунок 79 свидетельствует, как и рисунок 59а, что отсутствует прямой контакт провода с землей, в результате чего ток ОЗЗ незначительный, и только по напряженности ЭП можно распознать место ОЗЗ.

Основной теоретической задачей при определении места повреждения с помощью ПБП является выделение полезного сигнала как основной частоты 50 Гц, так и ВГ, по своей амплитуде сопоставимых с шумом, посредством анализа ЭМП и его количественной оценки, которая непосредственно позволяет количественно и качественно выделить признаки ОЗЗ, по которым, в свою очередь, открывается возможность локализовать и его место бесконтактным способом.

С целью реализации на практике рассмотренных теоретических положений была определена задача разработки выступающего в качестве ПБП мобильного ЭТК определения места повреждения на ВЛ напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали с последующей его апробацией как в лабораторных условиях, так и на действующих ВЛ различных классов напряжений.

#### **4.2 Математические методы выделения полезного сигнала на основе преобразования Фурье**

Выше было показано, что в режиме ОЗЗ анализу целесообразно подвергать параметры токов и напряжений не промышленной частоты, как несущие большее информационное значение по сравнению со значениями промышленной частоты. Соответственно, аналогичный подход перспективен и с точки зрения анализа ЭМП в режиме ОЗЗ.

Математически реализация анализа параметров токов и напряжений не промышленной частоты многими авторами основывается на использовании классического метода Фурье-преобразования как одного из эффективных при его

реализации в соответствующем программном обеспечении в следующем выражении

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos kt + b_k \sin kt), \quad (146)$$

где коэффициенты  $a_0, a_k, b_k$  имеют вид

$$a_0 = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) dt, \quad (147)$$

$$a_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cos kt dt, \quad (148)$$

$$b_k = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \sin kt dt, \quad (149)$$

При анализе сигналов, построенных на использовании метода Фурье, применительно к цели исследования были решены следующие теоретические задачи касательно работы с сигналами, амплитуда которых сопоставима с шумом, а именно: удаление незначительных шумов и колебаний полезного сигнала; максимально возможное удаление искажений полезного сигнала и подавление сторонних шумов; оценка непериодического сигнала.

Для удаления шумов и колебаний полезного сигнала был использован математический метод скользящего среднего. Для сигнала с количеством значений измерений  $f_i$ , где  $i = 1, 2, 3, \dots, N$ , нахождение скользящего среднего определяется посредством нахождения среднего арифметического  $K$  предыдущих и последующих значений около значения  $i$ , включая и значения самой  $i$ .

Соответственно, новое значение  $g_i$  для  $i$  примет вид  $2K+1$  значений, включая само значение  $i$

$$g_i = \frac{1}{2K+1} \cdot \sum_{j=-K}^K f_{i+j}, \quad (150)$$

где  $i = 1 + K, 2 + K, \dots, N - K$ .

Рассмотренный метод скользящего среднего обладает существенным недостатком, заключающимся в использовании всех точек интервала  $2K + 1$  с одинаковым весовым значением. Однако при приближении порядкового номера измеренного значения непосредственно к  $i$ -му значению его вес должен увеличиваться вследствие повышения значимости измеренного значения для предотвращения искажения получаемого значения. Если обозначить вес каждого измеренного значения  $w$ , то уравнение (150) целесообразно преобразовать к следующему виду

$$g_i = \frac{1}{2K+1} \cdot \sum_{j=-K}^K w_j f_{i+j} \quad (151)$$

с условием использования следующего допущения

$$\sum_{j=-K}^K w_j = 1. \quad (152)$$

Весовую функцию целесообразно использовать на основе Гауссового распределения случайных величин [82]. Рисунок 81 иллюстрирует в качестве примера подобную весовую функцию.

Однако при применении скользящего среднего вероятно наличие шумов с амплитудой, не сильно отличающейся от основной частоты. Для данного случая возможно применение синхронной фильтрации, базирующейся на суммировании выборок измеряемых величин сигналов с одинаковой фазой.

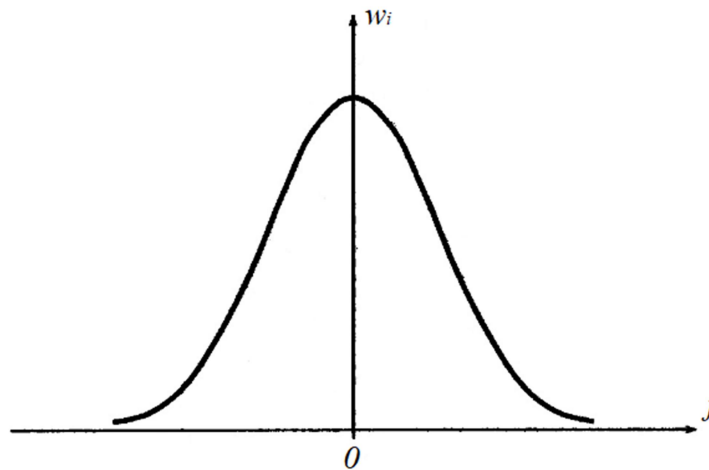


Рисунок 81 – Весовая функция на основе распределения Гаусса

Пример сопоставления методов скользящего среднего с одинаковыми весовыми значениями и весовыми значениями с Гауссовым распределением. В методе скользящего среднего весовые значения определяются Гауссовым распределением с учетом допущения (152), они приведены ниже на рисунке 82 [91]. Данный график является типовым и реализован с помощью *Excel*.

В формуле (151) значение  $K$  приравняем 2, хотя значения  $K$  могут быть и другими. Чем больше значение  $K$ , тем больше происходит усреднение, приводящее к существенной потере данных.

Рисунок 83 иллюстрирует большую информативность скользящего среднего с весовыми значениями с Гауссовым распределением, позволяющую существенно уменьшить высокочастотные составляющие колебания сигнала. В представленном примере видно уменьшение амплитуды сигнала в пять раз, без существенного изменения сигнала по сравнению со скользящим средним с одинаковыми весовыми значениями.

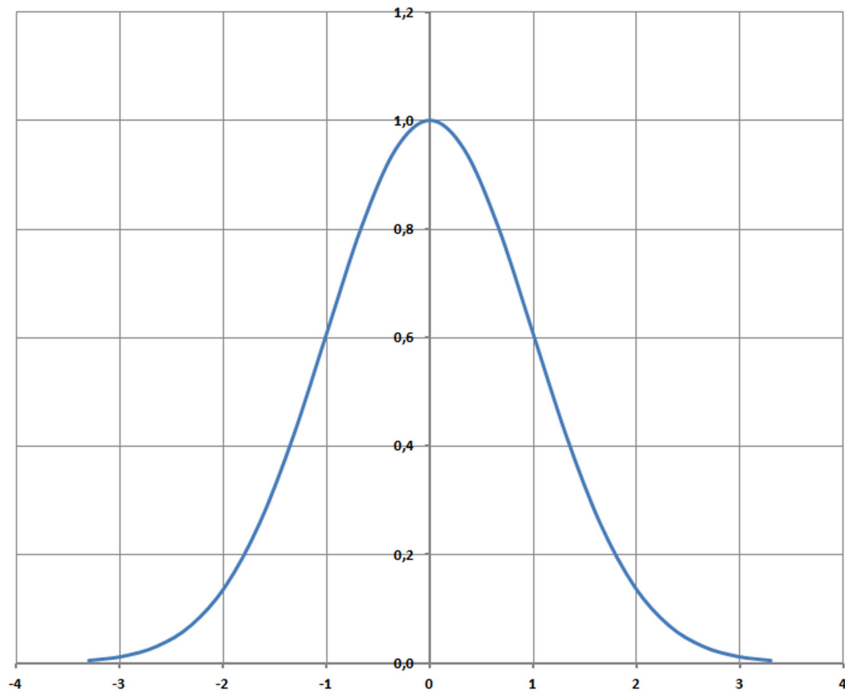


Рисунок 82 – Распределение Гаусса [91] с учетом допущения (152)

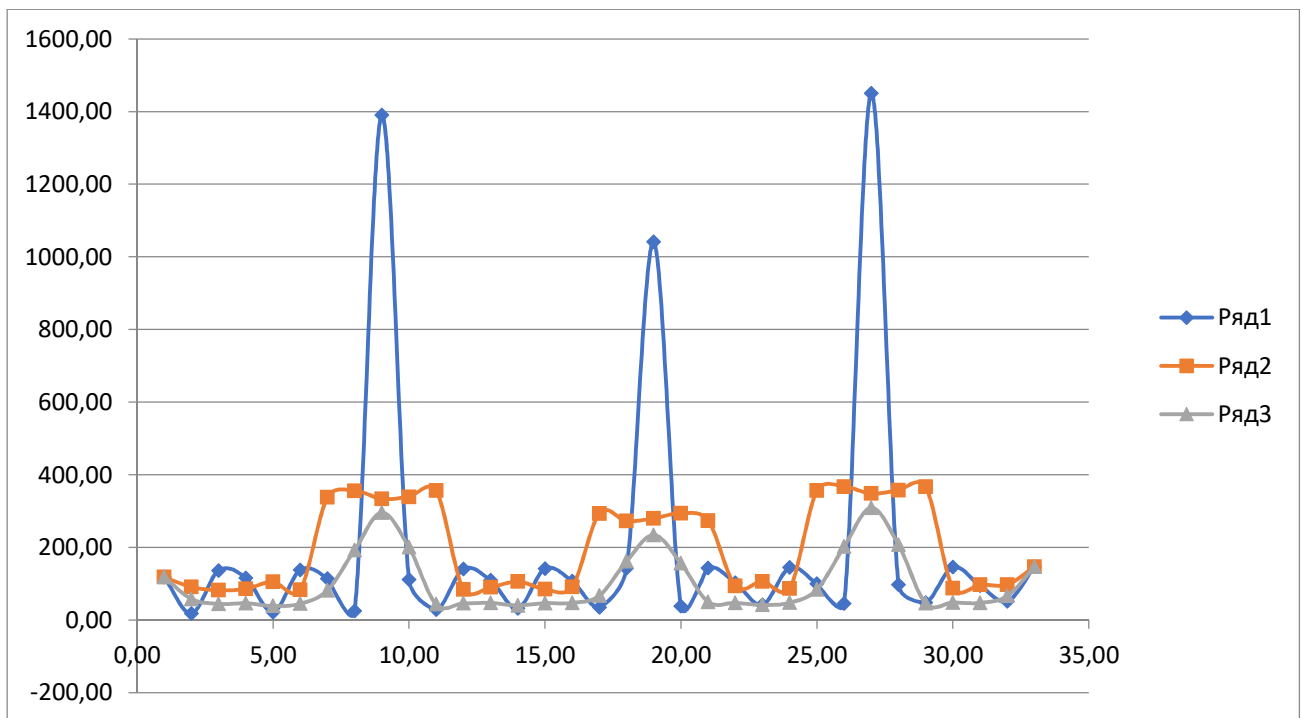


Рисунок 83 – Пример скользящего среднего:  
 ряд 1 – оригинальные данные; ряд 2 – скользящее среднее с одинаковыми  
 весовыми значениями; ряд 3 – скользящее среднее с весовыми значениями  
 с Гауссовым распределением

Однако даже в случае применения скользящего среднего вероятны случаи наличия шумов с амплитудой, не сильно отличающейся от амплитуды основной частоты. Для данного случая возможно применение синхронной фильтрации, базирующейся на суммировании выборок измеряемых величин сигналов с одинаковой фазой.

Для произвольного сигнала  $f(t)$ , состоящего из информативной периодической компоненты  $s(t)$  и шумовой компоненты  $s^1(t)$ , математическое выражение может быть представлено следующим образом:

$$f(t) = s(t) + s^1(t). \quad (153)$$

Соответственно через  $N$  периодов измерений искомый сигнал  $f(t)$ , обозначенный как  $f_k(t)$ , математически описывается следующей зависимостью

$$\frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N f_k(t) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N s(t) + \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N s^1(t). \quad (154)$$

Уравнение (154) показывает восстановление информативной периодической компоненты  $s(t)$  и существенное снижение шумовой компоненты  $s^1(t)$  вследствие ее природы, характеризующейся нормальным распределением, с ростом количества  $N$  периодов измерений. При многократном суммировании количества  $N$  периодов измерений будет выделен полезный сигнал

$$\frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N f_k(t) \xrightarrow{N \rightarrow \infty} s(t). \quad (155)$$

При ОЗЗ полезный сигнал, как правило, является периодическим с периодом  $T$  и может быть представлен в виде

$$f(t) = f(t + nT), \quad (156)$$

где  $n=1, 2, 3, \dots$

Определение функции корреляции между  $f(t)$  и  $f(t + nT)$  позволяет соотнести отдельные единичные проявления в периодический сигнал. При этом функция автокорреляции может быть выражена в следующем виде:

$$R_f(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T f(t)f(t + \tau)dt. \quad (157)$$

Представленная функция автокорреляции позволяет определить периодичность свойств полезного сигнала

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u^2(t)dt}. \quad (158)$$

Выше были представлены математические подходы к анализу периодических сигналов с периодом  $T$ , описываемых уравнением (158).

Однако достаточно часто, особенно на ранней стадии развития дефектов, сигналы могут быть непериодическими. Для этого случая невозможно использование уравнения (158). Тогда целесообразен переход к выражению сигнала, например, его значения напряжения, через среднеквадратическое значение за длительный промежуток времени. Безусловно, отсутствует возможность использования данного промежутка бесконечно большим, но при значительной его величине усреднение значения напряжения приблизится к требуемому значению.

$$U = \lim_{T \rightarrow \infty} \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u^2(t)dt}. \quad (159)$$

Рисунок 84 показывает в общем виде блок-схему алгоритма выделения полезного сигнала.

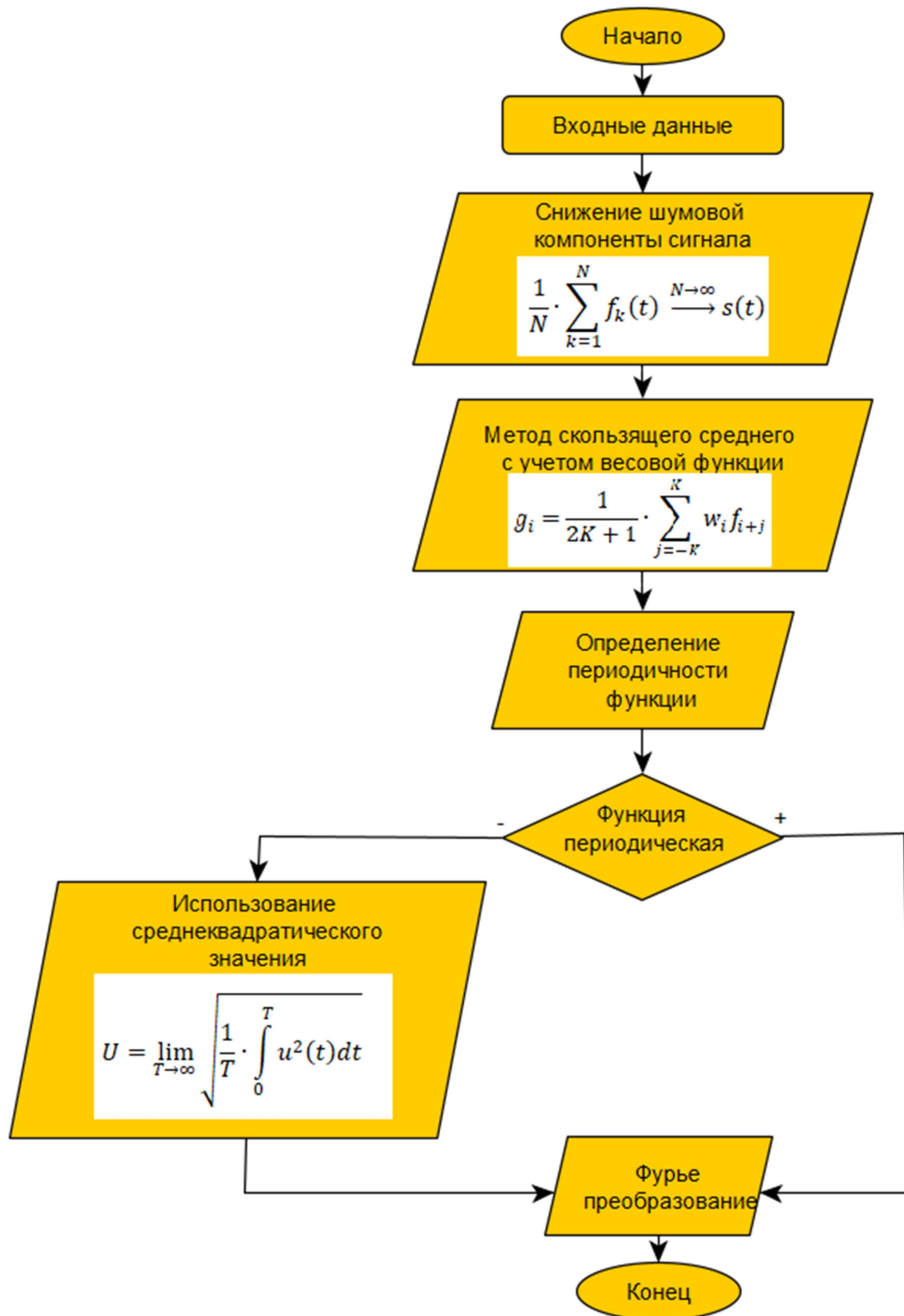


Рисунок 84 – Блок-схема алгоритма выделения полезного сигнала

Представленные теоретические подходы позволяют выделить практически подавляющее большинство сигналов. На основе алгоритма выделения полезного сигнала, представленного на рисунке 84, осуществлена разработка специального ПО для мобильного электротехнического комплекса. Пример начала программного кода приведен в Приложении А.



### 4.3. Техническая реализация мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на воздушной линии напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали

Техническая реализация мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на ВЛ напряжением 6–35 кВ включала несколько этапов. На первом этапе было осуществлено проектирование схем преобразователя напряжения и усилителя. На втором этапе была осуществлена сборка макета. Третий этап заключался в разработке специального ПО для визуализации результатов измерений на компьютере.

Для осуществления первого этапа по проектированию схем была разработана блок-схема мобильного электротехнического комплекса, представленная на рисунке 85. Блок-схема мобильного электротехнического комплекса состоит из пяти укрупненных блоков: блока «Приемная антенна», блока «Усилитель сигнала», блока АЦП для преобразования аналогового сигнала в цифровой сигнал, компьютера для обработки цифрового сигнала и блока питания.

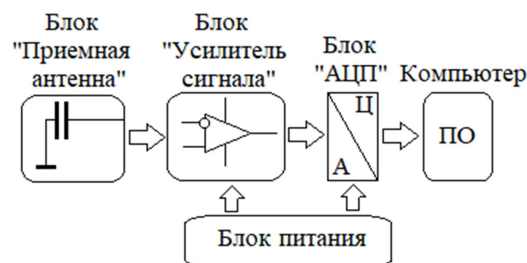


Рисунок 85 – Блок-схема мобильного электротехнического комплекса

Блок «Приемная антенна» обеспечивает преобразование электрического поля в сигнал с дальнейшим его усилением в блоке «Усилитель сигнала». В свою очередь блок «АЦП» осуществляет аналого-цифровое преобразование сигнала для дальнейшей его обработки в разработанном ПО согласно алгоритму, представленному на рисунке 84.

