

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

**СЫЧЕВ ЮРИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ**

**ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА С  
АКТИВНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ  
КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ  
КОМПЛЕКСАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант - доктор технических наук, профессор Абрамович Б.Н.

Санкт-Петербург - 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	7
Глава 1. Научно-техническая проблема повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий .....	17
1.1. Общая характеристика проблемы.....	17
1.2. Влияние качества электрической энергии на электрооборудование электротехнических комплексов .....	20
1.3. Существующие типы активных преобразователей для повышения качества электрической энергии.....	27
1.4. Существующие устройства повышения качества электроэнергии на основе активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств.....	34
1.5. Определение, характеристики и свойства фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями .....	45
1.6. Постановка и обоснование задач исследования.....	46
Выводы к главе 1.....	48
Глава 2. Метод исследования активных преобразователей при вариации внешних и внутренних факторов .....	49
2.1. Теоретические основы выбора и обоснования типа и системы управления активных преобразователей для повышения качества электроэнергии.....	49
2.1.1. Влияние активных преобразователей на параметры несинусоидальных режимов.....	49
2.1.2. Составляющие коэффициента мощности при несинусоидальных режимах.....	52
2.1.3. Определение необходимой степени повышения качества электрической энергии фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями.....	60
2.1.4. Теоретические основы управления активными преобразователями повышения качества электрической энергии.....	64
2.2. Метод исследования активных преобразователей .....	90
2.3. Результаты исследования активных преобразователей в соответствии с	

разработанным методом.....	92
2.4. Анализ результатов исследования активных преобразователей.....	105
2.5. Разработка модифицированного алгоритма автоматизированного повышения качества электроэнергии активными преобразователями с учетом внешних и внутренних факторов.....	106
Выводы к главе 2.....	114
Глава 3. Структуры и математические модели фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	116
3.1. Математические модели основных структур фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	117
3.2. Режимы функционирования фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	128
3.2.1. Обеспечение бесперебойного питания.....	129
3.2.2. Компенсация искажений напряжения.....	131
3.2.3. Компенсация высших гармоник тока и коррекция коэффициента мощности сети.....	134
3.2.4. Универсальные компенсаторы.....	137
3.3. Имитационное моделирование повышения качества электроэнергии фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями.....	141
3.4. Разработка модифицированного алгоритма функционирования фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для автоматизированного повышения качества электроэнергии.....	149
Выводы к главе 3.....	152
Глава 4. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системы комбинированного электроснабжения и автоматизированные системы управления электроснабжением.....	153
4.1. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системы комбинированного электроснабжения.....	153
4.1.1. Структуры электротехнических комплексов распределенной генерации.....	154

4.1.2. Методы и средства синхронизации источников в составе электротехнических комплексов распределенной генерации.....	161
4.1.3. Обобщенные структуры электротехнических комплексов комбинированного электроснабжения ответственных потребителей с использованием активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств.....	164
4.1.4. Математическое моделирование систем распределенной генерации с активными преобразователями и фильтрокомпенсирующими устройствами с общим звеном постоянного тока.....	175
4.2. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы управления электроснабжением....	179
4.2.1. Структурная модель аналитической автоматизированной системы управления энергоснабжением предприятия.....	181
4.2.2. Аналитические информационные системы управления энергообеспечением и энергопотреблением.....	187
4.2.3. Формализованная постановка задачи аналитического управления энергосистемой предприятия.....	189
4.3. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы контроля и повышения качества электроэнергии и управления энергоресурсами.....	192
4.4. Методология интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы контроля и повышения качества электроэнергии и управления энергоресурсами.....	201
Выводы к главе 4.....	203
Глава 5. Развитие теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	205
5.1. Выбор основных параметров фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	205
5.1.1. Выбор номинального компенсационного тока и напряжения.....	206
5.1.2. Выбор емкости накопительных элементов.....	216
5.1.3. Выбор частотного диапазона компенсируемых высших гармоник.....	219

5.1.4. Выбор структуры и параметров выходных фильтров.....	220
5.2. Выбор режимов работы фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	225
5.2.1. Режимы компенсации высших гармоник тока и реактивной мощности.....	225
5.2.2. Режимы компенсации высших гармоник, провалов, отклонений и несимметрии напряжения.....	227
5.3. Выбор методов управления фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями .....	230
5.3.1. Выявление и компенсация гармонических составляющих.....	230
5.3.2. Компенсация реактивной мощности.....	232
5.3.3. Компенсация провалов и отклонений напряжения, несимметрии токов и напряжений.....	235
5.4. Выбор структуры фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	237
5.5. Распределение фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	239
5.6. Деградация пассивных элементов в составе фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	242
5.7. Формирование целевой функции оптимизации фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	248
5.8. Структурирование методов и средств применения фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системах электроснабжения различной структуры.....	250
Выводы к главе 5.....	252
Глава 6. Техническая реализация и промышленное внедрение фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системах электроснабжения нефтегазовых предприятий.....	253
6.1. Технологические решения.....	253
6.2. Технические решения.....	254
6.3. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	

преобразователями в электротехнические комплексы систем комбинированного электроснабжения .....	258
6.4. Промышленные испытания и внедрение фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.....	261
Выводы к главе 6.....	283
Заключение.....	284
Список литературы.....	287
Перечень сокращений.....	338
Приложение 1.....	340
Приложение 2.....	347
Приложение 3.....	355

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность проблемы.** В настоящее время одним из ключевых факторов успешного развития промышленности РФ является разработка и создание совершенных электротехнических комплексов (ЭТК) и систем, применение которых обеспечит повышения уровня энергосбережения и энергетической эффективности на всех стадиях производственных процессов. Активные силовые преобразователи (АП), реализованные на элементах современной силовой электроники и выполняющие различные функции в зависимости от области применения, совместно с фильтрокомпенсирующими устройствами (ФКУ) образуют единый ЭТК. В условиях современных промышленных систем электроснабжения (СЭС) ФКУ с АП получили широкое распространение для выполнения функций повышения качества электрической энергии (КЭ) и обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) электрооборудования, компенсации реактивной мощности, управления параметрами электромеханических комплексов (ЭМК) с частотно-регулируемым электроприводом (ЧРП), обеспечения параллельной работы автономных источников на общую нагрузку. Благодаря такому широкому функциональному набору подобные ЭТК в настоящее время являются неотъемлемой частью СЭС и электрических сетей любой структуры и сложности, особенно в условиях нефтегазовых предприятий (НГП).

По результатам многолетнего выполнения работ был предложен и практически реализован ряд АП различного функционального назначения, включая активные фильтры параллельного (ПАФ) и последовательного (ПСАФ) типа, выпрямители с активным передним фронтом (активные выпрямители (АВ)), устройства статической компенсации реактивной мощности (СТАТКОМ), устройства динамической компенсации искажений напряжения (ДКИН), преобразователи частоты (ПЧ) систем ЧРП, универсальные компенсаторы (преобразователи), также созданы и частично реализованы методы и алгоритмы управления АП на основе фазовых преобразований, выявления составляющих потребляемого тока и мощности, гармонического анализа несинусоидальных режимов, симметричных составляющих.

Однако, при создании АП и их совместной работе с ФКУ в рамках единого ЭТК не был обоснован практически целесообразный уровень детализации процессов при исследовании совместной работы АП с пассивными ФКУ, не получила должного развития теория по выбору и обоснованию структуры и алгоритмического обеспечения АП в условиях вариации различных внешних и внутренних факторов, не было выявлено единых теоретических

положений по выбору и обоснованию структуры, компонентного состава, алгоритмического обеспечения, режима работы и распределения ФКУ с АП в СЭС промышленных предприятий, что препятствует созданию соответствующей методической основы проектирования.

Не достаточный объем теоретических исследований, а также данных по экспериментальному промышленному внедрению АП различных типов, особенно в области коррекции показателей качества электрической энергии (ПКЭ), не позволяют дать адекватную оценку реального диапазона допустимой вариации параметров АП с сохранением заданного уровня эффективности их функционирования в условиях изменения режима электроснабжения и энергопотребления, что затрудняет осуществлять обоснованный выбор структуры, элементов, алгоритмического обеспечения, расчет показателей и характеристик ФКУ с АП. Практически незатронутыми остались вопросы целесообразности и эффективности применения данных комплексов в условиях распределенной генерации (РГ) и комбинированного электроснабжения от централизованных и автономных источников. Таким образом, наличие большого объема несистематизированных в рамках единой теории результатов исследований АП различных типов, не позволяет однозначно выбрать то или иное техническое решение при проектировании ЭТК ФКУ с АП.

Важным фактором при разработке и внедрении ФКУ с АП являются требования к ПКЭ, которые за последние 20 лет претерпели значительные изменения и приближаются к международным требованиям. Изменение точек разграничения ответственности за отклонение ПКЭ от установленных норм между поставщиком и потребителем, а также диапазонов их интегральной оценки приводит к необходимости системного и обоснованного выбора параметров ЭТК с АП, которые на сегодняшний день являются основным видом нелинейной нагрузки (НН) практически для всех промышленных СЭС. В настоящее время такой выбор при отсутствии единых теоретических положений осуществить невозможно.

Все указанные причины препятствуют созданию и полноценному промышленному внедрению совершенных ЭТК ФКУ с АП. Поэтому в настоящее время к внедрению в основном приняты упрощенные и ограниченные по функциональному составу структуры данных ЭТК: ПАФ для отдельных узлов нагрузки, АВ в составе ПЧ систем ЧРП технологических установок, пассивные ФКУ, ограниченное применение устройств СТАТКОМ и ДКИН для конкретных специальных задач. Все это приводит к необоснованному усложнению структуры электрических сетей под решение



узконаправленных задач, что влечет снижение уровня надежности электроснабжения, рост затрат на ликвидацию аварийных режимов.

В связи с изложенными фактами возникает необходимость комплексного решения важной актуальной научно-технической проблемы по развитию теории создания ЭТК ФКУ с АП с повышенными технико-экономическими показателями, обеспечивающих более эффективное использование АП для выполнения широкого набора функций, включая коррекцию ПКЭ, коэффициента мощности сети, повышение эффективности ЧРП, ЭТК РГ и комбинированного электроснабжения. При этом необходимо на базе современных достижений науки и техники развить единую теорию ЭТК с АП и ФКУ, разработать структуры данных ЭТК с улучшенными технико-экономическими показателями, создать теоретическую и методическую основу их проектирования, а также решить вопросы рационального и эффективного применения ЭТК с учетом требований энергосбережения и энергетической эффективности.

Необходимость формирования комплексного научного подхода к проблеме повышения качества электрической энергии (КЭ) и обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) электрооборудования в электрических сетях различной структуры при наличии несинусоидальных режимов, как со стороны источников электроэнергии (централизованных или автономных), так и со стороны подключенной нелинейной нагрузки (НН) обусловлена множеством факторов, особенно в условиях нефтегазовых предприятий (НГП). Наличие ряда современных активных преобразовательных устройств повышения КЭ различного функционального назначения, не охваченного едиными теоретическими положениями и методологией синтеза, выбора, расчета, анализа и применения, такие как устройства статической компенсации реактивной мощности (СТАТКОМ), динамические компенсаторы искажения напряжения (ДКИН), универсальные компенсаторы, активные выпрямители, активные и гибридные фильтры) делает их применение недостаточно эффективным при повышении КЭ. Существует большое число методов и алгоритмов управления активными преобразователями (АП), направленных на решение узких специализированных задач при определенной совокупности условий без единой теоретической и методологической базы, что не позволяет реализовать более масштабное применение подобных преобразователей как отдельно, так и в составе фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ). Наличие дополнительных потерь энергии в электрооборудовании (трансформаторах, электрических машинах) из-за наличия высших гармоник (ВГС) тока и напряжения (до 25 % от суммарных

потерь) требует системного научно-обоснованного применения современных многофункциональных технических средств и решений по повышению КЭ, включая ФКУ с АП. Развитие технологий комбинированного электроснабжения на основе параллельной работы централизованных и автономных источников распределенной генерации (РГ), для которого не определены нормы КЭ и ЭМС, определяет необходимость научно-обоснованного применения технических средств автоматизированной коррекции КЭ, включая ФКУ с АП, в условиях вариации величин показателей КЭ (ПКЭ), исходя из режима электроснабжения и характера подключенной нагрузки. Низкая эффективность использования АП для повышения КЭ без дополнительных ФКУ, согласно результатам экспериментальных исследований, определяет необходимость развития теории синтеза и применения электротехнических комплексов ФКУ с АП.

Указанные факторы и противоречия обуславливают актуальность решения научно-технической проблемы повышения КЭ посредством автоматизированной коррекции ПКЭ электротехническими комплексами ФКУ с АП в системах электроснабжения (СЭС) НПП.

#### **Степень разработанности темы исследования.**

Работа основана на исследованиях ведущих отечественных и зарубежных ученых. Вопросам эффективного применения АП в электротехнических комплексах и системах посвящены работы Шакарьяна Ю.Г., Розанова Ю.К., Козярука А.Е., Дмитриева Б.Ф., Пронина М.В., Шрейнера Р.Т., Ефимова А.А., Германа-Галкина С.Г. Однако, в их трудах системно не рассматриваются вопросы применения АП в качестве ФКУ для повышения КЭ.

Проблемам активной и пассивной коррекции КЭ посвящены труды Абрамовича Б.Н., Гамазина С.И., Железко Ю.С., Смоловика С.В., Довгуна В.П., Боярской Н.П., Ершова М.С., Чивенкова А.И., Шпигановича А.Н., Шклярского Я.Э., D. Arrilaga, D. Bredly, M. Bollen, P. Salmeron, S. P. Litran. Однако, в их трудах системно не рассматриваются вопросы совместного применения АП и пассивных ФКУ в рамках единых электротехнических комплексов для коррекции ПКЭ, а также выполнения других функций.

Развитию теорий гармонического анализа и энергетических процессов в несинусоидальных режимах посвящены работы С. Budeanu, S. Fryze, Жежеленко И.В., Тонкаля В.Е., Шидловского А.К., Агунова М.В., Агунова А.В., L. Czarnecki, H. Akagi, P. Tenti, P. Mattavelli. Однако, в их трудах не рассматриваются вопросы выбора того или иного метода выявления и коррекции ПКЭ для системы управления АП в составе ФКУ в условиях вариации параметров СЭС и подключенной нагрузки.

Таким образом, на настоящий момент существует большое количество исследований по применению АП и ФКУ для решения узких задач при конкретных условиях, а также ряд теорий и методов анализа несинусоидальных режимов, обладающих достоинствами и недостатками. Однако, в настоящий момент не в полной мере разработан системный подход к структурному и параметрическому синтезу, а также применению АП и ФКУ в рамках единых многофункциональных электротехнических комплексов повышения КЭ.

**Цель работы.** Решение проблемы повышения КЭ в централизованных, автономных и комбинированных системах электроснабжения НПП путем структурного и параметрического синтеза электротехнических комплексов ФКУ с АП.

**Идея работы.** Развитие теории и разработка принципов структурного и параметрического синтеза многофункциональных электротехнических комплексов ФКУ с АП позволит повысить КЭ и обеспечить надлежащий уровень ЭМС электрооборудования, а также снизить потери энергии в СЭС НПП.

**Объект исследования:** Электротехнические комплексы СЭС НПП.

**Предмет исследования:** Структуры, параметры, характеристики, системы управления и режимы работы электротехнических комплексов ФКУ с АП для повышения качества электроэнергии.

**Основные задачи исследований:**

1. Комплексный анализ негативного влияния параметров КЭ и ЭМС, несоответствующего требованиям нормативной базы, на параметры и режимы работы электрооборудования, с выявлением необходимого уровня коррекции ПКЭ посредством ФКУ с АП.

2. Определение теоретических основ метода исследования АП для обоснования способов их использования в составе ФКУ автоматизированного повышения КЭ в условиях вариации внешних и внутренних параметров.

3. Создание математических моделей ФКУ с АП различной топологии, учитывающих степень влияния и характер изменения внешних и внутренних факторов, а также адаптивный режим повышения КЭ.

4. Разработка способов и методов интеграции ФКУ с АП в состав систем распределенной генерации и комбинированных СЭС для реализации заданного набора

функций, а также в состав автоматизированных систем управления электроснабжением при формировании информационно-управляющих воздействий.

5. Развитие теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП в централизованных, автономных и комбинированных СЭС, включая оптимизацию параметров ФКУ в соответствии с целевой функцией.

6. Промышленные испытания и техническая реализация ФКУ с АП в соответствии с разработанными теоретическими положениями и методами.

**Методы исследований.** Для решения поставленных задач использованы методы расчета и моделирования электрических цепей, систем электроснабжения электротехнических комплексов, методы фазовых преобразований, математического и компьютерного имитационного моделирования электромагнитных процессов, анализа несинусоидальных режимов. Проведены экспериментальные исследования и промышленные испытания серийных и опытных образцов ФКУ с АП в СЭС НПП.

#### **Научная новизна работы:**

1. Выявлены закономерности изменения величин ПКЭ и степени их коррекции АП последовательного и параллельного типа, в соответствии с различными методами управления, при вариации параметров источника, нагрузки, самих АП, а также режима измерения и выявления ими опорных величин, что позволяет в заданных условиях произвести обоснованный выбор типа АП, способа управления им, степени коррекции ПКЭ и их количества.

2. Установлены степени влияния диапазонов варьирования внутренних параметров АП, внешних параметров питающей сети и нагрузки на уровень эффективности повышения КЭ, а также свойство АП одновременно влиять на несколько ПКЭ с разной степенью эффективности, которое сопровождается отклонениями режимов работы электрической сети от номинальных параметров, что необходимо учитывать при синтезе структуры ФКУ с АП в заданных условиях.

3. Получена закономерность, определяющая составляющие суммарного коэффициента мощности при несинусоидальных режимах, включая степень завышения полной мощности сетевого оборудования при несинусоидальных режимах, которая является одним из критериев выбора структуры и основных параметров ФКУ с АП.