Проектирование схем преобразователя напряжения и усилителя осуществлялось в специализированном ПО для проектирования промышленных печатных плат *Altium Designer*, рисунок 86.

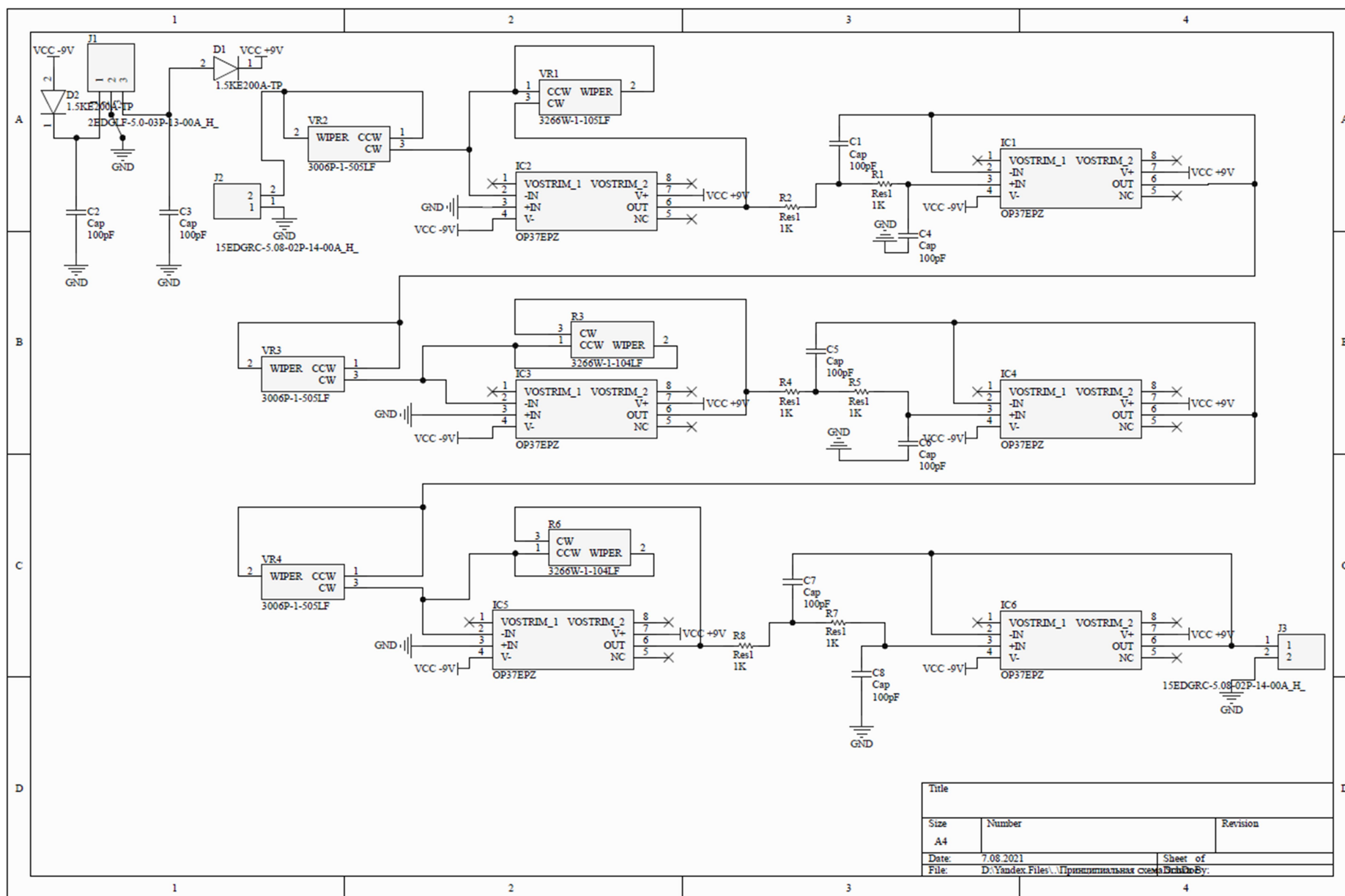


Рисунок 86 – Схема преобразователя напряжения

Title		
Size	Number	Revision
Date:	7.08.2021	Sheet of
File:	D:\Yandex Files\...Принципиальная схема\...Dch\...By:	

На рисунке 87 изображена схема усилителя. Рисунок 88 в качестве примера показывает разведенную печатную плату преобразователя напряжения.

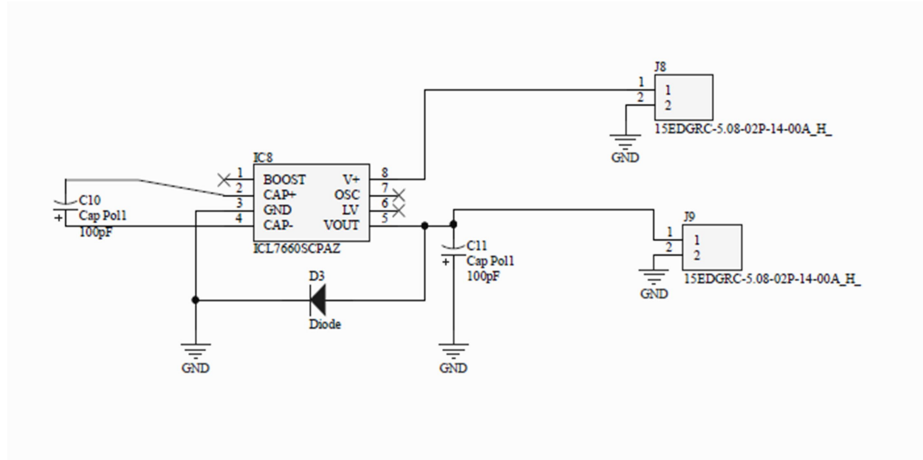
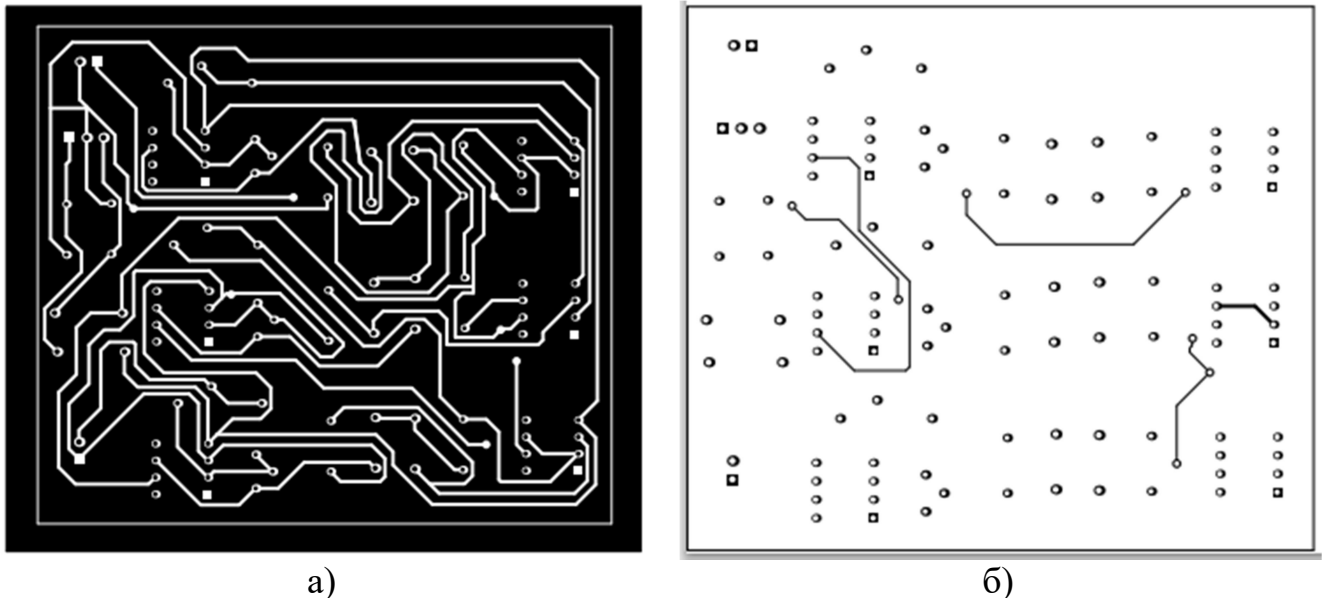


Рисунок 87 – Схема усилителя



а)

б)

Рисунок 88 – Схема разводки печатной платы:

а – лицевая сторона; б – изнаночная сторона

Настройка, доводка и оценка работоспособности мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения осуществлялись на макете.

На рисунке 89 показан макет вновь разработанного мобильного электротехнического комплекса в процессе его доводки.

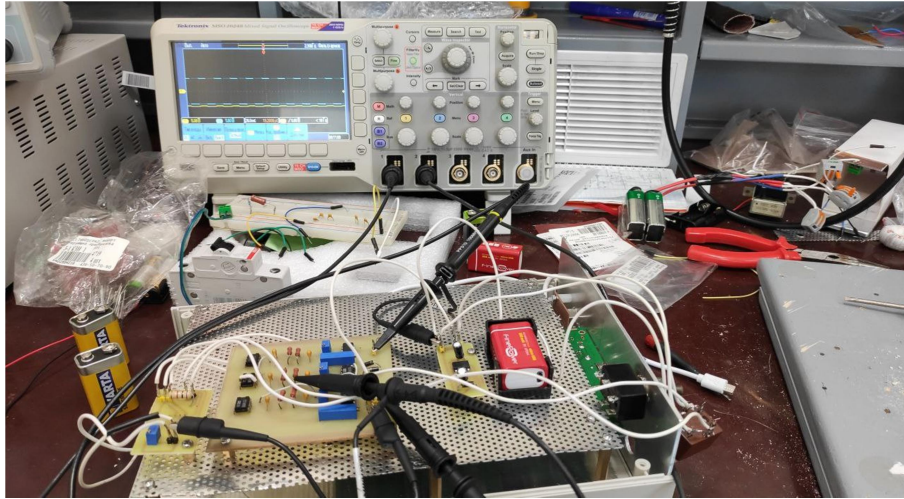


Рисунок 89 – Макет вновь разработанного мобильного электротехнического комплекса

Следующий этап разработки мобильного ЭТК определения места повреждения на фидере напряжением 6–35 кВ заключался в его апробации в лабораторных условиях и непосредственно на ВЛ.

#### **4.4. Апробация мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на фидере напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали**

Апробация мобильного ЭТК осуществлялась: в лабораторных условиях на ПАК *RTDS*, в условиях полигона и в реальных условиях действующих РЭС. Серии экспериментальных исследований направлены на определение достигнутых функциональных возможностей мобильного ЭТК на каждом этапе апробации.

##### **4.4.1 Техническая реализация апробации мобильного ЭТК в лабораторных условиях на ПАК *RTDS***

Первый этап апробации мобильного ЭТК осуществлялся непосредственно на ПАК *RTDS*.

На рисунке 90 показан шкаф с усилителями, предназначенными для согласования сигналов симулятора с входными параметрами реальных устройств

измерения, релейной защиты и автоматики. Сверху расположен модуль усилителя напряжения (6 каналов до 100 В мощностью до 60 В·А каждый), ниже его расположен модуль усилителя тока (6 каналов до 30 А мощностью до 450 В·А каждый). Клеммы справа на панелях усилителей используются для подключения испытываемых приборов. На табло усилителей: фазные напряжения порядка 100 В и фазные токи порядка 1,3 А.

На фотографии, рисунок 91, приведена обратная сторона шкафа с усилителями тока и напряжения, где показано подключение к модулям усиления тока и напряжения проводов, отходящих от модуля *GTAO*.

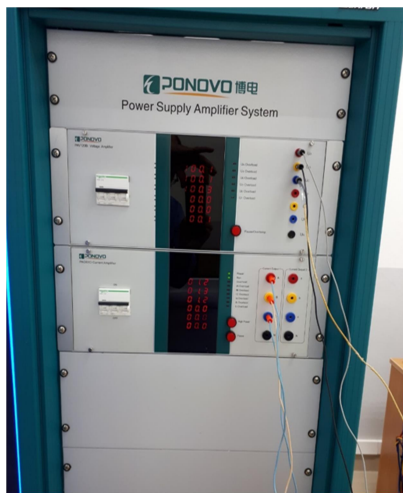


Рисунок 90 – Шкаф усилителей тока и напряжения



Рисунок 91 – Обратная сторона шкафа с усилителями

#### 4.4.2 Описание имитационной модели при апробации мобильного ЭТК на ПАК *RTDS*

Для апробации вновь разработанного ЭТК была создана имитационная модель на ПАК *RTDS* для физического моделирования сигналов с различными параметрами. На рисунке 92 приведена имитационная модель, воспроизводящая полигармоническое напряжение (учитывается наличие помех) на примере генерации в трехфазную сеть нескольких частот ВГ (на схеме показаны два источника гармоник: частотой 50 и 150 Гц).

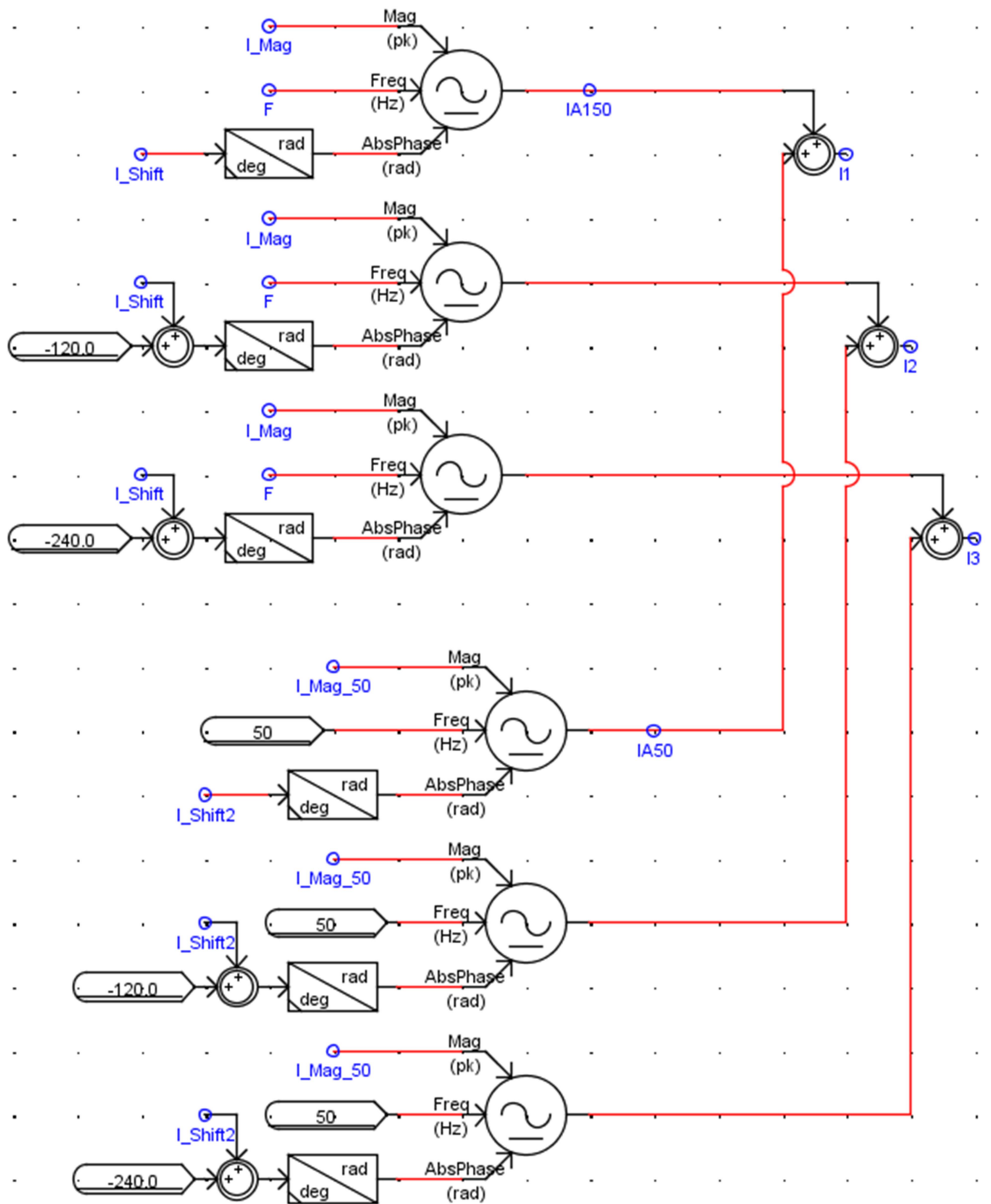


Рисунок 92 – Имитационная модель источника несинусоидального напряжения

Частота  $F$ , значения напряжений  $I\_Mag50$  частотой 50 Гц и напряжений  $I\_Mag$  частотой  $F$  задаются соответствующими слайдерами. Добавлением в схему аналогичных блоков можно наращивать количество вводимых в суммарный сигнал высших гармоник напряжения. Это делается по причине настройки разрабатываемой системы мониторинга на оценку ВГ, генерируемых в месте ОЗЗ. Фазовый сдвиг напряжений в базисном режиме задается параметром  $I\_Shift2$ , в процессе работы изменяется дополнительным сигналом за счет параметра  $I\_Shift$ . Модуль вывода параметров на усилитель  $GTAO$  и регуляторы параметров (слайдеры) показаны на рисунке 93.

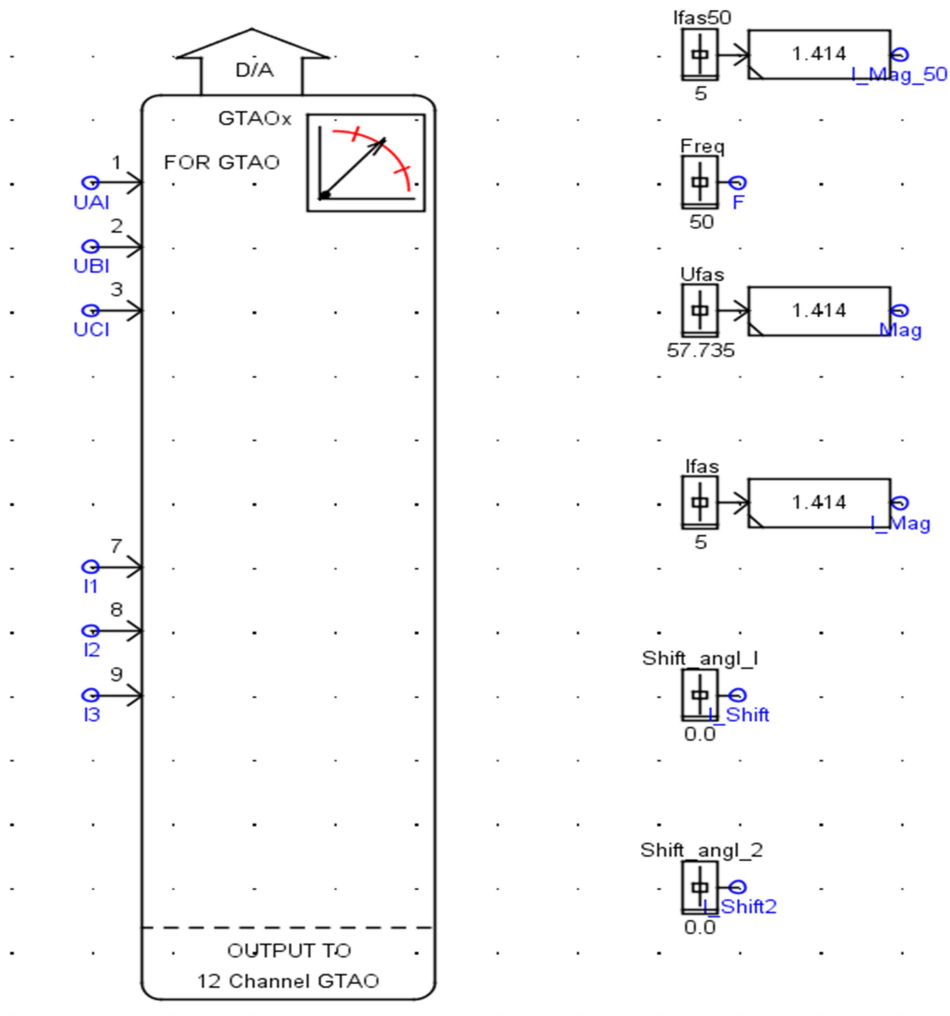


Рисунок 93 – Модуль вывода параметров на усилители и регуляторы частоты, фазы и амплитуды

Каналы 1–3 использованы для эталонного напряжения, каналы 7–8 использованы при отладке для вывода в нагрузку несинусоидальных сигналов. В качестве ВЛ был использован провод длиной порядка 10 м, выведенный за пределы помещения. Когда провод не подключен к какой-либо нагрузке, по нему может протекать только емкостный ток утечки. За счет удаления провода исключалось воздействие на прибор магнитного поля ВЛ.

Особенностью работы ПАК *RTDS* через усилитель на нагрузку является двойное масштабирование виртуальных параметров. Вначале для модуля *GTAO* задаются масштабирующие коэффициенты  $K_g$  по току и напряжению, которые выбираются по условию не превышения предельных допустимых значений 10 В на выходе модуля *GTAO*. В самом модуле уже заложен коэффициент усиления равный 5. При этом входные сигналы  $X$  как напряжения, так и тока поступают на модуль только в виде напряжения.

Выходная величина  $Y$  модуля *GTAO* рассчитывается по формуле

$$Y = 5 \cdot X / K_g. \quad (160)$$

В усилителе напряжения могут быть заданы два значения коэффициента усиления  $K_U$ , а именно 20 В/В, либо 10 В/В.

Расчет входного напряжения усилителя выполняем по формуле (160), где полагаем  $K_g = 5$ . Поскольку для усилителя выбрано  $K_U = 20$ , получаем следующее значение напряжения на выходе:

$$U_A = 5 \cdot 6 / 5 \cdot 20 = 120 \text{ В}. \quad (161)$$

В усилителе тока заложен коэффициент усиления  $K_I = 4$ , имеющий размерность А/В. При задании тока величиной 0,01 А получаем следующее значение тока частотой 50 Гц на выходе:

$$I_A = 5 \cdot 0,01 / 0,2 \cdot 4 = 1,0 \text{ А}. \quad (162)$$



На рисунке 94 приведены панель регуляторов задающих параметров для источников напряжения и токов, а также приборы, измеряющие действующие значения трехфазных токов и напряжений. Виртуальный амперметр показывает на усиленный ток модели. Опыты с токовой нагрузкой выполнялись для приближения результатов моделирования к реальным режимам эксплуатации ВЛ. Опыты без токовой нагрузки выполнялись для подтверждения используемого принципа мониторинга состояния ВЛ по электрическому полю.

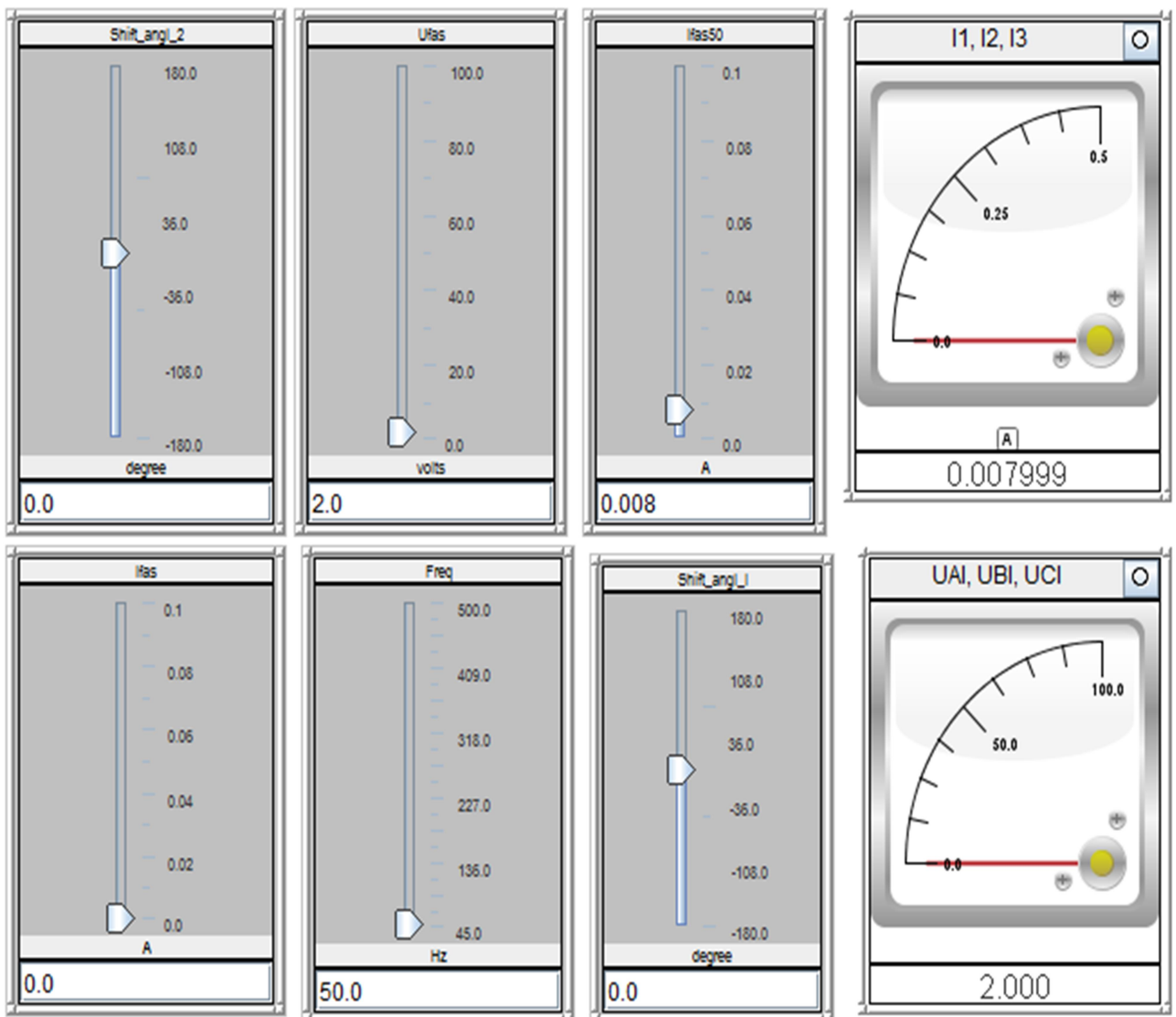
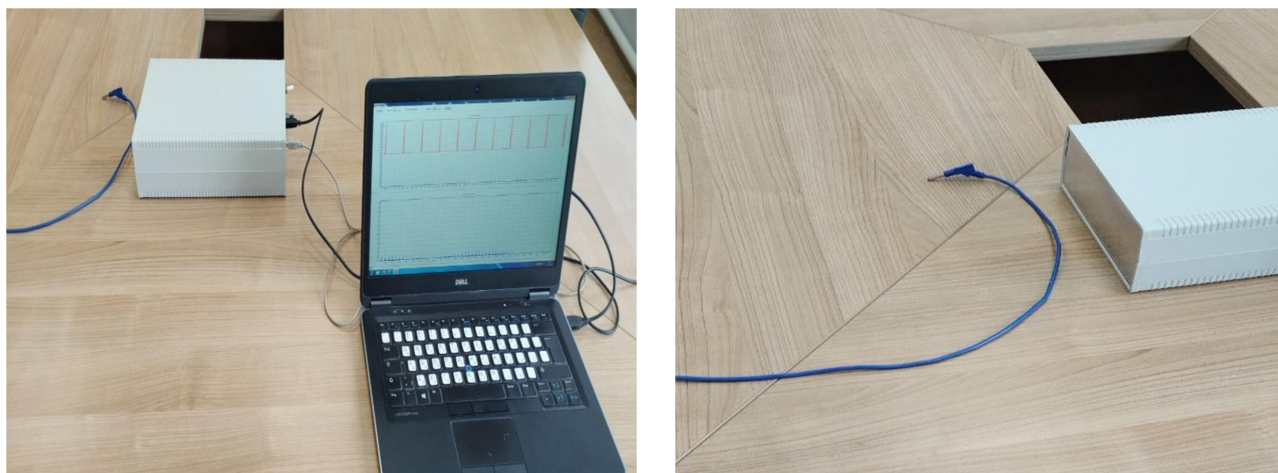


Рисунок 94 – Панель регуляторов и измерительных приборов в режиме воспроизведения тока нагрузки 0,8 А

#### 4.4.3 Экспериментальные исследования мобильного ЭТК на ПАК *RTDS*

«Экспериментальные исследования мобильного ЭТК на ПАК *RTDS* подразделялись на серии опытов с изменением параметров частоты» [23]. Территориально мобильный ЭТК и ПАК *RTDS* размещаются в разных помещениях с расстоянием 10 м между ними, рисунок 95.



а)

б)

Рисунок 95 – Мобильный ЭТК в ходе экспериментального исследования:  
а) общий вид; б) масштабированное изображение

Необходимо отметить, что в одиночном проводнике физически моделировалось только напряжение с изменяемыми параметрами частоты. В ходе экспериментальных исследований физически была задействована фаза *A* ПАК *RTDS*. Мобильный ЭТК, в свою очередь, определял бесконтактным способом вышеобозначенные параметры.

*Эксперимент №1. Проверка работоспособности ЭТК.* Провода подключены к нагрузке и размещены в помещении с наличием электромагнитных помех. Частота напряжения эталонного источника сигнала 50 Гц. Рисунок 96 иллюстрирует осциллограммы токов и напряжений с частотой 50 Гц эталонного источника, записанные как параметры режима имитационной модели, без учета работы усилителей. На рисунке 97 приведена приборная панель.

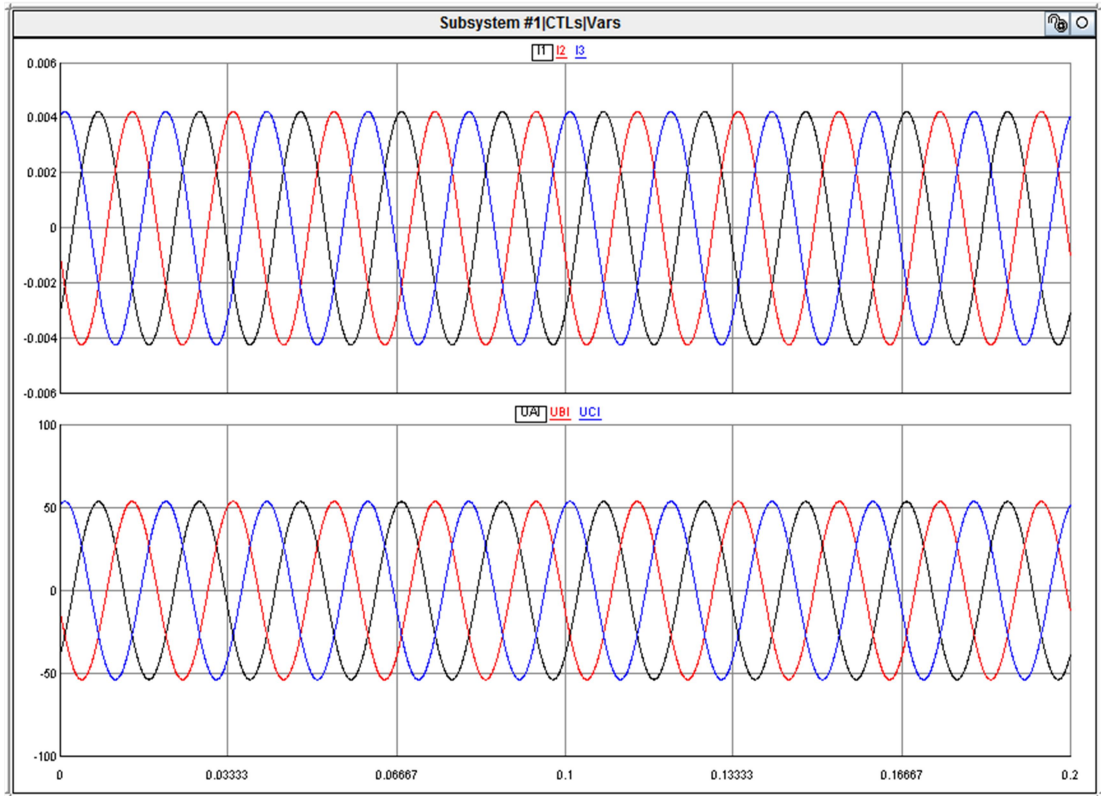


Рисунок 96 – Осциллограмма токов и напряжений имитационной модели с частотой сигнала 50 Гц

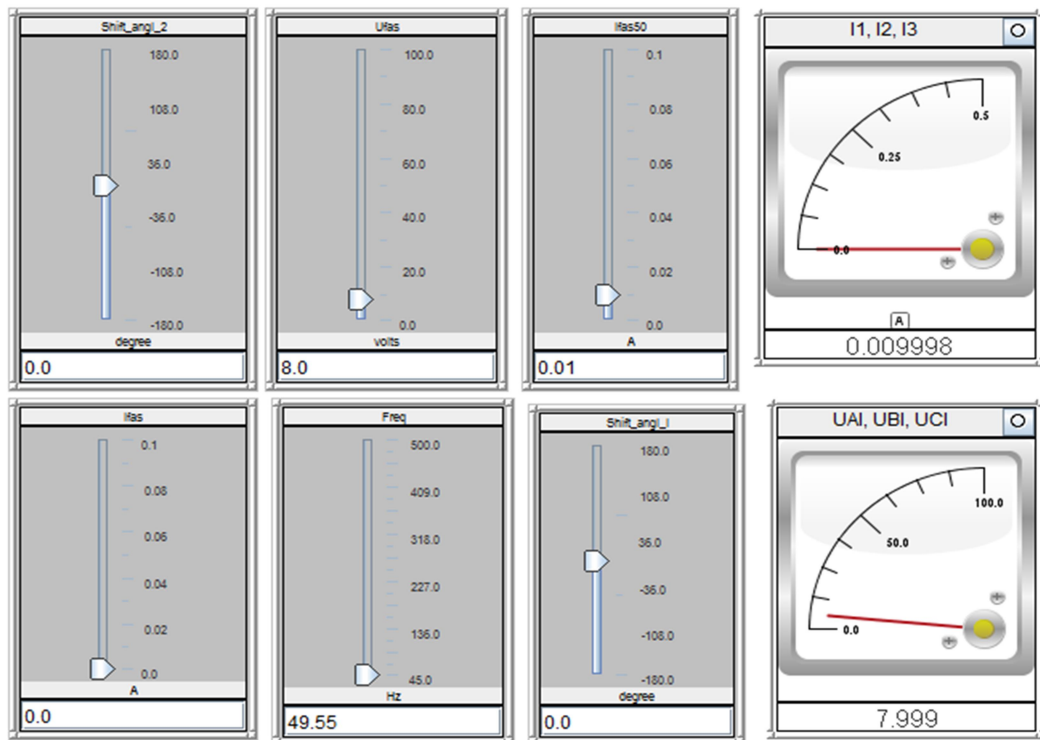


Рисунок 97 – Панель регуляторов и измерительных приборов в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигнала 50 Гц

Рисунок 98 демонстрирует чувствительность мобильного ЭТК к наличию ВГ в ЭМП в режиме воспроизведения моделью напряжения с частотой сигнала 50 Гц.



Рисунок 98 – ВГ напряжения мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигнала 50 Гц

*Эксперимент № 2. Реакция мобильного ЭТК на сигнал в одиночном проводе.* В реальной трехфазной ВЛ при ОЗЗ вблизи места повреждения снижается результирующая напряженность электрического поля, что на частоте 50 Гц служит индикатором аварийного участка. Однако в силу относительно медленного снижения фазного напряжения вдоль провода по отношению к земле [45] избирательность ЭТК на частоте 50 Гц находится в пределах нескольких десятков пролетов. Этого достаточно на начальном этапе топографического обхода линии, но по мере приближения к месту ОЗЗ необходимо ее повышение, что достигается использованием высокочастотной части спектра электрического поля, которая проявляется непосредственно вблизи аварийного участка ВЛ за счет вариации величины переходного

сопротивления. В имитационной модели была задана частота базисного источника равной 550 Гц, рисунок 99.

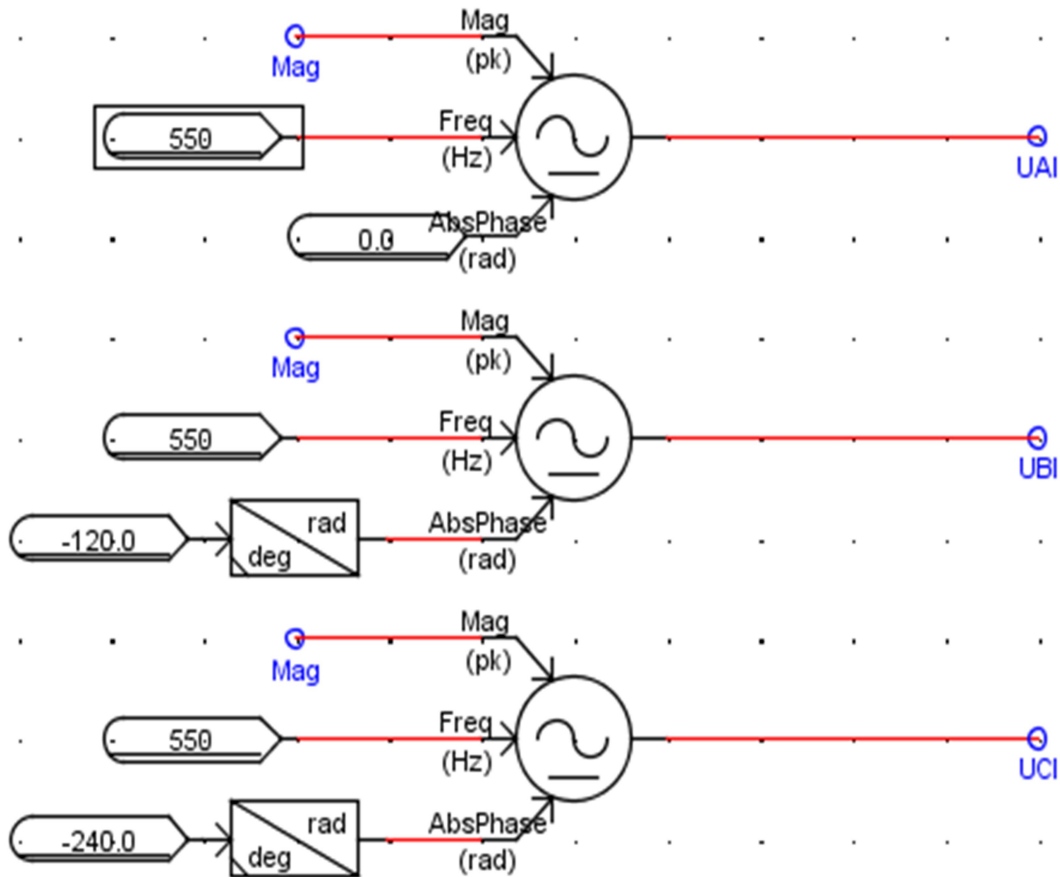


Рисунок 99 – Имитационная модель базисного источник напряжения 550 Гц

Рисунок 100 иллюстрирует значения на модуле вывода параметров на усилители с частотой 550 Гц на ПАК *RTDS*. На рисунке 101 приведены осциллограммы токов с частотой 50 Гц и напряжений с частотой сигнала 550 Гц имитационной модели для визуализации изменения частоты.