4. Разработаны математические модели ФКУ с АП различной топологии и компонентного состава, включая модели универсальных компенсаторов, отличающиеся

учетом вариации структуры и параметров пассивных фильтров на выходе активной части в зависимости от степени воздействия совокупности внешних и внутренних факторов, влияющих на уровень эффективности повышения КЭ с учетом возможности наличия резонансных явлений.

5. Разработаны алгоритмы автоматизированного повышения КЭ для АП, функционирующих как отдельные устройства, так и в составе ФКУ, отличающиеся учетом заданной совокупности факторов, определяющих характеристики источника и нагрузки, набора корректируемых ПКЭ, источника искажения синусоидального режима, метода управления АП.

6. Разработаны структуры систем комбинированного электроснабжения на основе параллельной работы централизованных источников и распределенной генерации, в составе которых ФКУ с АП обеспечивают бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей, повышение КЭ при изменении режима электроснабжения, а также синхронизацию параллельной работы источников на общую нагрузку.

7. Сформулированы научно-методические основы выбора и обоснования структуры, компонентного состава, режима работы, методов управления и распределения ФКУ с АП в централизованных, автономных и комбинированных СЭС НПП, что является основным этапом развития теории структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП.

#### **Научные положения и результаты, выносимые на защиту:**

1. Метод исследования ФКУ с АП, обладающими различными топологиями и системами управления, в условиях вариации параметров и характеристик систем электроснабжения, подключенной нагрузки, самих АП, позволяющий оценить уровень эффективности повышения качества электрической энергии при заданных факторах.

2. Математическое описание и модели ФКУ с АП, позволяющее выявить зависимости уровня эффективности повышения КЭ от вариации конфигурации пассивного фильтра на выходе АП, способа соединения компонентов активной и пассивной части, режима работы силовых ключей АП, способа подключения к компенсируемой сети и диапазонов вариации параметров активной части.

3. Методология интеграции ФКУ с АП в комбинированные СЭС с возможностью реализации информационно-управляющих воздействий в соответствии с алгоритмами

повышения КЭ, синхронизации параллельной работы распределенных источников, обеспечения бесперебойного электропитания.

4. Структурный и параметрический синтез топологии и параметров электротехнических комплексов ФКУ с АП должен осуществляться в соответствии с разработанной целевой функцией оптимизации на основе многофакторной оценки зависимости эффективности повышения КЭ от набора критериев, включающей уровень минимизации параметров АП в составе ФКУ, в том числе емкость и напряжение накопительных элементов, потерь напряжения в пассивных фильтрах, установленных на выходе активной части, потерь активной мощности в АП и нагрузке.

**Достоверность** научных положений, выводов и результатов, изложенных в работе, основывается на корректном использовании общепризнанных теорий, методов и подходов, адекватных математических моделях исследуемых систем, сходимости результатов математического моделирования и экспериментальных исследований не хуже 90 %. Полученные результаты по отдельным направлениям согласуются с аналогичными результатами исследований других отечественных и зарубежных авторов. Также достоверность результатов исследований подтверждается положительным опытом эксплуатации ФКУ с АП в электрических сетях ОАО «Оренбургнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз».

**Результаты работы используются:** в ПАО «Газпром», ООО «РН-Юганскнефтегаз» при разработке и комплексном внедрении мероприятий по повышению уровня энергосбережения и энергетической эффективности, в ООО «СПИК СЗМА» и АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», ЗАО «Электон» при разработке преобразовательного оборудования и ФКУ, в ООО «НТЦ Механотроника» при разработке современных интеллектуальных устройств релейной защиты, в ПАО «МРСК Сибири» - «Омскэнерго» при составлении программ, организации и проведении научно-технических работ, направленных на энергосбережение и повышение КЭ в энергосистемах, о чем имеются соответствующие акты внедрения.

**Теоретическая значимость.** Результаты работы являются развитием теории и методов структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП в электротехнических комплексах централизованных, автономных и комбинированных СЭС НГП, создают методическую основу для проектирования ФКУ с АП, представляют задел для развития теории комбинированных СЭС.

### **Практическая значимость.**

1. Даны практические рекомендации по выбору структуры, компонентного состава, метода управления, режима работы и места размещения ФКУ с АП в централизованных, автономных и комбинированных СЭС.

2. Разработаны компьютерные имитационные модели централизованных, автономных и комбинированных СЭС с АП и ФКУ, позволяющие оценивать эффективность повышения КЭ в различных режимах.

3. Выявлены закономерности, позволяющие оценивать степень влияния внешних и внутренних факторов на уровень эффективности повышения КЭ комплексами ФКУ с АП при их проектировании и эксплуатации.

4. Выявлен положительный экономический эффект от внедрения ФКУ с АП в условиях СЭС НПП на уровне от 150 до 300 тыс.руб. в год от одного ФКУ с АП со сроком окупаемости не более 2 лет.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 53 печатных работы, в том числе 17 в научных изданиях, входящих в Перечень ВАК РФ, 28 в изданиях, индексируемых международными базами научного цитирования Scopus и Web of Science, получено 20 патентов РФ на изобретение.

**Личный вклад автора.** Проведены экспериментальные исследования эффективности повышения качества электроэнергии АП в сетях ОАО «Оренбургнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». Выявлены закономерности, отражающие влияние внешних и внутренних факторов на степень повышения качества электрической энергии АП. Разработаны модифицированные алгоритмы работы АП, функционирующих как отдельные устройства, так и в составе ФКУ. Созданы математическое описание и модели ФКУ с АП различной топологии. Выявлены допустимые диапазоны вариации параметров АП в составе ФКУ для снижения массогабаритных показателей АП с сохранением заданного уровня эффективности повышения качества электроэнергии. Разработаны структуры систем комбинированного электроснабжения, в состав которых интегрированы ФКУ с АП для выполнения ряда функций. Разработаны теоретические положения и системный подход к структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП. Выполнено промышленное внедрение ФКУ с АП в соответствии с разработанными методами и алгоритмами.

**Апробация.** Основные положения и результаты работы докладывались и получили положительную оценку на международных конференциях: Международная конференция «IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus)», 2019-2020 г., Санкт-Петербург; Международная научная конференция «Энергетика, экология и строительство» (EECE 2019), 2019 г., Санкт-Петербург; Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям «International multi-conference on industrial engineering and modern technologies, FAREASTCON», 2018-2020 г., Владивосток; Международная научно-техническая конференция «Динамика систем, механизмов и машин» (Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines, Dynamics), 2016-2017 г., Омск; 10-ая Международная конференция «Качество электроэнергии и надежность электроснабжения» (2016 Electric Power Quality and Supply Reliability, PQ 2016), 2016 г., Таллин; 15 Международный симпозиум по проблемам избыточности в информационных и управляющих системах (REDUNDANCY 2016), 2016 г., Санкт-Петербург; Международная научно-техническая конференция «Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-2016», 2016 г., Саратов; Международная научная конференция ассоциации открытых инноваций FRUCT (Conference of Open Innovation Association, FRUCT), 2017 г., Санкт-Петербург; Международная научно-техническая конференция «Пром-Инжиниринг», 2017 г., Челябинск; 2018 г., Москва; Международная научно-техническая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики», 2017-2020 г., Санкт-Петербург; XIII международная конференция по электромеханике и робототехнике «Завалишинские чтения», 2018 г., Санкт-Петербург; Международная конференция «Информационные технологии в бизнесе и производстве», 2018-2020 г., Новосибирск; II Всероссийская научная конференция «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса». 2018 г., Санкт-Петербург; XIV Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле», 2019 г., Москва; II и III международная научно-практическая конференция «Промышленная безопасность предприятий минерально-сырьевого комплекса в XXI веке», 2016 г., 2018 г., Санкт-Петербург.



# ГЛАВА 1. НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОБЛЕМА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

## 1.1. Общая характеристика проблемы

В современных экономических условиях ключевым фактором модернизации промышленного производства является комплексное внедрение энергосберегающих технологий и повышение энергетической эффективности [25-28]. В связи с этим был принят Федеральный Закон № 261-ФЗ, целью которого является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Закон призван на государственном уровне регулировать аспекты энергосбережения и энергетической эффективности. В 2009 г. Правительством РФ была утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, где отражена необходимость внедрения комплексных технических и организационных мероприятий по повышению надежности и эффективности энергосистем [357]. В 2018 г. принято Постановление Правительства РФ № 371, где также указано о необходимости комплексного подхода при внедрении энергоэффективных и энергосберегающих мероприятий [265]. Указанные документы служат основой правовой базы для внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий для комплексной модернизации всех сфер производства [114], включая мероприятия по повышению КЭ.

На настоящий момент основной вклад в суммарный объем промышленного производства РФ вносят предприятия минерально-сырьевого комплекса (МСК) по добыче, переработке и транспортировке твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых. «При этом расходы на различные виды энергии составляют около 50 % от себестоимости добытого полезного ископаемого» [5-9, 25-28]. «Технологические процессы на предприятиях МСК весьма энергоемки, при этом энергетическая составляющая может составлять 10-40% и более от общего объема затрат» [25-28]. «Например, в условиях нефтегазодобычи энергетическая составляющая достигает 40 % и более, при транспортировке нефти и газа – 70-80 %, при производстве цветных металлов – 25-40 % при установленной мощности до 30 МВА» [5, 10-15, 58]. «Среди составляющих энергетических затрат значительна составляющая затрат, связанных с потреблением,

распределением и преобразованием электрической энергии» [1, 45, 46, 50, 54, 57, 59]. Поэтому именно с предприятий данного сектора наиболее целесообразно осуществлять и внедрять мероприятия по энергосбережению и энергетической эффективности.