К мобильному ЭТК был подведен одиночный фазный провод, рисунок 95, под напряжением 155 В (напряжение имитационной модели 7,8 В), что составляет 2,7 % от фазного напряжения действующей ВЛ.

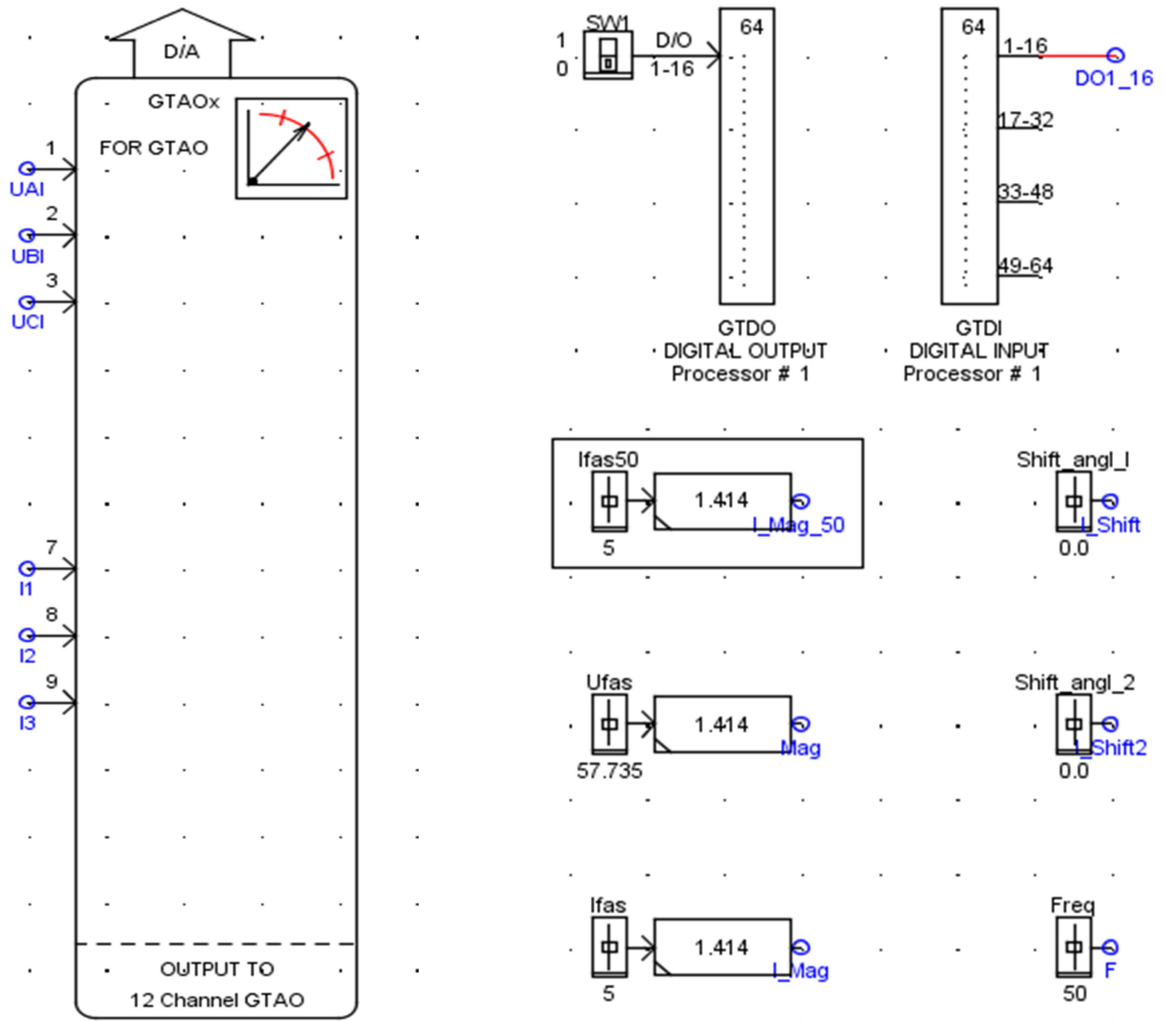


Рисунок 100 – Модуль вывода параметров на усилители с частотой 550 Гц

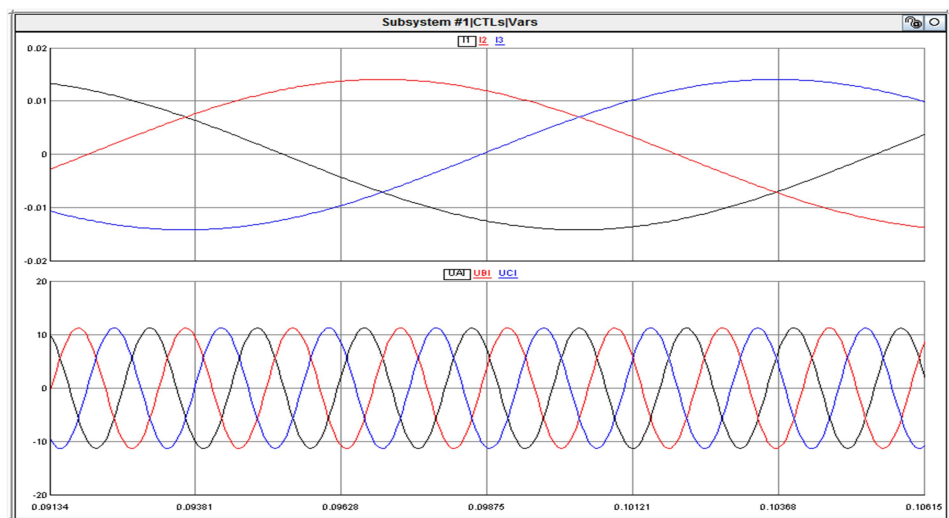


Рисунок 101 – Осциллограмма тестового напряжения с частотой 50 Гц и напряжения сигнала частотой 550 Гц в имитационной модели

На рисунке 102 приведено диалоговое окно ПО мобильного ЭТК в режиме бесконтактного измерения напряжения частотой 550 Гц. В верхней части диалогового окна приведен синусоидальный сигнал напряжения. В нижней части диалогового окна приведен частотный анализ с максимальным значением амплитуды на частоте 550 Гц. Таким образом, мобильный ЭТК позволяет идентифицировать сигналы с частотой, отличной от основной частоты электрической сети.

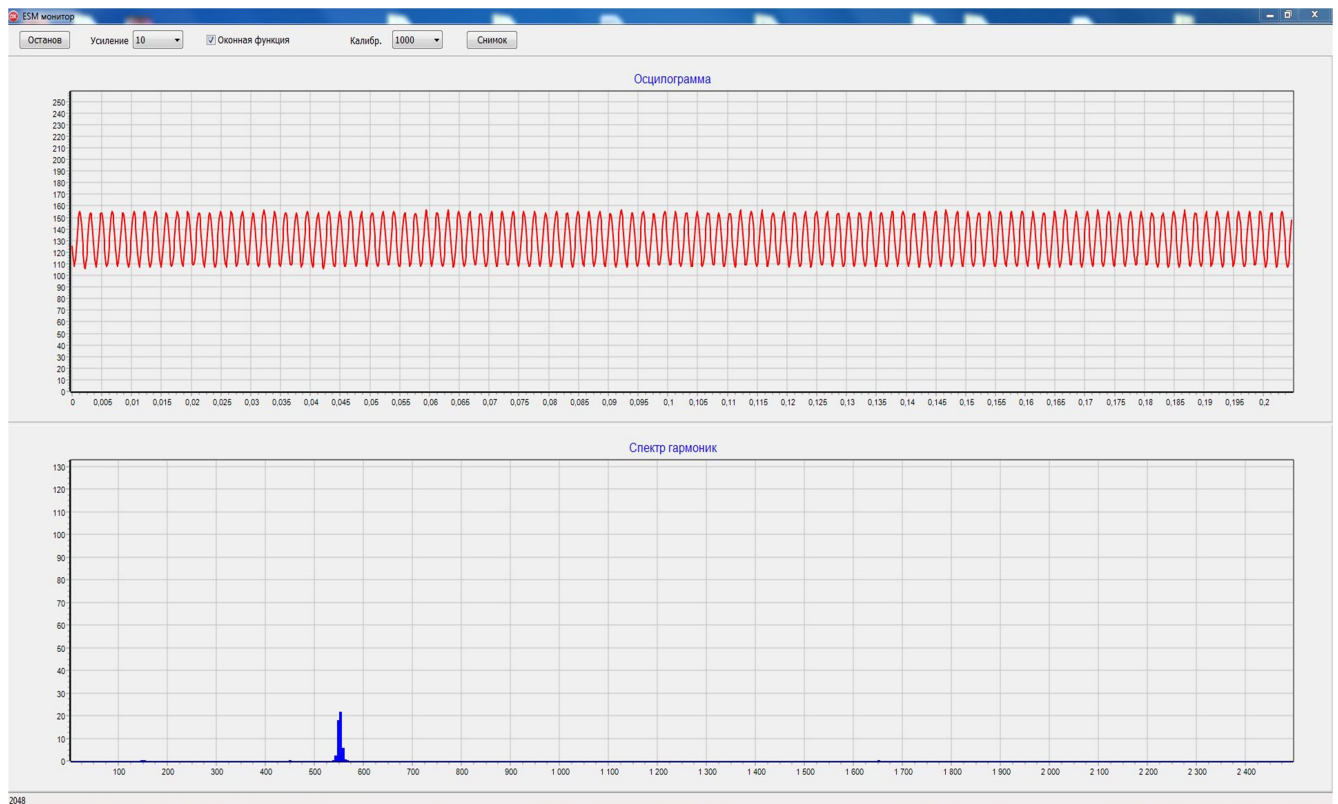


Рисунок 102 – ВГ напряжения мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигнала 550 Гц

*Эксперимент № 3. Источник сигнала с частотой 550 Гц с пониженным выходным напряжением 40 В (напряжение имитационной модели 2 В, что составляет 0,69 % от фазного напряжения действующей ВЛ). Также повышена чувствительность мобильного ЭТК.*

Рисунок 103 иллюстрирует осциллограмму напряжения с частотой сигнала 550 Гц имитационной модели. На рисунке 104 представлена панель регуляторов.

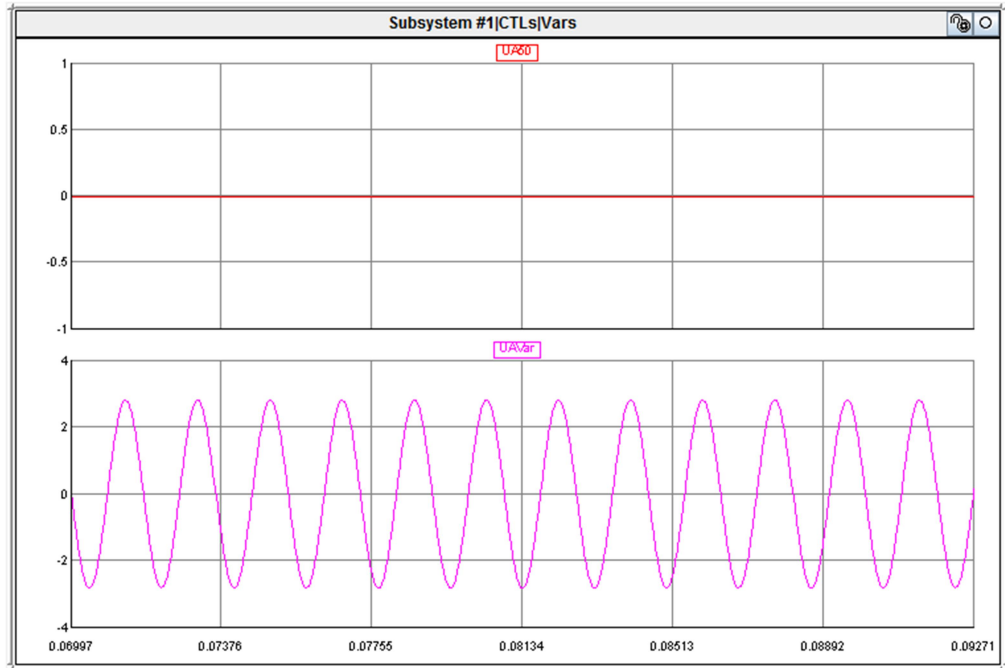


Рисунок 103 – Осциллограмма напряжения дополнительного источника с частотой сигнала 550 Гц имитационной модели

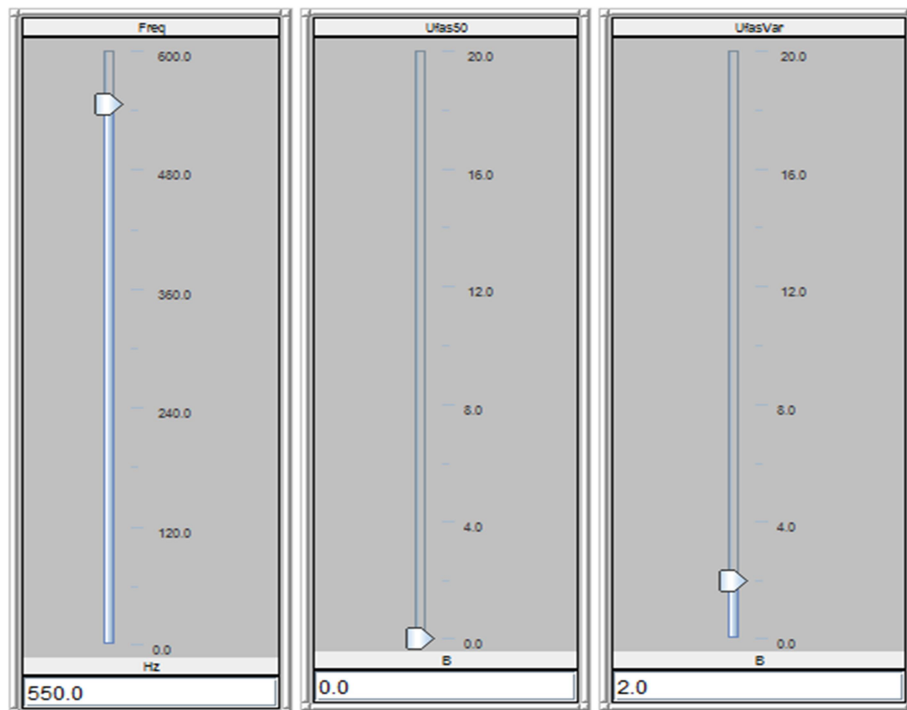


Рисунок 104 – Панель регуляторов в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигнала 550 Гц



На рисунке 105 представлено диалоговое окно ПО мобильного ЭТК в режиме бесконтактного измерения напряжения частотой 550 Гц. Отличия показаний на рисунках 105 и 102 заключаются в том, что на рисунке 105 существенно увеличена чувствительность мобильного ЭТК.

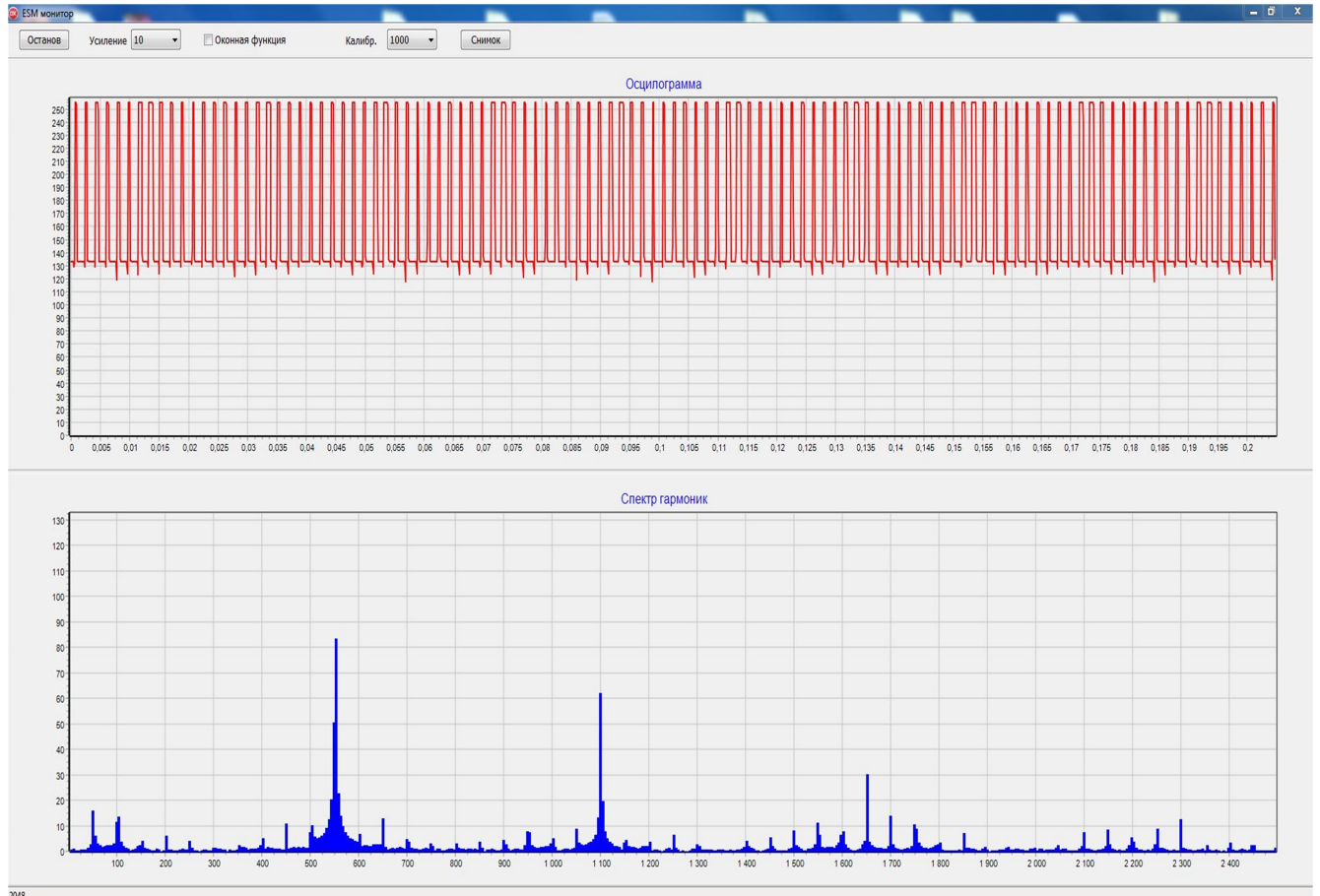


Рисунок 105 – ВГ напряжения мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигнала 550 Гц