С технической точки зрения мероприятия по энергосбережению и энергетической эффективности можно разделить на три группы: энергетические, технологические и комбинированные [16]. Энергетические мероприятия связаны с модернизацией сетей, по которым энергия передается к потребителю, изменением режимов их работы и пропускной способности для более эффективной передачи и распределения энергии технологическим потребителям [16-20]. Технологические мероприятия включают изменение параметров и режима работы технологического процесса предприятия, замену того или иного технологического оборудования на более экономичное с точки зрения уровня потребления энергии. При этом энергетические сети остаются без изменений. Комбинированные мероприятия включают в себя изменение структуры, параметров, режимов работы, как энергетической сети, так и технологического процесса предприятия [21-24, 347-352].

Таким образом, технологические и энергетические мероприятия по энергосбережению и энергетической эффективности могут внедряться по отдельности и совместно. Если сравнивать эффективность и степень применимости энергетических и технологических мероприятий, то очевидно, что первые обладают большей универсальностью, чем вторые. Технологические мероприятия, разработанные в условиях одной отрасли, могут быть неприменимы в другой отрасли промышленности. Энергетические сети с этой точки зрения обладают более высокой степенью унификации, поэтому наиболее эффективным представляется внедрение энергетических мероприятий по энергосбережению и энергетической эффективности [1, 100, 114, 115, 180, 347-352].

В настоящее время, согласно директивам законодательных актов и результатам отечественных и зарубежных научных исследований [25-28, 357, 377, 379, 380, 385, 388, 397, 398, 406, 408, 409, 486], «существующие и перспективные мероприятия по повышению уровня энергосбережения и энергоэффективности направлены на решение двух основных задач: поиск новых источников энергии и повышение эффективности использования существующих источников. В первом случае на передний план выступают технологии и принципы РГ от альтернативных и возобновляемых источников энергии» [359, 361, 367, 372, 400, 404, 413, 425, 499, 504-509]. «Во втором случае речь идет о повышении эффективности и оптимизации по заданному набору критериев использования

как электрической сети в целом, так и отдельных ее элементов в частности» [63, 100, 160, 215, 216, 221, 240, 510-518].

«При внедрении альтернативных и возобновляемых источников энергии, таких как ветроэнергетические установки (ВЭУ), фотоэлектрические станции (ФЭС) и микрогазотурбинные установки (МГТУ), работающие на попутном нефтяном газе (ПНГ) растет количество НН в электрической сети, что негативно влияет на уровень КЭ и ЭМС электрооборудования» [1, 12, 25, 51, 138, 159, 172, 176, 290]. ЭТК ВЭУ, ФЭС и МГТУ, работающих на ПНГ, содержат силовые АП, являющиеся основным источником ВГС тока и напряжения, что ведет к снижению ПКЭ в части уровня искажения синусоидальности формы кривых тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [34, 36, 38, 101, 148]. «Таким образом, как в условиях традиционных централизованных энергосистем (ЦЭС), так и в условиях РГ, а также при их параллельной работе в рамках комбинированных СЭС, проблема повышения КЭ и обеспечения ЭМС электрооборудования остается актуальной» [25-29, 163, 166-170, 256, 303].

«С другой стороны, силовые АП являются ключевым элементом систем частотно-регулируемого электропривода (ЧРП) технологических установок» [47, 48, 355, 356], «которые являются основным видом НН в условиях НПП, и оказывают наибольшее влияние на ПКЭ, а также основным способом коррекции ПКЭ в составе активных многофункциональных устройств (активные фильтры и иные компенсаторы)» [139, 169, 181, 203-210].

В настоящее время существует ряд устройств коррекции ПКЭ с АП и ФКУ, такие как ПСАФ, ПАФ, АВ, статические тиристорные компенсаторы (СТК), устройства СТАТКОМ, ДКИН, универсальные компенсаторы (УК) [347-351]. Данные устройства позволяют корректировать какой-либо определенный ПКЭ или определенную совокупность ПКЭ с разной степенью эффективности в качестве отдельно подключаемых систем коррекции ПКЭ [389-393]. Например, известны результаты исследований [103-112, 259-263, 319], где показана возможность ограничения уровня ВГС потребляемого тока, путем совершенствования алгоритма функционирования АВ в составе системы ЧРП. Также известны результаты исследований по интеграции СТАТКОМ в ЭТК ВЭУ [133-134, 252-254] для минимизации гармонических искажений. «Для каждого из перечисленных устройств разработано большое число алгоритмов управления на базе тех или иных известных теорий и методов [74, 78, 86, 89-90], описаны методики их применения в конкретных условиях» [41]. Известен ряд теорий и

методов анализа составляющих токов и полной мощности в несинусоидальных режимах [320, 375, 394-396, 399, 402, 403, 407, 424, 444, 445, 484, 485, 529, 530], каждая из которых имеет ряд достоинств и недостатков. Однако на настоящий момент не существует единых теоретических положений и методологии структурного и параметрического синтеза ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в ЦЭС, РГ и комбинированных СЭС промышленных предприятий [1].

Следовательно, АП широко представлены в современных ЭТК промышленных СЭС, как со стороны источников, так и со стороны нагрузки, а также в виде отдельных устройств коррекции ПКЭ [138, 164-178], что обуславливает необходимость и целесообразность использования АП в качестве основы для создания и системного применения многофункциональных устройств повышения КЭ.

Согласно результатам исследований [453, 458], тепловые потери в электрических машинах электромеханических комплексов с частотно-регулируемым электроприводом (ЧРП), обусловленные несинусоидальностью формы кривой напряжения и тока, достигают 20 % [189, 453, 458], что негативно сказывается на сроке службы изоляции обмоток, повышает уровень вибрации [314-318] и шума. Учитывая, что электрические машины являются основным технологическим потребителем электроэнергии во всех отраслях промышленности, включая объекты НГП, проблема эффективной коррекции ПКЭ в части уровня несинусоидальности тока и напряжения также является актуальной [41-43, 52, 118, 119, 162, 239, 251, 405, 487, 500-503, 519, 523-526].

Поэтому одним из наиболее актуальных и перспективных направлений в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на предприятиях любой отрасли промышленности, включая НГП, является создание методов и средств повышения КЭ и обеспечение ЭМС электрооборудования, путем структурного и параметрического синтеза, а также комплексного внедрения многофункциональных ЭТК фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) с АП для коррекции ПКЭ [280, 291, 426, 449].

## **1.2 Влияние качества электрической энергии на электрооборудование электротехнических комплексов**

### ***Высшие гармонические составляющие тока и напряжения***

Достоверно известно и отражено во многочисленных отечественных и международных научно-технических публикациях [119, 352, 483, 499-519], что ВГС тока и

напряжения оказывают негативное воздействие на различные типы электрооборудования. Такие воздействия определяются типом подключенной НН, ее мощностью, режимом работы, а также наличием ВГС напряжения со стороны предвключенной сети, и разделяются на два типа: мгновенные и длительные воздействия [119, 377, 388].

Длительные воздействия связаны с повышением температуры обмоток и токоведущих частей электрооборудования [119, 376, 388], включая перегрузку нейтрального проводника в четырехпроводных системах. При этом дополнительные потери энергии в электрооборудовании зависят от уровня и порядка ВГС [149, 150], что отражено специальными интегральными коэффициентами [352]:

$$k_1 = \sum_{n=2}^{\infty} U_n^2 \frac{\sqrt{n} + \sqrt{n \pm 1}}{n^2}; \quad k_2 = \sum_{n=2}^{\infty} \frac{U_n^2}{n\sqrt{n}}; \quad k_3 = \sum_{n=2}^{\infty} \sqrt{n} I_n^2; \quad k_4 = \sum_{n=2}^{\infty} n U_n^2.$$

Основными мгновенными воздействиями ВГС тока и напряжения являются: повышенные вибрация и шум при работе СТ и вращающихся ЭМ [187], помехи при работе систем защиты, управления, автоматики и связи, а также резонансные явления [377, 388]. Электродинамические силы и магнитные поля в СТ и вращающихся ЭМ создаются за счет токов, протекающих в их обмотках. Если эти токи содержат ВГС, создаются пульсирующие магнитные поля и электромагнитные моменты (ЭММ), вызывающие дополнительную вибрацию и шум при работе СТ и ЭМ [19, 22]. Данные факты также связаны с понятием «электрохимическая совместимость электрооборудования», которое подробно раскрыто в научных трудах [119, 267, 268].

Определены закономерности изменения кратности снижения срока службы  $\gamma$  в зависимости от суммарного коэффициента гармоник напряжения  $k_U$  [149, 150] для различных электроустановок, полученные по результатам экспериментальных исследований в сетях НПП [297, 298]. Данные закономерности показывают, что с ростом уровня ВГС напряжения наиболее интенсивнее срок службы уменьшается для СТ и КУ. При этом срок службы ЛЭП практически не меняется. Таким образом, с точки зрения негативного влияния ВГС на срок службы, наиболее чувствительными типами электрооборудования в условиях НДП являются КУ и СТ.

Параметры несинусоидальных режимов, присутствующих в электрических сетях и имеющих различную причину возникновения, определяют характер негативного воздействия ВГС на электроустановки, требования к техническим средствам и решениям по компенсации ВГС. В условиях комбинированных СЭС, когда происходит изменение режима

энергообеспечения в аварийных ситуациях, а также связанное с этим количество и тип подключенной нагрузки, технические средства и решения по компенсации ВГС должны обладать свойством многофункциональности, гибкости и адаптивности к непрерывно меняющейся совокупности факторов [81, 489, 495]. В этом случае на передний план выступают ФКУ с АП повышения КЭ, соответствующие всем указанным требованиям.

### ***Отклонения напряжения***

Результаты комплексного анализа фактических графиков напряжения в распределительных электрических сетях предприятий МСК [121-130, 305-313] показали, что при наличии отклонений напряжения на границах раздела электрических сетей поставщика и потребителя в соответствии с ГОСТ 32144-2013 обеспечить оптимальные по установленным критериям режимы напряжения у линейной нагрузки (ЛН) и НН с использованием традиционных методов, включая известные средства группового и местного регулирования, сосредоточенные в одной точке сети, не представляется возможным. Это связано в первую очередь с неравномерностью распределения узлов с ЛН и НН вдоль питающих линий и по всей распределительной сети, что требует внедрения более новых и многофункциональных устройств, включая ФКУ с АП [130].

Управление режимом напряжения в конце ЛЭП при заданной нагрузке может осуществляться следующими методами [310]: регулирование напряжения в начале ЛЭП; регулирование коэффициента трансформации СТ, включенного в начале ЛЭП; изменение индуктивного сопротивления ЛЭП (продольная емкостная компенсация), изменения активного сопротивления ЛЭП; изменение потока реактивной мощности в ЛЭП (поперечная емкостная компенсация).

Во научных исследованиях [311] дана оценка эффективности методов управления режимом напряжения и представлено их ранжирование на базе результатов моделирования в условиях вариации многочисленных факторов. Выявлены величины регулирующих эффектов в условиях вариации многочисленных факторов [312, 313] (см. таблицу 1.3), которые показывают, что в порядке убывания ранга «наиболее эффективными способами регулирования напряжения в конце ЛЭП  $U_2$  являются изменение коэффициента трансформации  $K_T$ , изменение напряжения в начале участка  $U_1$ ,

изменение потока реактивной мощности  $Q_0$ , изменение индуктивного сопротивления участка  $X_{сэс}$  [311-313].

Таблица 1.3

Данные по регулирующим эффектам и потерям напряжения

№	Независимые	Регулирующие эффекты		$\Delta U_2$	
	Переменные	min	max	min	max
1	$K_T$	1,002	1,415	0,3006	0,3822
2	$U_1$	0,969	1,270	0,2906	0,3476
3	$Q_0$	0,076	0,325	0,0330	0,2047
4	$X_{сэс}$	0,200	1,958	0,0218	0,1938
5	$P_0$	0,0087	0,155	0,0061	0,0758
6	$R_{сэс}$	0,075	1,945	0,0015	0,0447

Наиболее распространенными потребителями для условий НПП являются АД с короткозамкнутым ротором, которые как самые энергоемкие и наиболее ответственные электроприемники (ЭП), реализуют все основные стадии технологического процесса [121-124]. В условиях НПП на характеристики АД оказывает влияние целый ряд факторов, среди которых ключевое место занимает отклонение уровня напряжения от номинального значения [125]. В случае длительного снижения напряжения механическая характеристика АД изменится и произойдет ухудшение производительности технологического оборудования [126-130], кроме того, запуск АД при пониженном напряжении ( $U_2$ ), когда скольжение близко к 1, невозможен.

Таким образом, величина напряжения оказывает непосредственное влияние на значение электромагнитного момента АД, степень снижения срока службы, уровень потерь энергии в обмотках, вероятность опрокидывания АД [311-313].

Таким образом, для обеспечения устойчивой работы АД и технологического оборудования необходимо предусматривать эффективные multifunctional технические средства для управления режимом напряжения в узлах нагрузки. Данные средства должны обладать свойством адаптивности к меняющемуся характеру режима энергопотребления в зависимости от стадий технологического процесса. Также с развитием технологий комбинированного электроснабжения (ЦЭС + РГ), помимо использования регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), как способа централизованного

регулирования, необходимо предусматривать методы местного регулирования [33] в особенности для сетей сложной конфигурации, в роли которых могут выступать ФКУ с АП.

### ***Несимметрия питающей сети и подключенной нагрузки***

Несимметричные режимы, возникающие в трехфазных системах, могут быть длительными, обусловленными наличием несимметрии в элементах электрической сети, и кратковременными из-за аварийных процессов в СЭС [196, 197].

Причины несимметрии могут исходить от источников питания, неполнофазных режимов элементов электрических сетей, ЭП с различными нагрузками по фазам. Как правило, практически все реальные мощные потребители электроэнергии работают в режимах пофазной асимметрии нагрузок при больших величинах ВГС тока вследствие нелинейности их характеристик. Аналогичное справедливо при пофазной загрузке производственных сетей преимущественно по причине влияния импульсных источников питания персональных компьютеров, неравномерной загрузки сетей и др. Из-за этого повышаются потери энергии в СЭС и возникают значительные искажения формы напряжения, ухудшающие условия работы других ЭП [95, 96, 136, 196, 197].

Большое количество ЭП, подключенных к сетям низкого напряжения, могут быть однофазными со случайными графиками нагрузок. При этом различают два вида несимметрии токов: неслучайную несимметрию определяемую неравномерным подключением ЭП по фазам, а также вероятностную несимметрию, вызванную случайными событиями.

Несимметрия также подразделяется на продольную, связанную с пофазным отключением ЛЭП и СТ, и поперечную, обусловленную несимметрией нагрузок по фазам [136, 196, 197].

В общем случае несимметрия в СЭС может быть представлена по методу симметричных составляющих или, как часто упоминается в зарубежных научно-технических публикациях, преобразованиях Фортескью. Исходя из этого, любая несимметрия характеризуется уровнем составляющих обратной или нулевой последовательности, что в частности отражено в ГОСТ 32144-2013 в виде соответствующих коэффициентов [136, 148, 196, 197].

Основным негативным влиянием несимметрии является значительное снижение срока службы вращающихся ЭМ и СТ. Например, при длительной работе АД с



коэффициентом несимметрии по обратной последовательности от 2 до 4 %, срок службы АД снижается в среднем на 10...15 %, а если АД работает при номинальной нагрузке, срок службы может снизиться вдвое. Причина этого - дополнительный нагрев за счет расхода дополнительной электроэнергии, что также снижает к.п.д. электрооборудования. При этом частота вращения АД несколько снижается, возрастают вибрация вала и шум. Исходя из этого, полная загрузка АД допускается только при коэффициенте несимметрии по обратной последовательности напряжения не более 1 %. При 2 % загрузка должна быть снижена до 96 %, при 3 % – до 90 %, при 4 % – до 83 % и т.д. [136, 196, 197].

Несимметрия служит причиной нарушений в работе трехфазных силовых выпрямителей. Из-за разности фазных напряжений значительно увеличиваются пульсации выпрямленного напряжения. Несимметрия также оказывает отрицательное воздействие на режим импульсно-фазового управления силовыми тиристорными преобразователями. При несимметрии напряжений происходит неравномерная загрузка КУ по фазам, что увеличивает несимметрию нагрузки, генерируя большую реактивную мощность в тех фазах, где выше напряжение и меньше нагрузка. Системы освещения функционируют в ненормальных условиях, так как часть ламп работает с пониженным световым потоком, а другая часть - быстро перегорает, из-за разности напряжения по фазам.

Проведенные аналитические и экспериментальные исследования подтверждают [486], что в сетях низкого напряжения в нормальном режиме токовая несимметрия является постоянно действующим фактором. В случае подключения НН возникает дополнительная несимметрия, обусловленная ВГС. При симметричном режиме токи ВГС порядка  $3k+1$  ( $k$  – любое целое число) составляют прямой порядок чередования фаз, токи ВГС  $3k+2$  – обратный и  $3k$  – нулевой. Если система фазных токов каждой из ВГС становится несимметричной по амплитуде и фазе и может быть представлена в виде симметричных составляющих всех трех последовательностей, полагают, что присутствует несимметрия ВГС тока. Исходя из этого при разложении несимметричных ВГС наличие обратной и нулевой последовательностей будет характеризовать несимметрию ВГС  $3k+1$ , наличие прямой и нулевой – несимметрию ВГС  $3k+2$ , а прямой и обратной – несимметрию ВГС, кратных трем. Поэтому при наличии нулевой или обратной последовательностей в трехфазных сетях при наличии НН возникает сдвиг тока по фазам – несимметрия ВГС тока.