*Эксперимент № 4. Совмещение напряжений двух сигналов: базового источника сигнала с частотой 50 Гц и дополнительного источника сигнала с частотой 550 Гц. Следующим этапом стало наложение базисного источника с частотой 50 Гц 155 В на выходе к дополнительному источнику напряжения 550 Гц. На рисунке 106 показаны исходные сигналы, на рисунке 107 приведены осциллограммы суммы напряжений с частотами 50 и 550 Гц.*

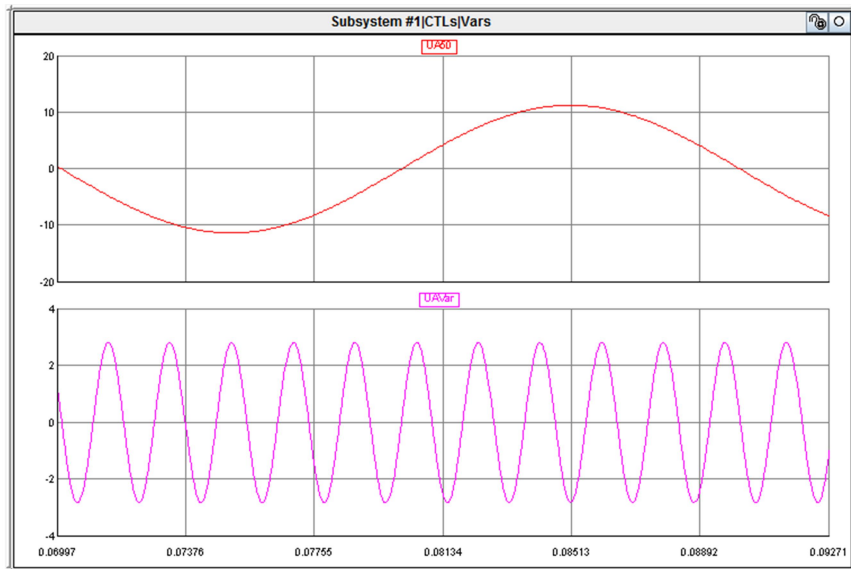


Рисунок 106 – Исходные сигналы частотой 50 и 550 Гц

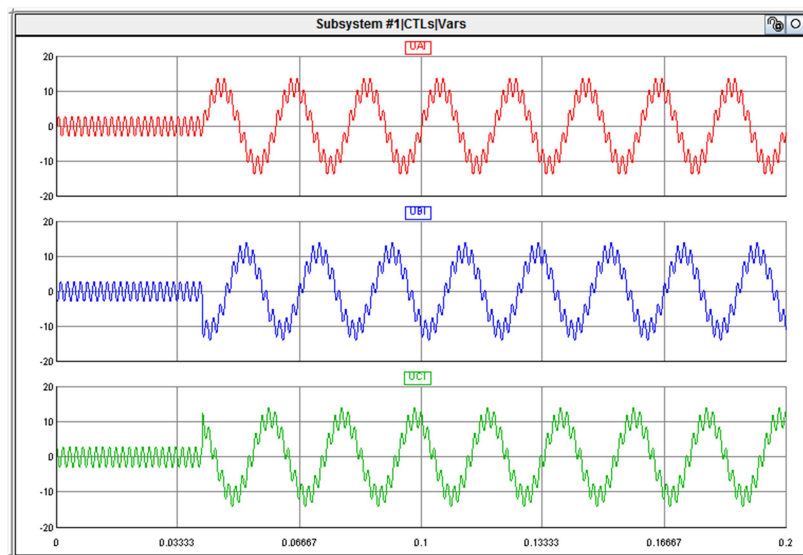


Рисунок 107 – Результирующее напряжение сигнала

На рисунке 108 представлено диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 и 550 Гц. В верхней части диалогового окна приведен синусоидальный сигнал от основного источника напряжения 50 Гц с наложенным синусоидальным сигналом частотой 550 Гц от дополнительного источника напряжения. В нижней части диалогового окна приведен частотный анализ с максимальными значениями амплитуд на частоте 50 Гц и 550 Гц.

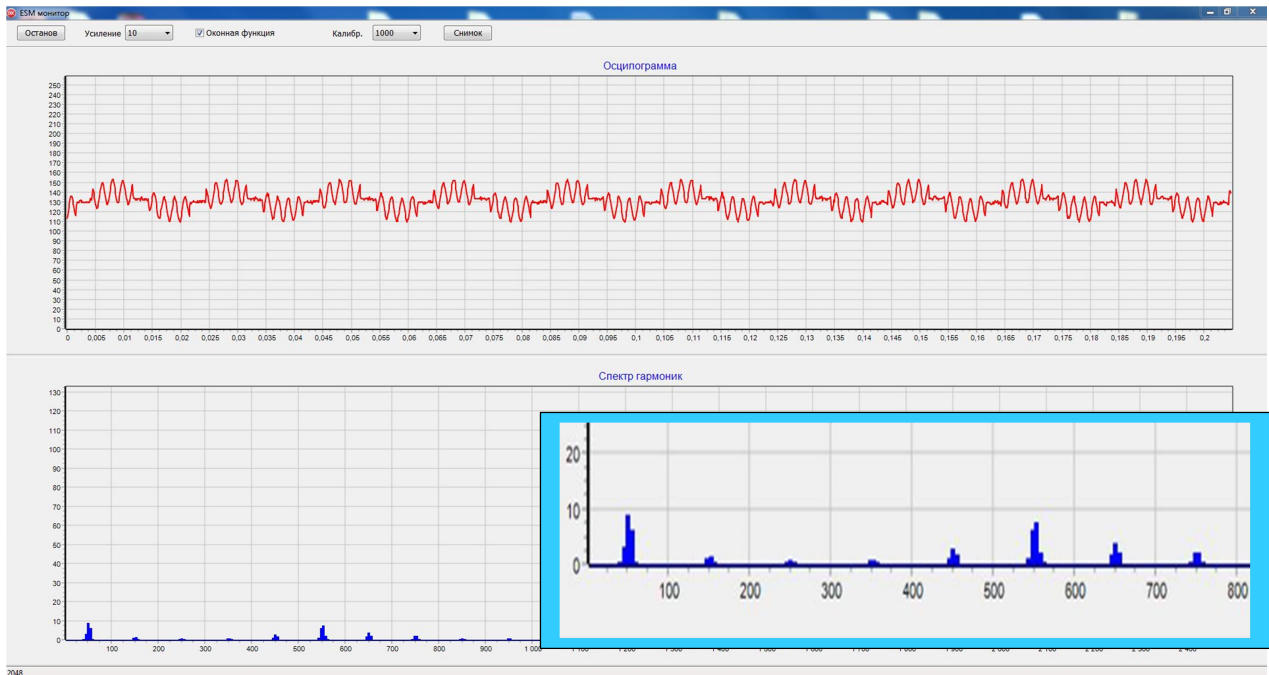


Рисунок 108 – Диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 и 550 Гц

*Эксперимент № 5. Напряжение выходного сигнала частотой 550 Гц уменьшено в два раза. Рисунки 109 и 110 иллюстрируют осциллограммы напряжений основного источника с частотой сигнала 50 Гц и дополнительного источника с частотой сигнала 550 Гц и уменьшенным в два раз напряжением.*

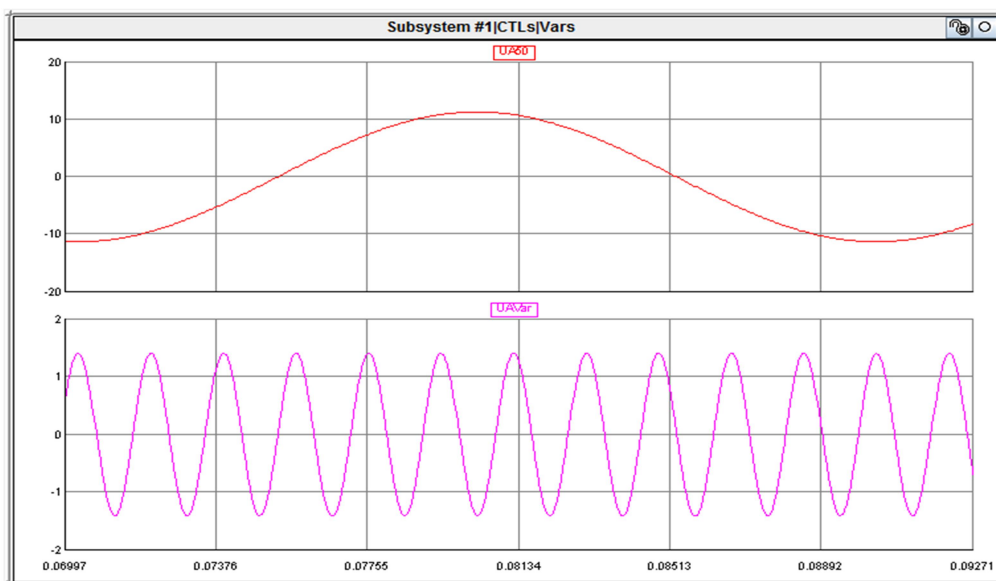


Рисунок 109 – Исходные сигналы частотой 50 и 550 Гц

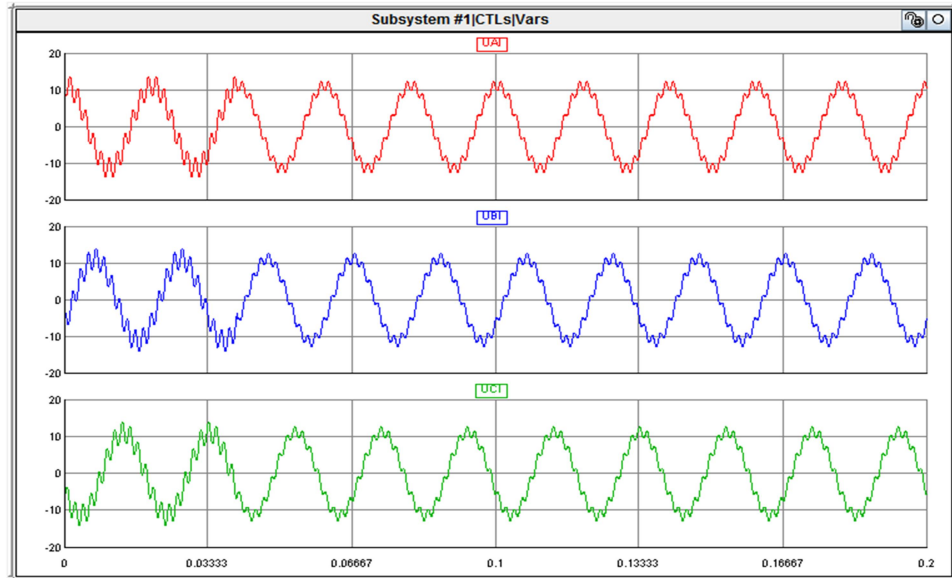


Рисунок 110 – Результирующее напряжение сигнала

На рисунке 111 представлено диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 Гц и уменьшенным в два раза напряжением частотой 550 Гц (0,35 % от фазного напряжения действующей ВЛ). В нижней части диалогового окна приведен частотный анализ с максимальными значениями амплитуд на частоте 50 Гц и уменьшенным пропорционально сигналом частотой 550 Гц.

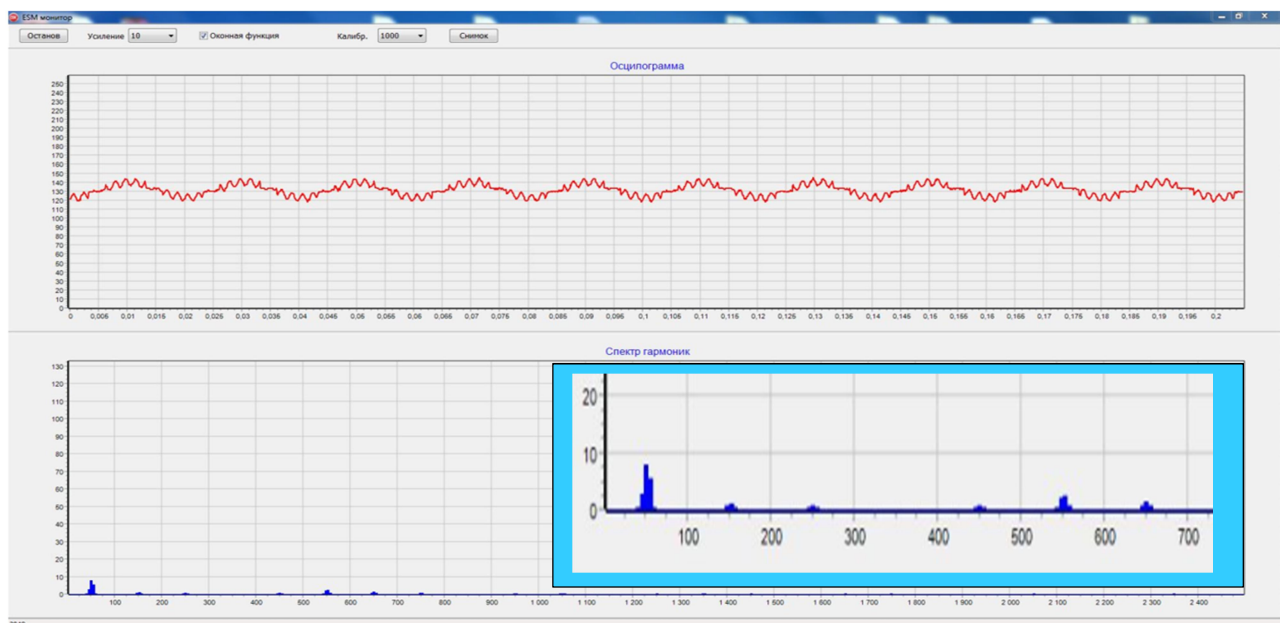
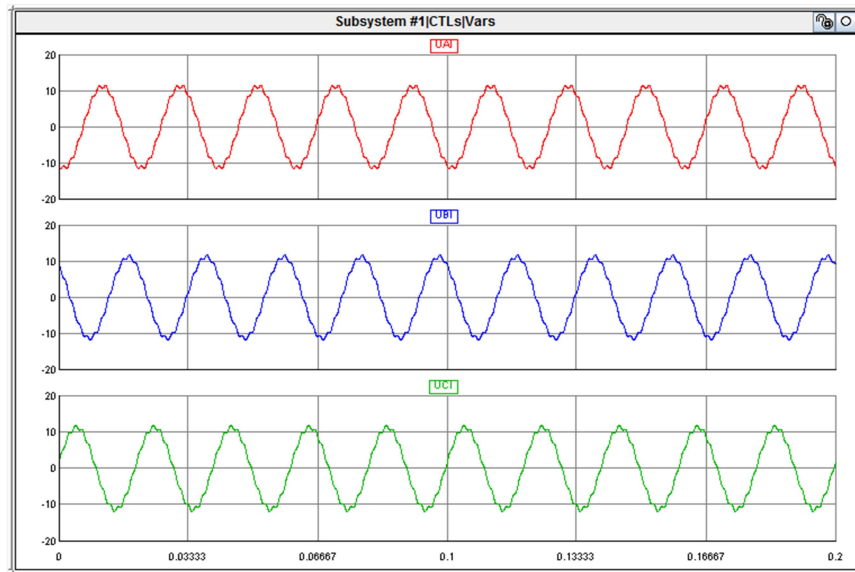
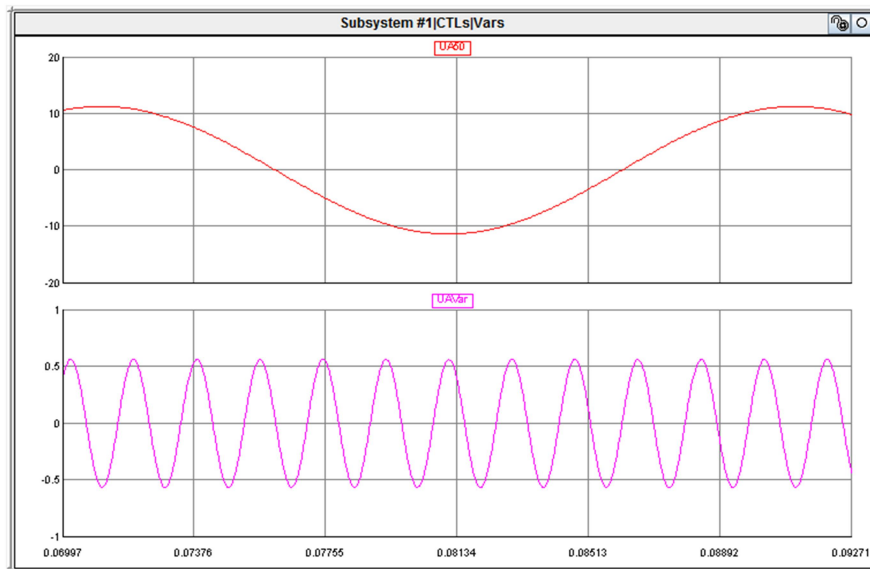


Рисунок 111 – Диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 Гц и уменьшенной в два раза частотой 550 Гц

Эксперимент № 6. Напряжение выходного сигнала частотой 550 Гц уменьшено до 8 В (0,14 % от фазного напряжения действующей ВЛ). Напряжение сигнала частотой 550 Гц в модели уменьшено до 0,4 В на модели. На рисунке 112 представлены осциллограммы напряжений основного источника с частотой сигнала 50 Гц и дополнительного источника с частотой сигнала 550 Гц.



а)



б)

Рисунок 112 – Осциллограммы напряжений основного источника с частотой сигнала 50 Гц и дополнительного источника с частотой сигнала 550 Гц, уменьшенной в 2,5 раза: а – общий вид, б – разделение по частоте 50 и 550 Гц

Рисунок 113 иллюстрирует диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 Гц и уменьшенным в 2,5 раза напряжением частотой 550 Гц. В нижней части диалогового окна приведен частотный анализ с максимальными значениями амплитуд на частоте 50 Гц и уменьшенным пропорционально сигналом частотой 550 Гц. Однако данное уменьшение амплитуды сигнала с частотой 550 Гц является уже граничным для мобильного ЭТК. Дальнейшее уменьшение амплитуды частоты 550 Гц приводит к тому, что этот сигнал уже не различим на фоне шумов.