Для уменьшения влияния несимметрии напряжения производится симметрирование напряжения, при этом специальные дополнительные симметрирующие устройства

используются лишь в тех случаях, когда оказываются недостаточными следующие меры [136, 196, 197]: подключение несимметричных нагрузок на участках сети с возможно большей мощностью КЗ; выделение несимметричных нагрузок значительной мощности на отдельные СТ; равномерное распределение однофазных нагрузок по всем фазам [486].

Равномерное пофазное распределение нагрузок не всегда обеспечивает несимметрию напряжений в допустимых пределах. Это связано с тем, что ряд электротермических установок по условиям технологического процесса и эксплуатации находится в работе непостоянно. При наличии несимметрии ( $K_{2U}$  более 2 %) и при недостаточной эффективности принятых решений осуществляется симметрирование нагрузки дополнительными симметрирующими устройствами, которые выполняют следующие функции: симметрирование нагрузок и компенсация реактивной мощности [211-213].

Пассивные симметрирующие устройства классифицируются на управляемые и неуправляемые, исходя из показателей графиков электрической нагрузки. На данный момент создано значительное число структур пассивных симметрирующих устройств с электрическими и электромагнитными связями между элементами. При резкопеременной нагрузке с меняющейся несимметрией по фазам и, кроме того, генерирующей ВГС, пассивные устройства не способны эффективно реализовать симметрирование. Примерами таких нагрузок могут служить дуговые и рудотермические печи, сварка, железнодорожный транспорт на переменном токе. Это обычно мощные потребители и проблема повышения КЭ в питающих сетях таких потребителей важна и актуальна [132, 192, 193, 207-209].

Для повышения КЭ и одновременно компенсации реактивной мощности можно использовать многофункциональные фильтросимметрирующие устройства (ФСУ). ФСУ построено на основе СТК, тиристорных ключей, линейных реакторов и регулируемых КУ. ФСУ обладают достаточным быстродействием, защищены от ВГС и не содержат вращающихся частей. Указанные обстоятельства делают ФСУ более предпочтительными, чем быстродействующие синхронные компенсаторы и нерегулируемые КУ. Также в качестве ФСУ необходимо рассматривать ФКУ с АП. При этом источник возникновения несимметрии определяет требования к ФКУ с АП в части выбора системы управления, способа и точки подключения к компенсируемой сети [136, 196, 197].

### 1.3. Существующие типы активных преобразователей для повышения качества электрической энергии

Принцип традиционных неактивных технических средств и решений, направленных на коррекцию ПКЭ, таких как пассивные ФКУ, сглаживающие реакторы, специальное соединение обмоток СТ, вольтодобавочные СТ и другие, заключается в изменении сопротивления, подавлении ВГС определенного порядка до заданной величины и сдвиге их фазы на  $180^\circ$  [388].

АП повышения КЭ – это статические электротехнические устройства, в основе которых лежат, по меньшей мере, один АП переменного/постоянного тока или преобразователь частоты (ПЧ), один накопительный элемент, один входной/выходной ПФ и система управления. При этом режим работы силовых элементов АП определяется алгоритмом, заложенным в систему управления в зависимости от основного функционального назначения АП. Это обобщающее определение применимо к абсолютному большинству существующих и технически реализованных АП, которые классифицируются по следующим основным признакам [281-283]: числу АП, режиму работы АП (выпрямитель, инвертор); пульсности АП (шестипульсный, двенадцатипульсный и т.д.), типу АП с точки зрения характера генерируемой выходной величины (источник тока или напряжения заданной величины и гармонического состава); режиму повышения КЭ (подавление ВГС тока или напряжения, компенсация провалов, отклонений, несимметрии напряжений и т.д.); возможности соединения с пассивными элементами или пассивными ФКУ; виду накопительного элемента; возможности повышения коэффициента мощности первой гармоники.

АП повышения ПКЭ на основе различного типа силовых статических преобразователей, построенных на базе современных силовых полупроводниковых приборов IGBT, IGCT, IEGT, GTO и GCT, обеспечивают более эффективную компенсацию ВГС тока и напряжения, коррекцию коэффициента мощности сети, управление режимом напряжения и устранение несимметрии по иному принципу. Среди основных известных типов АП коррекции реактивной мощности, несимметрии, ВГС тока и напряжения сети и устройств на их основе следует выделить ПСАФ и ПАФ, АВ, СТАТКОМ и ДКИН [30, 40, 71, 75].

## Основные типы активных фильтров

Активный фильтр (АФ) – это АП переменного/постоянного тока, который генерирует методами широтно-импульсной модуляции (ШИМ) ток или напряжение заданной величины и гармонического состава в соответствии с определенным методом

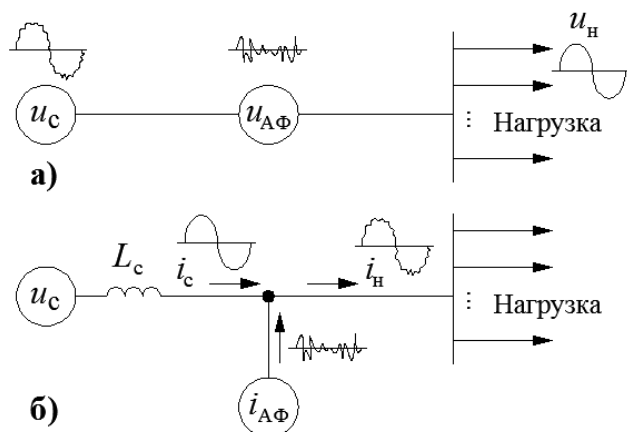


Рисунок 1.3 - Схема включения АФ: а – последовательное для АФ в виде источника напряжения  $u_{АФ}$ ; б – параллельное в виде источника тока  $i_{АФ}$

управления. На рисунке 1.3 приведены упрощенные схемы АФ в виде источника напряжения и тока [269, 270, 282].

Схема рисунка 1.3а описывается следующими уравнениями [120, 282]:

$$\begin{aligned}
 U_H(\vartheta) &= U_{1m} \sin(\vartheta - \varphi_1); \\
 U_c &= \sum_{n=1}^{\infty} U_{nm} \sin(n\vartheta - \varphi_n); \\
 U_{АФ} &= \sum_{n \neq 1}^{\infty} U_{nm} \sin(n\vartheta - \varphi_n);
 \end{aligned}
 \tag{1.45}$$

или

$$U_H(\vartheta) = U_c(\vartheta) - U_{АФ}(\vartheta),
 \tag{1.46}$$

где  $\vartheta$  – частота основной составляющей.

При предположении, что силовые ключи АФ, изображенного на рисунке 1.3а, идеальные, а подключенная нагрузка полностью линейна, справедливо следующее соотношение [79, 82-85, 282, 322]:

$$P_{АФ} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left[ \sum_{n \neq 1}^{\infty} U_{nm} \sin(n\vartheta - \varphi_n) \right] I_{Hm1} \sin(\vartheta - \varphi_{i1}) d\vartheta \rightarrow 0,
 \tag{1.47}$$

которое можно рассматривать как один из критериев оптимизации АФ по критерию минимизации потерь энергии, где  $I_{Hm1}$  и  $\varphi_{i1}$  – амплитуда и фаза тока первой гармоники тока нагрузки. Выражение (1.47) показывает, что идеализированный АФ при указанных допущениях не оказывает влияния на баланс активной мощности между источником питания и подключенной нагрузкой, однако в ряде исследований [322-327] утверждается, что АФ участвует в обмене неактивными составляющими полной мощности или «мощностью искажения» с несинусоидальным источником и НН.

Для коррекции несинусоидального тока в ТОП, обусловленного наличием НН, используются АФ, схема подключения которого приведена на рисунке 1.3б. При этом, справедливы следующие соотношения [280-283]:

$$i_n(\vartheta) = \sum_{n=1}^{\infty} I_{mn} \sin(n\vartheta - \varphi_{in}); i_{A\Phi}(\vartheta) = \sum_{n \neq 1}^{\infty} I_{mn} \sin(n\vartheta - \varphi_{in}); i_c(\vartheta) = i_n(\vartheta) - i_{A\Phi}(\vartheta) = I_{m1} \sin(\vartheta - \varphi_{i1}); P_{A\Phi} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left[ \sum_{n \neq 1}^{\infty} I_{mn} \sin(n\vartheta - \varphi_{in}) \right] U_{m1} \sin(\vartheta - \varphi_{i1}) d\vartheta = 0, \quad (1.48)$$

где  $U_{m1}$  и  $\varphi_{i1}$  – амплитуда и фаза напряжения первой гармоники сети.

Таким образом, АФ, являющийся управляемым источником напряжения заданной величины и гармонического состава, подключаемый последовательно к компенсируемой сети (см. рисунок 1.3а), называется последовательным АФ (ПСАФ). В свою очередь, АФ, являющийся управляемым источником тока заданной величины и гармонического

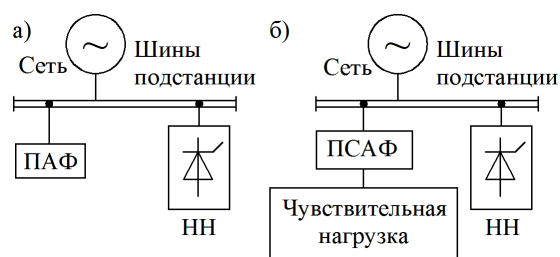


Рисунок 1.4 - Схема включения к сети с НН: а) ПАФ, б) ПСАФ

состава, подключаемый параллельно к компенсируемой сети (см. рисунок 1.3б), называется параллельным АФ (ПАФ) [377].