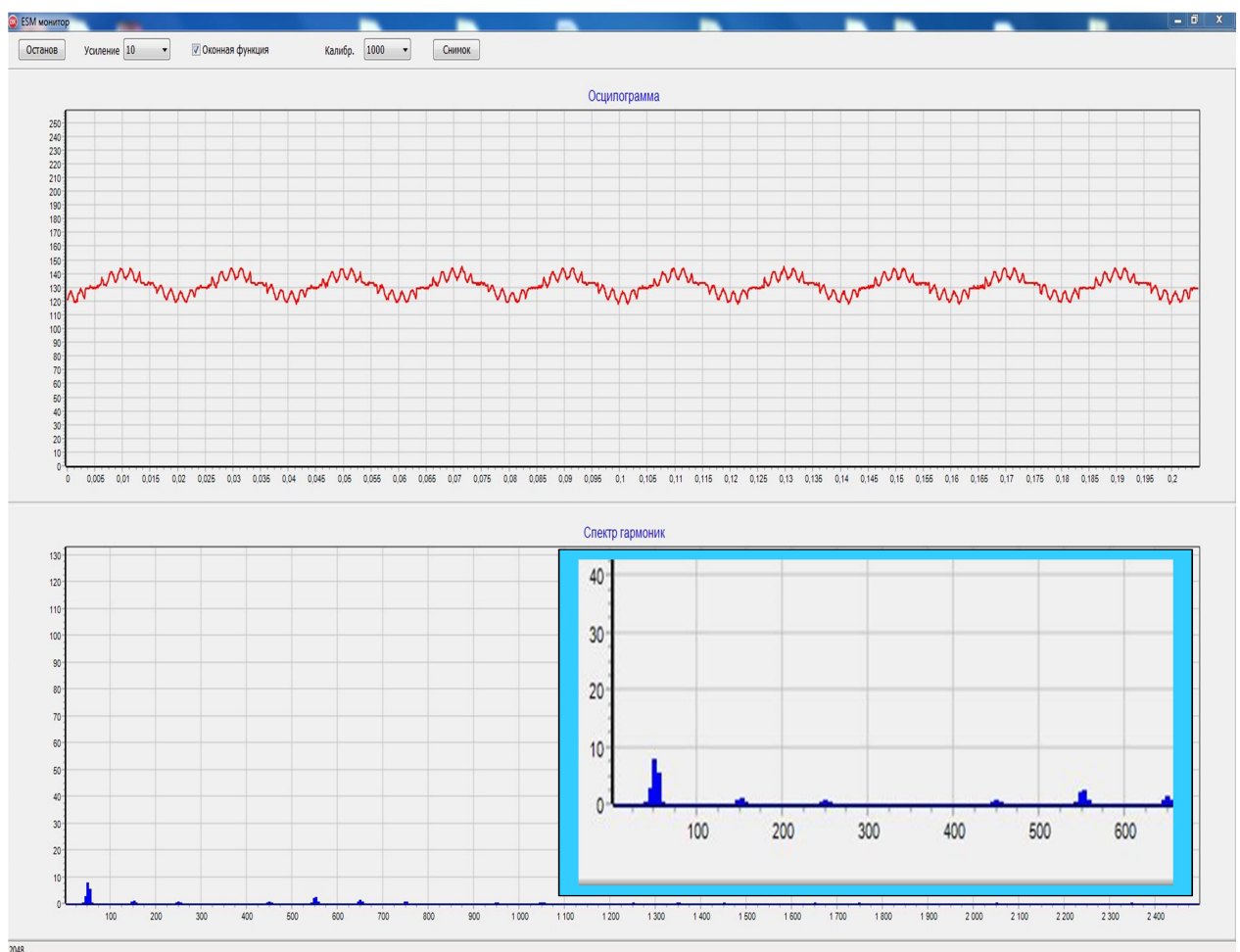


Рисунок 113 – Диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме воспроизведения напряжения с частотой сигналов 50 Гц и уменьшенной в 2,5 раза частотой 550 Гц

Таким образом, апробация мобильного ЭТК в лабораторных условиях на ПАК *RTDS* показала выделение сигналов бесконтактным способом и разложение их на простые составляющие посредством вновь разработанного ПО на основе математического аппарата, описанного выше.

#### 4.4.4 Аprobация мобильного электротехнического комплекса на ЛЭП 10 кВ

Апробация мобильного электротехнического комплекса осуществлялась в несколько этапов. На первом этапе апробации была определена возможность функционирования мобильного ЭТК в лабораторных условиях на ПАК *RTDS*. На втором этапе апробации осуществлялась непосредственно оценка возможности выделения полезного сигнала в наиболее сложных условиях, а именно на короткой ВЛ под напряжением и без нагрузки, а также возможности оценки уровня различных помех. Серия исследований была осуществлена на полигоне ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением», г. Заинск, АО «Сетевая компания», Республика Татарстан. Выбор полигона обусловлен наличием ВЛ напряжением 10 кВ с установленным на ней разнообразным коммутационным оборудованием и автомобильного подъемника с изолированным звеном для работ под напряжением. В результате была обеспечена высокая скорость и безопасность проведения работ [29]. Автомобильный подъемник с изолированным звеном предназначен для обслуживания и ремонта воздушных линий электропередач напряжением 0,4–35 кВ путем доставки персонала и оборудования наверх к ВЛ.

Рисунок 114 иллюстрирует процесс тестового включения комплекса мониторинга для оценки уровня помех в различных режимах, а также оценки уровня сигнала в зависимости от расстояния до ВЛ.



Рисунок 114 – Процесс тестового включения комплекса мониторинга ВЛ 10 кВ

Рисунок 115 показывает непосредственно процесс мониторинга бесконтактным способом в непосредственной близости от токоведущего провода ВЛ.



Рисунок 115 – Процесс мониторинга ВЛ 10 кВ бесконтактным способом в непосредственной близости от токоведущего провода ВЛ

На рисунке 116 изображено диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме мониторинга ВЛ бесконтактным способом. Анализу подвергается напряжение в ближайшем токоведущем проводе, находящемся под напряжением 6 кВ и без нагрузки. При выделении частот сигналов на ближайшем токоведущем проводе от приемника мобильного ЭТК в спектре ВГ присутствуют шумы от других фаз ВЛ, но их значение существенно меньше. Данное условие было достигнуто посредством ПО.



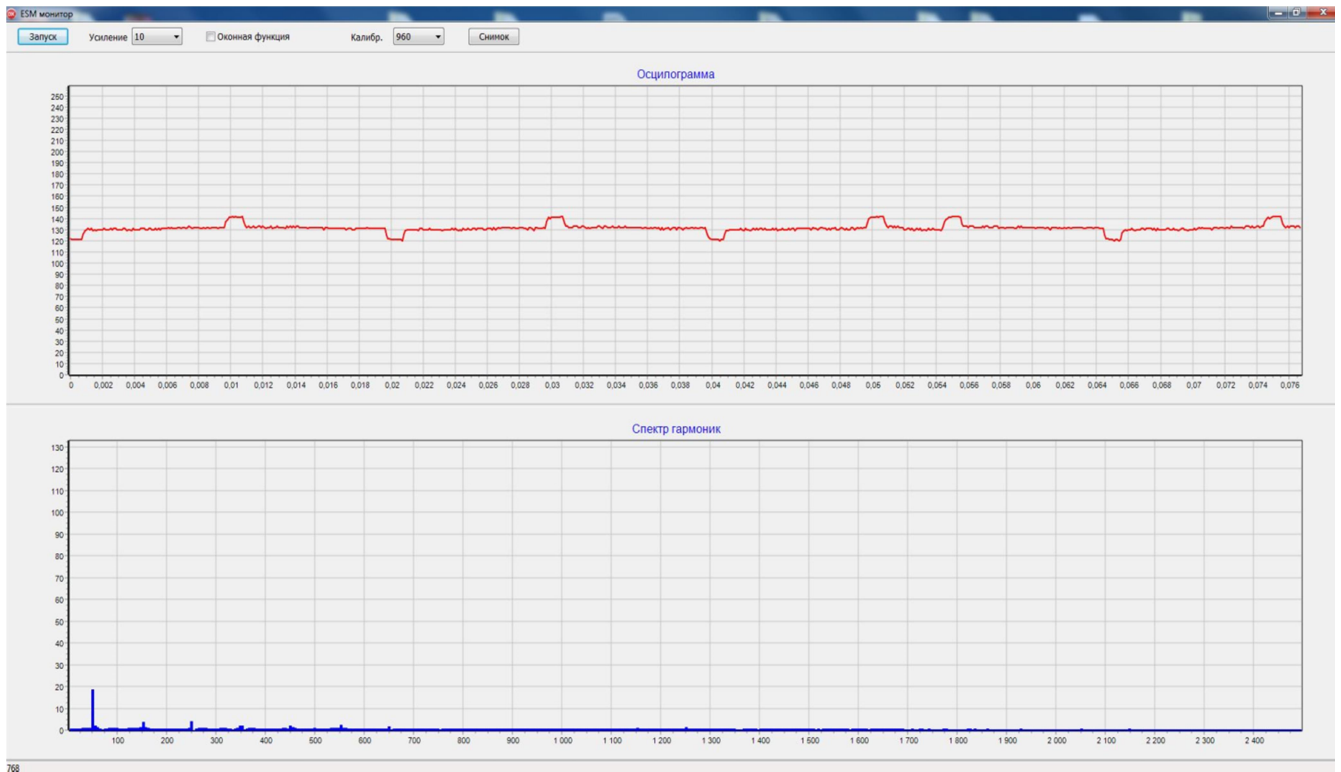


Рисунок 116 – Диалоговое окно мобильного ЭТК в режиме мониторинга ВЛ бесконтактным способом

В ходе мониторинга ВЛ потенциально возможны ситуации одновременного совместного прохождения трасс ВЛ 110 кВ и ВЛ 10 кВ. Соответственно, при таких условиях необходима отстройка от источника помех, создаваемых ВЛ 110 кВ. Рисунок 117 показывает наличие ВЛ 110 кВ в качестве источника помех.

Рисунок 118 демонстрирует результаты измерений комплекса мониторинга помех от ВЛ 110 кВ. Мобильный ЭТК однозначно выделяет основные частоты помех от ВЛ 110 кВ, что позволяет его использовать в условиях, когда в непосредственной близости проходят ВЛ разных классов напряжения, образующие существенные помехи в режиме выделения искомого сигнала. Однако при этом возникает необходимость вычитания помех из общего получаемого сигнала, что возможно реализовать как в аппаратном виде, так и в программном. В рассматриваемом мобильном ЭТК данный процесс реализован программно.



Рисунок 117 – Апробация комплекса мониторинга в условиях помех от ВЛ 110 кВ

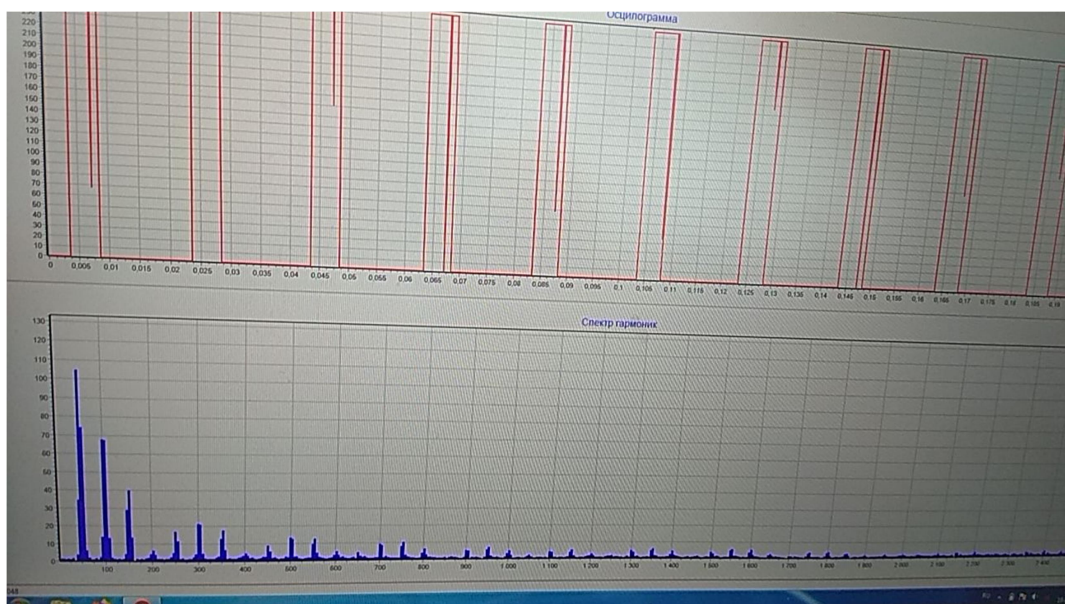


Рисунок 118 – Визуализация результатов помех от ВЛ 110 кВ

Для дальнейшей оценки эффективности вновь разработанный электротехнический комплекс был внедрен в действующие электрические сети. Акт внедрения представлен в Приложении Б.

#### **4.5 Выводы**

Предложено расширение функционала АСНЭ на предмет создания тестовых сигналов на ВЛ для непосредственного их зондирования при возникновении ОЗЗ. Посредством выделения мобильным ЭТК онлайн-мониторинга ОЗЗ тестовых сигналов в зашумленном спектре электрического поля воздушной линии при ее непосредственном обходе идентифицируется место ОЗЗ.

Использование для сепарации тестовых сигналов общеизвестного быстрого Фурье-преобразования первоначально представляется наиболее простым приемом. Однако Фурье-преобразование, во-первых, подразумевает наличие периодического сигнала, а ВЛ, как известно, содержит три фазы, и как следствие, будет оказываться влияние двух соседних фаз на искомый сигнал в виде многочисленных кратковременных наводок, несимметричности нагрузок по фазам и т. д, приводящее к появлению непериодических составляющих искомого сигнала. Во-вторых, неизбежны в ряде случаев помехи от проходящих рядом ВЛ, в том числе и более высокого напряжения, электрифицированных железных дорог и т. д., вносящих шумовые периодические составляющие.

Данные обстоятельства привели к разработке и реализации в мобильном ЭТК дополнительных математических методов обработки слабовыраженных сигналов, часто сопоставимых по амплитуде с шумом или помехами от других ВЛ. Для предварительной обработки входных значений метод Фурье-преобразования дополнен математическим методом скользящего среднего с использованием весовых функций на основе Гауссова распределения случайных величин, позволившим снизить, а в ряде случаев и практически полностью исключить влияние как соседних фаз, так и кратковременных наводок. Универсальность метода скользящего среднего с использованием весовых

функций позволяет использовать различные виды распределения, что в совокупности позволяет отстроить мобильный ЭТК под подавляющее большинство видов внешних воздействий. Для снижения влияния помех предложено и внедрено применение математического метода синхронной фильтрации в мобильный ЭТК, базирующегося на суммировании выборок как измеряемых величин сигналов с одинаковой фазой, так и сигналов с фазой, смещенной на  $\pm 120$  градусов.

На основе результатов теоретических исследований также была осуществлена разработка схемотехнического решения мобильного ЭТК. Одновременно достигнутые теоретические результаты обработки сигналов послужили основой разработанного программного обеспечения, которое было практически реализовано в мобильном электротехническом комплексе определения места повреждения на воздушной линии напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали.

Тестирование мобильного ЭТК, осуществленное в лабораторных условиях на ПАК *RTDS* посредством подачи различных вариаций комбинированных сигналов, показало выявление всех частотных составляющих мобильным ЭТК. Апробация также осуществлена на полигоне ЧОУ ДПО «Центр работ под напряжением» на ВЛ 6 кВ. Апробация показала возможность выделения различных видов сигналов как в лабораторных условиях, так и в условиях реальных РЭС с учетом наличия помех от соседних ВЛ.

## Заключение

Применение электрохимических АСНЭ в электрических сетях напряжением 6–10 кВ делает их более гибкими, адаптируя их к разноплановым электрическим нагрузкам. При подключении распределенной генерации за счет правильной организации режимов заряда и разряда аккумуляторных батарей создается возможность снижения расхода топлива у энергоустановок. Если их расходные характеристики топлива выпуклые, то экономичным является режим выдачи электроэнергии от АСНЭ в сеть при полном отключении энергоустановок в часы минимальной нагрузки. Для вогнутых характеристик выдача электроэнергии осуществляется в часы максимальной нагрузки, а заряд АБ производится в часы ее минимума.

Наибольшая экономия топлива достигается при реализации суточного цикла «заряд-разряд» без отключения АСНЭ. Он может быть реализован на основе информации о прогнозируемых суточных графиках нагрузки с учетом их вероятностной вариации. Необходимо располагать некоторым запасом энергии в АБ, когда АСНЭ ее выдает в часы максимума нагрузки: поскольку номинальная мощность энергоустановки будет ниже максимума нагрузки, если сразу создается единый ЭТК «энергоустановка – АСНЭ», то отсутствие запаса энергии в АБ может привести к перегрузке генераторов либо к срабатыванию автоматики их разгрузки.

В настоящем исследовании предложено сочетание непрерывных и дискретных методов оптимизации суточного цикла работы АСНЭ по критерию минимума расхода топлива. Распространенная методология использования непрерывных переменных приводит к противоречию в отношении к располагаемой исходной информации в части значений электрических нагрузок. Общепринятым является прием оценки электрических нагрузок на получасовых интервалах измерения электропотребления, что обуславливает дискретность значений. Показано, что использование непрерывных переменных приводит к

сложным громоздким нелинейным оптимизационным уравнениям, требующим сложного программирования и поиска глобального максимума среди локальных. В этой связи обоснована методика, сочетающая дискретную выборку временного интервала минимизации расхода топлива и использование непрерывных переменных на выбранном интервале. Предложенный алгоритм основан на последовательном дискретном увеличении продолжительности заряда АБ внутри одного суточного цикла изменения нагрузки. Расчеты легко программируются, и вычисления выполняются до достижения условия минимума расхода топлива. При этом используются не суточные профили мощности нагрузки, а профили мощности по ее продолжительности.

Серьезной проблемой в рассматриваемых воздушных распределительных электрических сетях являются однофазные замыкания на землю, не сопровождающиеся высокими значениями аварийных токов, на которые может реагировать релейная защита. Также серьезно усложняется поиск места повреждения, тем более что фидеры 6–10 кВ имеют древовидную структуру и односторонний мониторинг состояния ВЛ не дает однозначного ответа, где именно место повреждения ВЛ. В связи с этим в диссертации разработана группа методов, ориентированная, во-первых, на оценку расстояния до места ОЗЗ в условиях наличия переходного сопротивления в месте замыкания, и во-вторых, на идентификацию конкретной ветви фидера древовидной топологии, что позволяет выделить единственно возможный аварийный участок, на котором посредством натуральных измерений в процессе топографического обхода выявляется собственно место ОЗЗ.

В качестве источника тестовых сигналов, предназначенных для оценки расстояния до места ОЗЗ, предложено использовать системы накопления энергии, если они уже имеются в ЦП, либо специальные источники сигналов, параметры которых рассмотрены в диссертации. Обосновывается тестирование отключенного фидера переменным током сигналами разных частот, причем источник сигнала должен иметь электрическую связь с землей. Поскольку согласующие трансформаторы АСНЭ таковой не имеют, требуется переключение

выхода двунаправленного преобразователя на отдельный тестовый трансформатор относительно небольшой мощности, со схемой обмоток «звезда с нулем – звезда с нулем». При напряжениях на выходе накопителя на постоянном токе от 400 В и выше в тестовом трансформаторе нет необходимости и двунаправленный преобразователь напряжения может быть непосредственно подключен к тестируемому фидеру. Тестовый режим работы источника сигнала на ОЗЗ принципиально отличается от аварийного режима работы фидера, так как появляется электрическая связь с землей, что способствует протеканию в электрической цепи синусоидального тока, тогда как при дуговом ОЗЗ аварийный ток имеет прерывистый характер.