На рисунках 1.4.а и б для примера приведены схемы включения ПАФ и ПСАФ к сети с НН соответственно. ПСАФ в этом случае применяется для изоляции чувствительной

нагрузки от ВГС со стороны сети и НН [377].

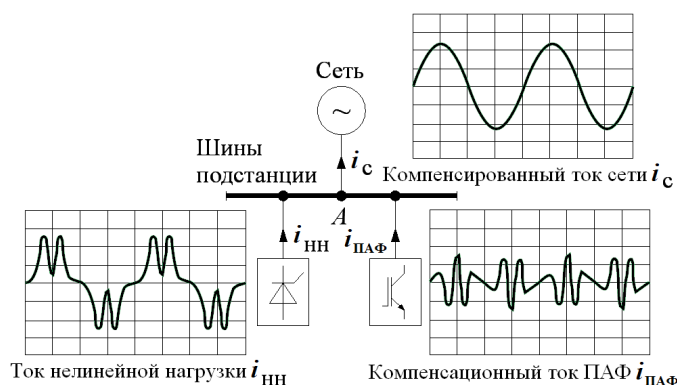


Рисунок 1.5 – Принцип работы ПАФ

На рисунке 1.5 приведен принцип работы ПАФ при компенсации ВГС тока со стороны НН. Ток точки А определяется согласно выражению [297, 300]:

$$i_c = i_{нн} + i_{ПАФ} \quad (1.49)$$

Для практических инженерных расчетов и разработке схем замещения

НН и ПАФ в ТОП можно представить в виде условной ЛН, при этом ее ток и напряжения связаны определенным коэффициентом  $k_{ЛН}$ , величина которого определяется исходя из параметров источника, подключенной НН и самого ПАФ. Если НН представлена в виде многопульсного ПЧ, то потребляемый ею ток будет следующим [99, 214, 293, 297, 298]:

$$i_{\text{нн}} = i_{1\text{нн}} + \sum_{k=1}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}), \quad (1.50)$$

где  $p$  – пульсность ПЧ,  $i_{1\text{нн}}$  – первая гармоника тока ПЧ.

Ток на выходе ПАФ [293, 297, 298]:

$$i_{\text{ПАФ}} = \sum_{k=1}^{k_{\text{max}}} (i_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + i_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)), \quad (1.51)$$

где  $k_{\text{max}} = \frac{n_{\text{max}} \mp 1}{p}$ ,  $n_{\text{max}}$  – максимальный порядок ВГС, подавляемый ПАФ. При этом в более общем случае с учетом наличия ВГС тока, не связанных с подключенной НН, согласно (1.49) [99, 297, 298]:

$$i_1 + i_{\text{сг}} = i_{\text{нн}} + \sum_{k=1}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + I_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}) + \sum_{k=1}^{k_{\text{max}}} (i_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + i_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)), \quad (1.52)$$

где  $i_1$  – первая гармоника тока сети  $i_{\text{с}}$ ,  $i_{\text{сг}}$  – суммарный ток ВГС со стороны источника. При упрощении (1.52) [297, 298]:

$$i_1 = i_{\text{нн}} + \sum_{k=k_{\text{max}}}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}) - i_{\text{сг}}. \quad (1.53)$$

Учитывая наличие ВГС со стороны питающей сети коэффициент  $k_{\text{лн}}$  можно определить следующим образом [297, 298]:

$$k_{\text{лн}} = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_{\text{сг}}^2}}{I_1} = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_{\text{сг}}^2}}{\sqrt{I_{\text{нн}}^2 + \sum_{k=k_{\text{max}}}^{\infty} (I_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1})^2 + \sum_{k=k_{\text{max}}}^{\infty} (I_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1})^2 - I_{\text{сг}}^2}}, \quad (1.54)$$

где  $U_1$  – первая гармоника напряжения сети,  $U_{\text{сг}}$  – напряжение ВГС источника.

Таким образом, в соответствии с выражением (1.54) на значение  $k_{\text{лн}}$  оказывает влияние вид подключенной НН, степень присутствия ВГС со стороны источника, максимальный порядок ВГС, подавляемой ПАФ [297, 298].

При необходимости компенсации ВГС в сетях высокого напряжения ПАФ оснащается выходным СТ заданной мощности и коэффициента трансформации.

В общем случае ПАФ включает в себя силовую часть, систему управления и накопительный элемент [294-302] (см. рисунок 1.6).

Силовая часть выполнена в виде реверсивного инвертора и выходного ПФ, в самом простом случае ПФ выполняется в виде выходных дросселей. Накопительный элемент может быть чаще всего представлен в виде конденсатора, реже в виде индуктивности. Структура системы управления определяется используемым методом управления ПАФ

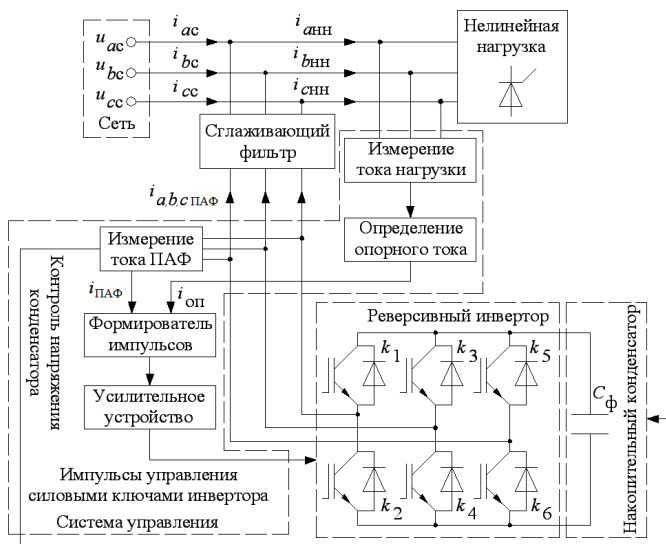


Рисунок 1.6 - Структура ПАФ

Регулирование ширины гистерезиса  $\Delta i$  таких регуляторов позволяет повысить точность обработки опорного задания по току  $i_{оп}$ , повысить быстродействие системы управления и снизить потери мощности в силовых ключах инвертора. Также ширина гистерезиса дает

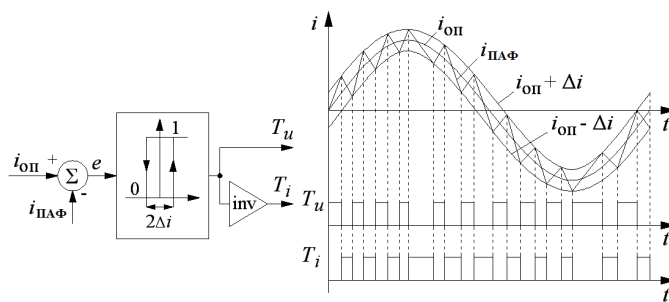


Рисунок 1.7 – Принцип работы релейных регуляторов

для повышения КЭ, но обязательными элементами являются первичные датчики тока или напряжения, синхронизирующее устройство и формирователь импульсов управления силовыми элементами инвертора. Часто подобный формирователь реализуется на базе гистерезисных (релейных) регуляторов тока, принцип работы которых приведен на рисунке 1.7. и хорошо известен [44, 53, 377, 431, 522].

возможность задать частотный диапазон спектра подавляемых ВГС. Регулирование ширины гистерезиса релейных регуляторов обеспечивает работу инвертора с переменной частотой ШИМ. Это позволяет повысить быстродействие ПАФ при выявлении спектра ВГС и генерации компенсационного тока при

динамическом характере НН [16, 19, 41, 493-496].

Основными недостатками классических АФ без каких-либо ФКУ являются их дороговизна, ограниченный набор функций по повышению КЭ, а также невозможность их применения в сети с близко расположенными КУ компенсации реактивной мощности [52].

### Активные выпрямители

Активные выпрямители (АВ) (выпрямители с единичным коэффициентом мощности, выпрямители с активным передним фронтом) - это АП, обеспечивающие

потребление электроэнергии из сети с коэффициентом мощности близким к единице [259-263, 297, 298, 377].