Показано, что точность расчета расстояния до места ОЗЗ увеличивается с ростом разницы между частотами, однако возрастает и влияние распределенных по ВЛ поперечных емкостей. При значениях переходных сопротивлений от нескольких сотен омов и выше требуется повышать значение второй тестовой частоты до килogerц, что обуславливает необходимость учета емкостных проводимостей и использования математического аппарата линий с распределенными параметрами. В остальных случаях достаточно выполнять однофазное тестирование, чтобы определить возможные аварийные ВЛ на фидере древовидной структуры. Если переходные сопротивления не превышают 100 Ом, то сочетание метода тестирования с методом «резонансных частот» позволяет однозначно установить аварийный участок фидера.

Тестирование фидера на постоянном токе по контуру «фаза – ОЗЗ» позволяет оценить величину переходного сопротивления и выбрать оптимальное значение верхней частоты тестирования. Практическая реализация такого тестирования наиболее простая, так как требует только заземления отрицательного потенциала АБ, подключение к отходящей от ЦП воздушной линии осуществляется через защитный аппарат. В диссертации предложена методика расчета расстояния до места ОЗЗ на основе двухстороннего мониторинга аварийного фидера на постоянном токе по контурам «аварийная фаза – ОЗЗ» и «рабочая фаза – обмотка ВН трансформатора – ОЗЗ» при

одностороннем измерении токов контуров, а именно – на отправном конце ВЛ. В результате по измеренным токам можно рассчитать с высокой точностью расстояние до места повреждения при значениях переходного сопротивления до нескольких сотен Ом.

Ограничения метода – необходимость коммутации потребительских подстанций, что достижимо при условиях наличия автоматических высоковольтных аппаратов. Показано, что тестирование на постоянном токе фидера по двум его фазам при всех подключенных подстанциях может предоставить информацию о нескольких потенциально аварийных участках электропередач. Сочетание результатов тестирования на постоянном и переменном токе ограничивает количество возможных вариантов местоположения повреждения. Предложенный алгоритм коммутации подстанций в этом случае ограничивает их количество, что существенно и позволяет с некоторым увеличением продолжительности времени выполнить поиск места ОЗЗ и на фидерах с ручным управлением коммутационными аппаратами.

Визуальный осмотр ВЛ при топографическом поиске места ОЗЗ является конечным этапом определения места повреждения. При этом не исключены ошибки, так как с земли не всегда доступны для наблюдения возникшие дефекты линейной изоляции. Только использование систем мобильного мониторинга состояния ВЛ позволяет безошибочно установить, где именно произошло ОЗЗ. Эти системы ориентированы на проявление электромагнитных помех в измеряемом сигнале, связанных с замыканием. В диссертации предложено использовать электрическое поле проводов, которое не связано с величиной тока и в рабочем режиме вблизи земли отличается только за счет пространственного расположения проводов. При возникновении ОЗЗ возникает несимметрия фазных напряжений, которая в виде электрического поля проявляется тем сильнее, чем ближе система мониторинга к месту поперечной несимметрии.

Для повышения чувствительности системы мониторинга в разработанном электротехническом комплексе реализована опция выделения высших гармонических составляющих в электрическом поле. Последние, как показали



натурные эксперименты, всегда проявляются в фазных токах и напряжениях при ОЗЗ, а глухие металлические замыкания на ВЛ практически исключены. В диссертационном исследовании предложена обработка сигнала с использованием весовых коэффициентов, задаваемых вероятностным распределением Гаусса. Это позволило повысить чувствительность системы мониторинга и одновременно снизить влияние помех. Разработан алгоритм работы системы мониторинга, схемно-технические решения и создан макетный действующий образец мобильного электротехнического комплекса по обнаружению места ОЗЗ на ВЛ напряжением 10 кВ.

Выполненные лабораторные и натурные эксперименты показали рациональность идеи использования электрического поля проводов, что позволяет распознавать ОЗЗ и при крайне малых значениях аварийного тока. Разработанное программное обеспечение ЭТК обеспечило обработку измеряемого электрического поля и визуализацию результатов.

Таким образом, в диссертационной работе была решена комплексная задача повышения эффективности использования электрохимических систем накопления энергии, выразившаяся в методике формирования зарядно-разрядного цикла для АБ на суточном интервале работы АСНЭ, обеспечивающего максимальную экономию топлива; в методиках использования АСНЭ для определения расстояния до места ОЗЗ и последующего уточнения конкретного участка повреждения на электропередаче; в разработанном электротехническом мобильном комплексе идентификации конкретного места ОЗЗ на ВЛ посредством анализа электрического поля линии.

## Список литературы

1. Абдуллин, Л. И. Определение мест однофазных замыканий на землю в электрических сетях 6–35 кВ по параметрам аварийного режима на стороне высшего и низшего напряжения понижающих подстанций : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.09.03 / Л. И. Абдуллин. – Казань, 2017. – 186 с. – Текст : непосредственный.
2. Авелар, В. Аккумуляторы для ЦОДа: сравнение литий-ионных аккумуляторов со свинцово-кислотными / В. Авелар, М. Захо // Журнал сетевых решений/LAN. – 2017. – № 01-02. URL: <https://www.osp.ru/lan/2017/01-02/13051245> (дата обращения: 10.01.2023). – Текст : электронный.
3. Аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ). 2019. – URL:<http://wiki2.gridology.ru> (дата обращения: 12.07.2019). – Текст : электронный.
4. Аккумуляторные батареи большой мощности (АББМ). Системы накопления энергии (СНЭ). – 2020. URL: <http://perepada.net/abbm-for-energo> (дата обращения: 23.06.2020). – Текст : электронный.
5. Алексеев, В. Ю. Защита от потери питания на перекачивающих насосных станциях: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.09.03 / В. Ю. Алексеев. – Уфа: УГНТУ, 2012. – 182 с. – Текст : непосредственный.
6. Альвиев, Х. Х. О зависимости емкости литий-ионного аккумулятора от тока разряда / Х. Х. Альвиев. – Текст : непосредственный // Электрохимическая энергетика. – 2013. – Т. 13, № 4. – С. 225–227.
7. Андронов, М. Распределенная генерация: будущее энергетики или тупик / М. Андронов // Инветс-Форсайт. – 2018. URL: <https://www.if24.ru/budushhee-energetiki> (дата обращения: 11.12.2018). – Текст : электронный.
8. Антонов, В. И. Теория и приложения адаптивного структурного анализа сигналов в интеллектуальной электроэнергетике : диссертация на соискание

ученой степени доктора технических наук / В. И. Антонов. – Чебоксары, 2018. – 333 с. – Текст : непосредственный.

9. Астахов, С. М. Состояние и пути повышения эффективности функционирования распределительных сетей в агропромышленном комплексе / С. М. Астахов, Р. П. Беликов. – Текст : непосредственный // Теоретический и научно-практический журнал «Вестник ОрелГАУ». – 2011. – Т. 29, № 2. – С. 106–108.

10. Бактерии могут хранить энергию лучше литий-ионных батарей. 2019. URL: <https://renen.ru/bio-batareya-issledovateli-ispolzuyut-bakterii-dlya-vyrabotki-elektroenergii> (дата обращения: 09.09.2020). – Текст : электронный.

11. Батареяка IBM из морской воды обещает оказаться лучше литиево-ионной. 2019. URL: <https://www.ibm.com/blogs/research/2019/12/heavy-metal-free-battery> (дата обращения: сентябрь 2020). – Текст : электронный.

12. Бахтеев, К. Р. Повышение эффективности функционирования систем централизованного и автономного электроснабжения путем комплексного применения электрохимических накопителей энергии, малой генерации и форсировки возбуждения синхронных машин: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / К. Р. Бахтеев. – Казань, 2019. – Текст : непосредственный.

13. Бахтеев, К. Р. Анализ применения технологий накопления энергии в энергосистемах и направления их дальнейшего развития / К. Р. Бахтеев, А. И. Федотов. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Альметьевск, 2018. – С. 477–481.

14. Бахтеев, К. Р. Анализ систем автономного электроснабжения на базе традиционных источников и систем накопления электроэнергии / К. Р. Бахтеев. – Текст : непосредственный // Проблемы и перспективы развития России: молодежный взгляд в будущее: сборник научных статей. – Курск, 2018. – Т. 4. – С. 222–225.

15. Бахтеев, К. Р. Возможности распределенной генерации по предотвращению аварийных режимов / К. Р. Бахтеев. – Текст : непосредственный // Поколение будущего: Взгляд молодых ученых: сборник научных статей. – Курск, 2016. – Т. 3. – С. 254–258.

16. Бахтеев, К. Р. Создание гибридного накопителя электроэнергии большой мощности для предотвращения кратковременных нарушений электроснабжения промышленных потребителей / К. Р. Бахтеев. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20, № 3-4. – С. 36–44.

17. Бахтеев, К. Р. Гибридный накопитель электроэнергии / К. Р. Бахтеев, Ш. Р. Бахтеев. – Текст : непосредственный // Материалы докладов XXI аспирантско-магистерского семинара, посвященного Дню энергетика. – Казань, 2017. – Т. 1. – С. 19.

18. Бахтеев, К. Р. Условия оптимального согласования аккумуляторных батарей с сетью / К. Р. Бахтеев. – Текст : непосредственный // Тинчуринские чтения: материалы докладов Международной научной конференции. – Казань, 2017. – Т. 1. – С. 25–26.

19. Безударный перевод нагрузки с основной сети на резервную с применением быстродействующего автоматического ввода резерва / А. П. Червоненко, Д. А. Котин, Е. А. Домахин. – Текст : непосредственный // Электротехника. – 2022. – Т. 93, № 5. – С. 299–304. DOI: 10.53891/00135860\_2022\_5\_18. (Переводная версия: Load Soft Switching between the Main Power Grid and the Backup Grid by Fast Automatic Transfer Switching / A. P. Chervonenko, D. A. Kotin, E. A. Domakhin // Russian Electrical Engineering. – 2022. – Vol. 93, Iss. 5. – Pp. 299–304).

20. Беляков, Н. Н. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью / Н. Н. Беляков. – Текст : непосредственный // Электричество. – 1957. – № 5. – С. 31–36.

21. Беляков, Н. Н. Перенапряжение от заземляющих дуг в сетях с активным сопротивлением в нейтрали / Н. Н. Беляков. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИ энергетики. – 1961. – Вып. 11. – С. 53–59.

22. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи : учебник для академического бакалавриата / Л. А. Бессонов. – 12-е изд., испр. и доп. – Москва : Юрайт, 2016. – 347 с. – (Бакалавр. Академический курс). – Текст : непосредственный.

23. Вагапов, Г. В. Повышение эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей на основе многопараметрических комплексов распознавания однофазных замыканий на землю и гололедообразований на проводах и грозозащитных тросах: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Г. В. Вагапов. – Казань, 2022. – 378 с. – Текст : непосредственный.

24. Встреча с главой компании «Россети» Андреем Рюминым. 12 июля 2022 года. Москва, Кремль. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/68861> (дата обращения: 14.07.2022). – Текст : электронный.

25. Выполнение работ по мониторингу и анализу действующих нормативно-технических документов в области устройства электроустановок в жилых и общественных зданиях: аналитический обзор. – Краснодар, 2018. – 143 с. URL:

<https://www.normacs.info/uploads/ckeditor/attachments/3313/Мониторинг.pdf>. –

Текст : электронный.

26. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Р. Н. Бердников, В. Е. Фортов, Э. Е. Сон, К. К. Деньщиков, А. З. Жук, Ю. Г. Шакарян // Энергия Единой сети. – 2013. – № 2(7). – С. 41–51. URL: <http://www.cigre.ru/rnk/about/> (дата обращения: 11.01.2023). – Текст : электронный.

27. ГОСТ 15898–77. Статистические методы управления качеством продукции. Термины и определения. (Отменен в РФ). – URL:

<https://meganorm.ru/Index2/1/4294851/4294851953.htm> (дата обращения: 08.08.2022). – Текст : электронный.

28. ГОСТ 18311.80. Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий. – Москва : ИПК «Издательство стандартов», 1981. – 20 с. – Текст : непосредственный.

29. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 16 с.

30. ГОСТ 34.003–90. Автоматизированные системы. Термины и определения. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 16 с. – Текст : непосредственный.

31. ГОСТ ИЕС/TR 61000-3-14-2019. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-14. Оценка норм эмиссии для гармоник, интергармоник, колебаний напряжения и несимметрии при подключении установок, создающих помехи, к низковольтным системам электроснабжения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169343> (дата обращения: 25.02.2022). – Текст : электронный.

32. Дед, А. В. О показателях качества электрической энергии. Нормы ГОСТ 32144-2013 / А. В. Дед, А. В. Паршукова. – Текст : непосредственный // Омский научный вестник. – 2015. – № 1 (137). – С. 148–150.

33. Евдокунин, Г. А. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ / Г. А. Евдокунин, С. С. Титенков. – Санкт-Петербург : Терция, 2004. – 188 с. – Текст : непосредственный.

34. Жежеленко, И. В. Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий / И. В. Жежеленко, О. В. Толпыго // Электричество. – 1969. – № 10. – С. 32–36.

35. Жуков, В. В. Бизнес-планирование в электроэнергетике / В. В. Жуков. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2011. – 568 с. – Текст : непосредственный.

36. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях / Р. А. Вайнштейн, С. И. Головкин, В. С. Григорьев и др. – Текст : непосредственный // Электрические станции. – 1998. – № 7. – С. 26–30.

37. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – Текст : непосредственный.

38. Каганов, В. И. Электрическая сеть с накопителями энергии емкостного типа / В. И. Каганов. – Текст : непосредственный // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2014. – № 4 (58). – С. 31–36.

39. Кадомская, К. П. Влияние токоограничивающих сопротивлений в нейтральных трансформаторов на коммутационные перенапряжения / К. П. Кадомская, В. В. Супрунов. – Текст : непосредственный // Электричество. – 1978. – № 7. – С. 26–31.

40. Каталог // РУКАБЕЛЬ: официальный сайт. – URL: <https://www.rucabel.ru/catalog/> (дата обращения: 24.09.2021).

41. Качесов, В. Е. Импульсно-резистивный способ заземления нейтрали трехфазной электрической сети и физическая модель, его реализующая / В. Е. Качесов, Р. А. Финашин. – Текст : непосредственный // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 1 (58). – С. 90–95.

42. Качесов, В. Е. Однофазные повреждения в электрических сетях среднего и высокого классов напряжения : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / В. Е. Качесов. – Томск, 2008. – 40 с. – Текст : непосредственный.

43. Киржацких, Е. Р. Дифференциальный метод и устройство контроля возникновения однофазного замыкания на землю и определения его местоположения в воздушных электрических сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Е. Р. Киржацких. – Казань, 2007. – Текст : непосредственный.

44. Кононенко, В. Ю. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В. Ю. Кононенко, В. П. Билашенко //

Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2 (14). – С. 61–66. – URL: <http://eng.arctica-ac.ru/docs/journals/14/effekty-primeneniya-nakopiteley-energii-v-izolirovannyh-energосistemah-rossii.pdf> (дата обращения: 11.01.2018). – Текст : электронный.

45. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Н. И. Воропай, Г. Ф. Ковалев, Ю. Н. Кучеров и др. – Москва : ООО ИД «ЭНЕРГИЯ». – 2013. – 212 с. – Текст : непосредственный.

46. Куликов, А. Л. Дистанционное определение мест повреждений высоковольтных линий электропередачи средствами цифровой обработки сигналов : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / А. Л. Куликов. – Иваново, 2007. – 381 с. – Текст : непосредственный.

47. Куликов, А. Л. Дистанционное определение мест повреждений высоковольтных линий электропередачи средствами цифровой обработки сигналов: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / А. Л. Куликов. – Иваново, 2007. – Текст : непосредственный.

48. Лихачев, Ф. А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов / Ф. А. Лихачев. – Москва : Энергия, 1971. – 152 с. – Текст : непосредственный.

49. Лямец, Ю. Я. Адаптивные реле: Теория и приложения к задачам релейной защиты и автоматики электрических систем : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Ю. Я. Лямец. – Москва, 1994. – 536 с. – Текст : непосредственный.

50. Механотроника: официальный сайт. URL: [https://www.mtrele.ru/?utm\\_source=elec.ru&utm\\_medium=publications&utm\\_campaign=article](https://www.mtrele.ru/?utm_source=elec.ru&utm_medium=publications&utm_campaign=article) (дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

51. Минуллин, Р. Г. Локационный метод обнаружения гололеда на проводах воздушных ЛЭП / Р. Г. Минуллин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2014. – № 1 (22). – С. 74–82.



52. Моделирование использования накопителей электроэнергии совместно с синхронным генератором для повышения качества электроэнергии промышленных потребителей / К. Р. Бахтеев, А. И. Федотов, Р. Ш. Мисбахов. – Текст : непосредственный // САПР и моделирование в современной электронике: сборник научных трудов. Международной научно-практической конференции. – Брянск, 2018. – С. 18–21.

53. Мониторинг событий, оказывающих существенное влияние на функционирование и развитие мировых энергосистем. 25.02.2022 – 03.03.2022. URL: [http://energo-cis.ru/wyswyg/file/news/040322\\_foreign\\_tso.pdf](http://energo-cis.ru/wyswyg/file/news/040322_foreign_tso.pdf) (дата обращения: 17.05.2023). – Текст : электронный.

54. МЭК 50(151)–78. Международный электротехнический словарь. Часть 151: Электрические и магнитные устройства. (IEC 60050-151:2001, ЮТ). – Москва : Стандартинформ, 2015. – 36 с. – Текст : непосредственный.

55. Нагай, В. И. Информационные признаки аварийного режима в высоковольтных электроустановках при наличии переходного сопротивления электрической дуги / В. И. Нагай [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2017. – Т. 60, № 6. – С. 84–90.

56. Накопители в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Энергетический бюллетень / Аналитический центр при Правительстве российской Федерации. – 2018. – № 60. URL: <https://ac.gov.ru/archive/files/publication/a/16882.pdf> (дата обращения: 12.01.2023). – Текст : электронный.

57. Накопители энергии в электрических системах: учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов / Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, А. Г. Тер-Газарян. – Москва : Высшая школа, 1989. – 158 с.

58. Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации: Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р (ред. от 18.07.2015). URL [https://rosseti.ru/about/mission/511\\_R.pdf](https://rosseti.ru/about/mission/511_R.pdf) (дата обращения: 14.07.2022). – Текст : электронный.

59. ООО «Болид» : официальный сайт. URL: <http://pnpbolid.com/publikacii/prezentacii/> (дата обращения: 31.08.2022). – Текст : электронный.

60. Основные причины аварийных отключений в сетях 6–10 кВ // TEST-energy.ru. URL: <https://test-energy.ru/avariynye-otklyucheniya-setey-6-10-kv/> (дата обращения: 16.06.2022). – Текст : электронный.

61. Паспорт программы инновационного развития ПАО «РОССЕТИ» НА период 2020–2024 гг. с перспективой до 2030 года. URL: [https://rosseti.ru/investment/policy\\_innovation\\_development/doc/pasport\\_pir.pdf](https://rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/pasport_pir.pdf) (дата обращения: 14.07.2022). – Текст : электронный.

62. Патент № 2002129552 G01R31/08. Способ определения места однофазного замыкания на землю в разветвленной воздушной ЛЭП с изолированной нейтралью / Красных А. А., Литвинов Д. Г., Машковцев И. И., Кривошеин И. И., Козлов А. Л.

63. Перевод нагрузки с основной сети на резервную с применением типового АВР / А. П. Червоненко, Д. А. Котин, А. В. Рожко. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – № 5. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-5-160-171

64. Переносные приборы для определения места однофазного замыкания на землю / А. А. Красных, И. Л. Кривошеин, А. Л. Козлов. – Текст : непосредственный // Энергетик. – 2015. – № 11. – С. 18–20.

65. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник для вузов / И. П. Крючков, В. А. Старшинов, Ю. П. Гусев, М. В. Пираторов; под ред. И. П. Крюčkова. – 2-е изд., стереот. – Москва : МЭИ, 2021. – Текст : электронный // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. – URL : <https://prior.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383014509.html> (дата обращения: 23.05.2023).

66. Повышение надежности схемы электроснабжения нефтеперерабатывающего предприятия / Е. С. Кожевникова, Ю. П. Кубарьков,

С. Н. Синельникова, В. В. Челпанов. – Текст : непосредственный // Труды Кольского научного центра РАН. – 2011. – С. 170–177.

67. Презентация «Итоги прохождения группой компаний "Россети" осенне-зимнего периода 2017/2018 годов». URL: [minenergo.gov.ru/system/download/7822/82510](https://minenergo.gov.ru/system/download/7822/82510) (дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

68. Презентация ASTROSE® – monitoring for high and very high voltage overhead lines. URL: [https://www.enas.fraunhofer.de/content/dam/enas/Dokumente/English/Downloads/TechnologyNotes/ASTROSE\\_Overview\\_web.pdf](https://www.enas.fraunhofer.de/content/dam/enas/Dokumente/English/Downloads/TechnologyNotes/ASTROSE_Overview_web.pdf) (дата обращения: 24.09.2021). – Текст : электронный.

69. Применение накопителей в энергосистеме для целей противоаварийной автоматики / И. З. Глушкин, Д. Г. Ефремов, И. Ю. Ефремова. – Текст : непосредственный // Евразийский научный журнал. – 2015. – № 11. – С. 1–7.

70. Работа электропередачи распределительной электрической сети напряжением 6–10 кВ в режиме длинной линии / С. Н. Зарипова, А. И. Федотов, Р. Э. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2012. – № 1-2. – С. 177–181.

71. Режимы работы нейтрали в электрических системах / Р. А. Вайнштейн, С. И. Головкин, Н. В. Коломиец. – Томск: Том. политехн. ин-т, 1981. – 79 с. – Текст : непосредственный.

72. Россети: официальный сайт. URL: [https://rosseti.ru/press/news/index.php?ELEMENT\\_ID=36883](https://rosseti.ru/press/news/index.php?ELEMENT_ID=36883) (дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

73. Российский национальный комитет СИГРЭ: официальный сайт. – URL: <http://www.cigre.ru/> (дата обращения: 11.01.2023). – Текст : электронный.

74. Российский патент 2019 года по МПК H02P9/14 RU2704313C1. Система форсировки возбуждения автономного синхронного генератора, входящего в электротехнический комплекс, с использованием накопителей энергии на

основе аккумуляторных батарей и суперконденсаторов большой мощности / Бахтеев К. Р., Федотов А. И., Мисбахов Р. Ш.

75. Рыжкова, Е. Н. О возможности применения управляемого резистивного заземления нейтрали для отыскания места повреждения в кабельной сети / Е. Н. Рыжкова, Е. П. Младзиевский. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2019. – № 5. – С. 34–42.

76. Рыжкова, Е. Н. Развитие теории переходных процессов при замыканиях на землю, разработка методов и средств повышения надежности работы электрических сетей с изолированной и компенсированной нейтралью : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Е. Н. Рыжкова. – Павлодар, 2008. – 226 с. – Текст : непосредственный.

77. Рыжов, Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю. П. Рыжов. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с. – Текст : непосредственный.

78. Саушев, А. В. Морфологический анализ категории «электротехническая система» / А. В. Саушев. – Текст : непосредственный // Вестник государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. – 2015. – № 1 (29). – С. 193–201. DOI: 10.21821/2309-5180-2015-7-1-193-201

79. Сети промпредприятий. Устройства защиты от провалов напряжения / Я. Бедерак, Д. Бородин, В. Михайлов. – Текст : электронный // Новости электротехники. – 2012. – № 1 (73). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/73> (дата обращения: 11.01.2013).

80. Синергетика. Вселенная резонансов : [монография] / Г. И. Басина, М. А. Басин; Науч.-исслед. центр «Синергетика» Санкт-Петербургского союза ученых. – Санкт-Петербург : Норма, 2008. – 142 с. (Серия «Синергетика»). – Текст : непосредственный.

81. Сириус-ОЗЗ // Радиус-Автоматика. URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-ozz.php> (дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

82. Система определения поврежденного фидера / Наука, техника, бизнес в энергетике: официальный сайт. URL: <https://ntbe.ru/novosti/cistema-opredeleniya-povrezhdenno-go-fidera-opf/> (дата обращения: 22.07.2022). – Текст : электронный.

83. Смирнов, С. С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С. С. Смирнов. – Новосибирск: Наука, 2010. – 327 с. – Текст : непосредственный.

84. Солдатов, А. В. Многопараметрическая дифференциальная защита от однофазных замыканий на землю статора генератора, работающего на сборные шины : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / А. В. Солдатов. – Чебоксары, 2021. – 121 с.– Текст : непосредственный.

85. Сравнительный анализ Правил промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением 2014 и 2020 гг. // СПС «Гарант». 2021. URL: <https://base.garant.ru/77183091/> (дата обращения: 17.05.2023). – Текст : электронный.

86. СТО 34.01-21.1-001-2017. Распределительные электрические сети напряжением 0,4–110 кВ. Требования к технологическому проектированию: стандарт организации. – Москва : ПАО «Россети», 2017. – 233 с. – Текст : непосредственный.

87. Счетчики электрической энергии цифровые многофункциональные ARIS EM // ALL-Pribors.ru. URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/66308-16-aris-em-75063> (дата обращения: 15.02.2023). – Текст : электронный.

88. Тайская Impact Solar привлекает Hitachi ABB Power Grids к реализации проекта по созданию крупнейшей в Таиланде микросети. URL: [https://www.ruscable.ru/news/2021/05/27/Tajskaya\\_Impact\\_Solar\\_privlekaet\\_Hitachi\\_ABB\\_Power/](https://www.ruscable.ru/news/2021/05/27/Tajskaya_Impact_Solar_privlekaet_Hitachi_ABB_Power/) (дата обращения: 17.05.2023). – Текст : электронный.

89. Устройства для определения места замыкания на землю... URL: <https://leg.co.ua/knigi/rzia/opredelenie-mest-povrezhdeniya-na-vl-21.html> (дата обращения: 08.08.2022). – Текст : электронный.

90. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 01.05.2022) «Об электроэнергетике» / СПС КонсультантПлюс. URL:

[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_41502/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/) (дата обращения: 25.02.2022). – Текст : электронный.

91. Функция Гаусса (колоколообразная кривая) в EXCEL. 2015. – URL: <https://excel2.ru/articles/funkciya-gaussa-kolokoloobraznaya-krivaya-v-ms-excel?> (дата обращения: 18.05.2023). – Текст : электронный.

92. Цифровой multifункциональный электрический счетчик ARIS EM45 с приемом данных согласно МЭК 61850-9-2 / Группа компаний «Прософт-Системы». URL: <https://prosoftsystems.ru/catalog/show/cifrovoy-multifunkcionalnyj-jelektricheskij-schjotchik-em-em43-em45-c-priemom-dannyh-soglasno-mjek-6185092le> (дата обращения: 31.03.2023). – Текст : электронный.

93. Численные операторные методы решения дифференциальных уравнений и анализа динамических систем / Г. Я. Береговенко, Г. Е. Пухов, С. Е. Саух. – Киев: Наукова думка, 1993. – 262 с. – Текст : непосредственный.

94. Шалин, А. И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит / А. И. Шалин. – Текст : непосредственный // Новости Электротехники. – 2005. – № 3 (33).

95. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – Москва : НТФ Энергопресс, 2001. – 55 с. – Текст : электронный.

96. Шуин, В. А. Теория и практическая реализация защит от замыканий, основанных на использовании переходных процессов, для электрических сетей 6–35 кВ : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / В. А. Шуин. – Москва, 1994. – Текст : непосредственный.

97. Электроснабжение нефтяных предприятий: учебное пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д. А. Устинов. – Санкт-Петербург: СПбГУ, 2008. – 81 с.

98. Эффективная защита от однофазных замыканий и их локализация в распределительной сети с помощью низкоомных резисторов / А. И. Ширковец,

А. В. Телегин, В. Н. Валов, И. Г. Хадыев. – Текст : непосредственный // Энергобезопасность и энергосбережение. – № 4(82). – 2018. – С. 5–15.

99. Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constrictions, and outstanding issues / M. A. Hannan, S. B.Wali, P. J. Ker, M. S. A. Rahman, M. Mansor, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Muttaqi, T. M. I. Mahlia & Z. Y Dong. – Текст : непосредственный // Journal of Energy Storage. 2021. – № 42. – P. 103023. DOI: 10.1016/j.est.2021.103023

100. Etappen der innovation – der wert der null-leistung. 13.12.2017 // NETZSCHUTZ Magazin. – URL: <https://www.netzschutz-magazin.com/erdschlussschutz/kompensiertes-netz/etappen-der-innovation-der-wert-der-nullshyleistung/> (дата обращения: 23.08.2022). – Текст : электронный.

101. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future / European Commission, Directorate-General for Research and Innovation. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006. URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a2ea8d86-7216-444d-8ef5-2d789fa890fc/language-en> (дата обращения: 15.02.2023). – Текст : электронный.

102. Peters, I. Yoltage induced by arcing ground / I. Peters, J. Slepian. – Текст : непосредственный // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, January-December 1923. Vol. XLII. – Trans, AIEE. 1923. – Pp. 478–493. DOI: 10.1109/T-AIEE.1923.5060888. – Текст : электронный.

103. Petersen, W. Erdschlusstrome in Hochspannungsnetzen / W. Petersen. – Текст : непосредственный // Elektrotechn, Z. –1916. – № 37. – Pp. 493–512.

104. The SMART GRID: an introduction. URL: <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (data obrashcheniya 07.04.2023)

### Список публикаций по теме диссертации

1. Вагапов Г. В., Абдуллазянов А. Ф. Мобильный электротехнический комплекс для бесконтактного определения места повреждения на воздушной линии электропередачи напряжением 6–10 кВ / Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Вестник КГЭУ. – 2023. – Т. 15, № 2 (58). – С. 140–151.

2. Тестирование фидеров древовидной структуры 6–10 кВ для определения места ОЗЗ / А. И. Федотов, Н. К. Андреев, Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Вестник КГЭУ. – 2023. – Т. 15, № 1(57). – С. 80–92.

3. Многопараметрический электротехнический комплекс онлайн-мониторинга однофазных замыканий на землю фидеров древовидной структуры систем электроснабжения с изолированной нейтралью напряжением 6–35 кВ / А. И. Федотов, Р. Э. Абдуллазянов, Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Промышленная энергетика. – 2022. – № 8. – С. 2–11.

4. Цифровая система мониторинга повреждений на линиях электропередачи / А. И. Федотов, Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов, А. М. Шаряпов. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Проблемы энергетика. – 2021. – Т. 23, № 1. – С. 146–155.

5. Использование электрохимических накопителей энергии в системах автономного электроснабжения для снижения расхода топлива энергоустановок / А. И. Федотов, Е. А. Федотов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Проблемы энергетика. – 2021. – Т. 23, № 1. – С. 3–17.

6. Практическая реализация системы пофидерной диагностики однофазных замыканий на землю с распределенным сбором данных в режиме реального времени / А. И. Федотов, Р. Ш. Басыров, Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Электромеханика. – 2021. – Т. 64, № 2. – С. 78–85.



7. Экспериментальное исследование возможности выделения режима однофазного замыкания на землю в сети 6–10 кВ интеллектуальной системой учета электроэнергии / А. Ф. Абдуллазянов, А. И. Федотов, М. Н. Хабибуллин, Л. И. Абдуллин, Г. В. Вагапов. – Текст : непосредственный // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 3. – С. 5–15.

**Публикации по теме диссертации, индексируемые в международных базах *Scopus* и *Web of Science***

8. Single-phase ground fault test of overhead power lines in ungrounded power grids of 6–10 kV / A. Fedotov, G.Vagapov, A. Abdullazyanov, R. Abdullazyanov, L. Grackova. – Текст : непосредственный // 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, (RTUCON 2021) (15–17 November 2021, Riga, Latvia.) – Riga: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2021. – Pp. 1–5. DOI: 10.1109/rtucon53541.2021.9711581

9. Development the functionality of digital electricity meters for diagnostic of single-phase damages / A. Fedotov, G. Vagapov, L. Abdullin, A. Abdullazyanov. – Текст : непосредственный // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), October 6, 2020. – Riga: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2020. – Pp. 1–4. DOI: 10.1109/fareastcon50210.2020.9271337

**Список патентов по теме диссертации**

10. Патент на изобретение 2771222 С1, 28.04.2022. Способ определения поврежденного фидера при однофазном замыкании на землю в распределительной электрической сети / Федотов А. И., Латипов А. Г., Абдуллазянов А. Ф., Вагапов Г. В.

11. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2023614371, 01.03.2023. Программное обеспечение мобильного электротехнического комплекса определения места повреждения на воздушной линии электропередачи напряжением 6–35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали / Вагапов Г. В., Федотов А. И., Чернов А. Б., Абдуллазянов А. Ф.

**Публикации по теме диссертации в сборниках международных и всероссийских конференций**

12. Экономия топлива в электротехническом комплексе «Энергоустановка – АСНЭ» / А. И. Федотов, Г. В. Вагапов, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем: материалы XV Всероссийской научно-технической конференции, 2 июня 2023 г. – Чебоксары, 2023. – С. 231–232.

13. Аппаратная реализация системы пофидерного контроля однофазных замыканий на землю в лабораторных условиях / А. И. Федотов, А. Ф. Абдуллазянов, Л. И. Абдуллин, Г. В. Вагапов. – Текст : непосредственный // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции. – Казань, 2020. – С. 250–253.

14. Выделение режима однофазного замыкания на землю в сети 6–10 кВ на основе интеллектуальной системы учета электроэнергии / Л. И. Абдуллин, А. Ф. Абдуллазянов, М. Н. Хабибуллин, Г. В. Вагапов. – Текст : непосредственный // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: материалы XII Всероссийской научно-технической конференции. – Чебоксары, 2020. – С. 276–279.

15. Определение параметров режима однофазного замыкания на основе умных измерителей / Л. И. Абдуллин, Г. В. Вагапов, Э. Р. Балявина, А. Ф. Абдуллазянов. – Текст : непосредственный // САПР и моделирование в современной электронике: сборник научных трудов IV Международной научно-практической конференции. – Брянск, 2020. – С. 310–312.

**Список сокращений**

- АБ – аккумуляторные батареи;
- АСНЭ – аккумуляторная система накопления электроэнергии;
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь;
- ВАХ – вольтамперная характеристика;
- ВИЭ – возобновляемый источник электроэнергии;
- ВЛ – воздушные линии электропередачи;
- ГАЭС – гидроаккумулирующие электрические станции;
- ГПУ – газопоршневая энергоустановка;
- ГТУ – газотурбинная энергоустановка;
- ДЭС – дизельная электрическая станция;
- ЛСЭ – локальные системы электроснабжения;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НП – нулевая последовательность;
- НЭ – электрохимические накопители энергии;
- ОВБ – оперативно-выездная бригада;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ОЧ – основная частота;
- ПБП – помощник быстрого преобразования Фурье;
- ПИР – программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2020–2024 гг. с перспективой до 2030 года;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- РЭС – распределительные электрические сети;
- СГ – синхронный генератор;
- ТЭС – тепловая электрическая станция;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЦП – центр питания;
- ЭС – электрические сети;
- ЭТК – электротехнический комплекс;
- ЭЭ – электрическая энергия

## Список терминов

1. Распределительная электрическая сеть – электрическая сеть, обеспечивающая распределение электрической энергии между пунктами потребления [86].

2. Основная частота – частота в спектре, полученная путем преобразования Фурье функции времени. Основная частота такая же, как и частота источника питания [31].

3. «Изделие – единица промышленной продукции, количество которой может исчисляться в штуках (экземплярах). Единица продукции – отдельный экземпляр штучной продукции или определенное в установленном порядке количество нештучной или штучной продукции» [27].

4. «Электротехническое устройство – это совокупность взаимосвязанных электротехнических изделий, находящихся в конструктивном и (или) функциональном единстве, предназначенная для выполнения определенной функции по производству или преобразованию, передаче, распределению или потреблению электрической энергии» [28]. «Электротехническое устройство – это совокупность компонентов, использующих электромагнитную энергию для выполнения определенной функции. При этом само устройство может быть рассмотрено как компонент более сложной совокупности» [53].

5. Система – «совокупность элементов, объединенная связями между ними и обладающая определенной целостностью» [30].

6. «Элемент – относительно целая часть системы, обладающая некоторыми свойствами, не исчезающими при отделении от системы. В системе свойства элемента не равны свойствам отдельно взятого элемента» [77].

7. Сигнал – физическая величина, содержащая в себе определенную информацию.



```

    X, Y: Double;
end;
TInteger1DArray  = array of LongInt;
TReal1DArray     = array of Double;
TComplex1DArray  = array of Complex;
TBoolean1DArray  = array of Boolean;
TInteger2DArray  = array of array of LongInt;
TReal2DArray     = array of array of Double;
TComplex2DArray  = array of array of Complex;
TBoolean2DArray  = array of array of Boolean;
////////////////////////////////////////////////////////////////
// Functions/procedures
////////////////////////////////////////////////////////////////
function AbsReal(X : Extended):Extended;
function AbsInt (I : Integer):Integer;
function RandomReal():Extended;
function RandomInteger(I : Integer):Integer;
function Sign(X:Extended):Integer;
function DynamicArrayCopy(const A: TInteger1DArray):TInteger1DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A: TReal1DArray):TReal1DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A:
TComplex1DArray):TComplex1DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A: TBoolean1DArray):TBoolean1DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A: TInteger2DArray):TInteger2DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A: TReal2DArray):TReal2DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A:
TComplex2DArray):TComplex2DArray;overload;
function DynamicArrayCopy(const A: TBoolean2DArray):TBoolean2DArray;overload;

```

## Приложение Б

### Акт внедрения

Утверждаю  
заместитель технического директора  
по распределительным сетям  
АО «Сетевая Компания»

\_\_\_\_\_ Д.Г. Шаповалов

« 8 » апреля 2024 г.

### А К Т

внедрения мобильного электротехнического комплекса для определения места ОЗЗ на воздушных линиях электропередачи напряжением 10 кВ

Настоящий Акт подтверждает, что разработанный сотрудником Компании Абдуллаязновым Айнуром Фоатовичем мобильный электротехнический комплекс для топографической диагностики воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ на основе измерений гармонических составляющих электрического поля находится в опытно - промышленной эксплуатации на подстанции 110/10 кВ «Чепчуги» с целью совершенствования алгоритмов его работы при определении мест однофазных замыканий на землю в различных условиях их проявления.

Начальник службы распределительных  
сетей АО «Сетевая компания»

\_\_\_\_\_ А.М. Амосов