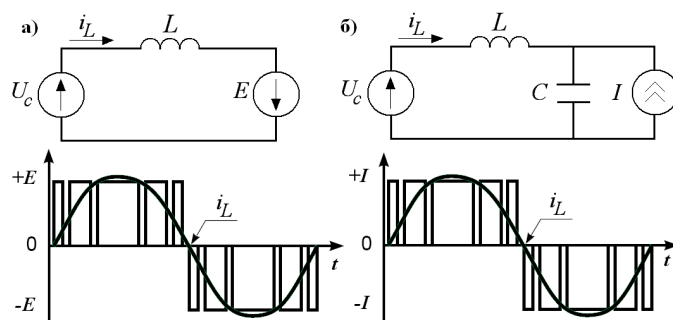


Рисунок 1.9 - Схемы замещения и формы кривых тока и напряжения АВ: а) в режиме источника напряжения, б) в режиме источника тока

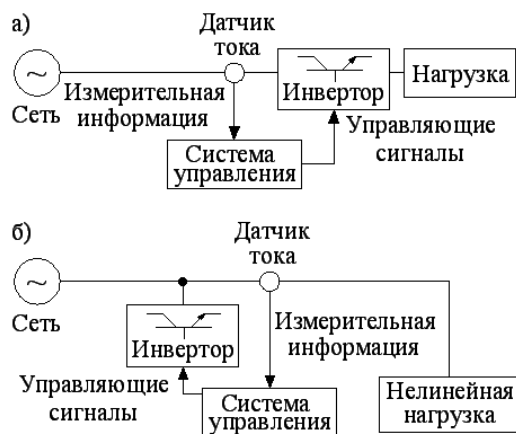


Рисунок 1.8 - Общая структура АВ (а), ПАФ (б)

функционированию АВ в режиме ШИМ и контролю системой управления напряжения на его выходе [103-112, 147, 220, 271, 297, 298, 377, 418, 442].

В режиме управляемого источника тока АВ функционирует в качестве генератора импульсного тока ( $I$ ), однако для обеспечения синусоидальности сетевого тока (см. рисунок 1.9б) необходимо наличие ПФ с параметрами, подобранными специальным образом. АВ, функционирующий в таком режиме, находит широкое применение при питании систем регулируемого ЭПД постоянного тока [103-112, 297, 298, 377].

В настоящее время АВ являются частью большинства современных ЭТК ЧРП технологических установок и комплексов. Однако, АВ также потребляют из сети ВГС тока, но их величина несколько ниже, чем у традиционных выпрямителей. На рисунке 1.8 в качестве сравнения приведены общие структуры ПАФ и АВ. При этом с точки зрения топологии

данные АП практически ничем не отличаются, принципиальная разница заключается в методах, на основе которых функционируют их системы управления [377].

АВ могут функционировать в режиме управляемых источников напряжения или тока (см. рисунок 1.9). В первом случае АВ работает в режиме генератора противо-ЭДС ( $E$ ) сети ( $U_c$ ) (см. рисунок 1.9а). При этом через сопротивление системы или участка сети протекает практически синусоидальный ток ( $i_L$ ) с малым уровнем искажения благодаря



Несмотря на указанные особенности, АВ в составе ЭТК ЧРП является одним из видов НН, при этом его наличие позволяет несколько снизить уровень ВГС тока со стороны ЭТК ЧРП. Таким образом, АВ корректно рассматривать в качестве одного из видов АП повышения КЭ [103-112, 147, 220, 271, 297, 298, 377].

Системы управления АВ способны выполнять следующие ключевые функции [259-263]: поддержание выпрямленного напряжения на заданном уровне за счет воздействия на амплитуду задания по фазным токам сети; потребление синусоидальных токов, за счет влияния на напряжение управления; задание и поддержание требуемого коэффициента мощности сети (индуктивный, емкостной или близкий к единице) также за счет влияния на напряжение управления; двухсторонний энергообмен между энергосистемами переменного и постоянного тока [259-263]. На основе АВ напряжения (АВН) разрабатываются системы электропривода (ЭПД), обладающие улучшенными параметрами по критериям минимизации энергопотребления и максимального уровня энергоэффективности [259-263, 446].

Для применения ЭПД с АВ в сетях низкого напряжения используется АВ в режиме источника тока (АВТ) [259-263, 446] на базе принципа импульсного понижающего регулятора. При этом, АВТ обеспечивает функционирование ЭПД только при постоянной нагрузке и малом быстродействии управления, так как скорость изменения выходной мощности АВ ограничивается постоянной времени входной цепи [259-263]. Эта особенность делает применение АВТ для ЭПД с высокими динамическими показателями нецелесообразным, в отличие от АВН, обладающего большим уровнем быстродействия. При этом данное качество является также и недостатком АВН, из-за их более высокой уязвимости перед быстро развивающимися аварийными процессами, поэтому применение АВН обуславливает более строгие требования к устройствам релейной защиты [259-263].

Таким образом, в рамках ЭТК ЧРП, АВ в зависимости от настройки параметров и выбора системы управления способен осуществлять коррекцию ПКЭ на входе ЭПД, в случае, когда последний является основной и единственной причиной ухудшения КЭ в рассматриваемом участке СЭС.

АВ является основным элементом ЭТК ЧРП, а не отдельным самостоятельным групповым устройством повышения КЭ, что относится к основным недостаткам АВ. Оснащение ими ЭТК ЧРП приводит к удорожанию последних особенно при их большом

количестве в электрической сети. Поэтому АВ необходимо оснащать наиболее мощные ЧРП, вносящие наиболее значительный вклад в суммарный уровень ВГС в рамках заданной промышленной СЭС. В условиях НПП ЭТК ЧРП представлены в значительном количестве и широком диапазоне мощностей. Таким образом, АВ, как частный случай ФКУ с АП, является эффективным средством повышения КЭ, но область его применения ограничивается наиболее мощными единичными источниками ВГС.

#### 1.4. Существующие устройства повышения качества электроэнергии на основе активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств

##### *Статические компенсаторы реактивной мощности*

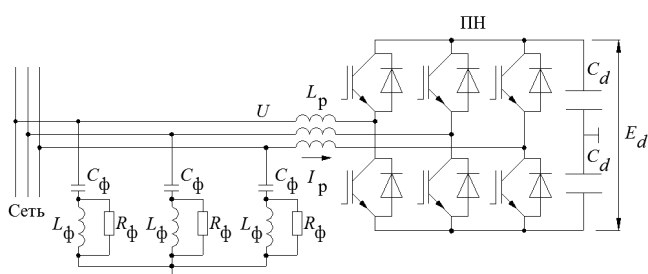


Рисунок 1.10 - Структура СТАТКОМ

Устройство статической компенсации реактивной мощности (СТАТКОМ) с точки зрения топологии максимально близко ПАФ за исключением метода управления (см. рисунок 1.10). На выходе инвертора,

который выполняет функцию преобразователя напряжения (ПН) включается широкополосный ПФ ( $C_\phi$ ,  $L_\phi$ ,  $R_\phi$ ), который настраивается на компенсацию ВГС. СТАТКОМ функционирует в режиме управляемого источника реактивного тока для коррекции коэффициента мощности в узле нагрузки. Инвертор в составе СТАТКОМ также работает в режиме ШИМ с несущей частотой  $f_{\text{ШИМ}} \approx 1$  кГц [132-137, 252-255].

Устройства СТАТКОМ также реализуют следующие функции по повышению КЭ [132-137, 252-255]: устранение колебаний напряжения в узле нагрузки путем компенсации резкопеременной реактивной мощности нагрузки  $Q_H$ ; управление режимом напряжения путем «регулирования потоков реактивной мощности в узле нагрузки или ТОП; компенсация несимметрии напряжения из-за неравномерного распределения реактивной мощности по фазам узла нагрузки; повышение устойчивости узла нагрузки благодаря тому, что при провалах напряжения СТАТКОМ функционирует как управляемый источник тока» [252], величина которого не зависит от напряжения в узле нагрузки [252].

На рисунке 1.11 приведено подключение СТАТКОМ к ЦЭС. На рисунке 1.12 приведены векторные диаграммы основных режимов работы СТАТКОМ. В режиме

потребления реактивной мощности выходное напряжение СТАТКОМ меньше напряжения сети и находится с ним в фазе. В режиме генерации – выходное напряжение СТАТКОМ больше напряжения сети и так же в фазе с ним [252].

В настоящее время серийно выпускаются следующие типы устройств СТАТКОМ.

Одноуровневые устройства типа D-СТАТКОМ, которые подключаются к шинам

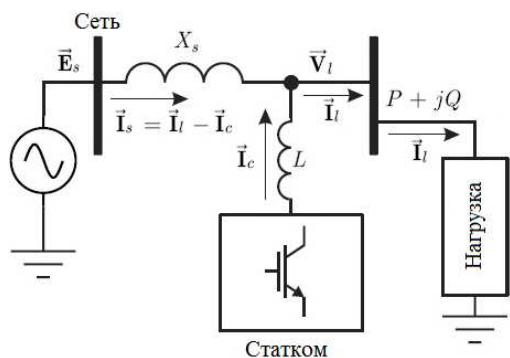


Рисунок 1.11 - Подключение СТАТКОМ к ЦЭС

6-10 кВ через понижающий СТ. Такие устройства используются в сетях промышленных предприятий и ЦЭС для решения локальных задач повышения КЭ, симметрирования нагрузки и компенсации реактивной мощности. Многоуровневые бестрансформаторные устройства СТАТКОМ непосредственно подключаются к шинам среднего напряжения 6-35 кВ. Многоуровневые устройства СТАТКОМ применяются для снижения негативного влияния на сеть резкопеременных

нагрузок большой мощности в виде дуговых сталеплавильных печей и повышения уровня динамической устойчивости в высоковольтных сетях [132-137, 252-255].

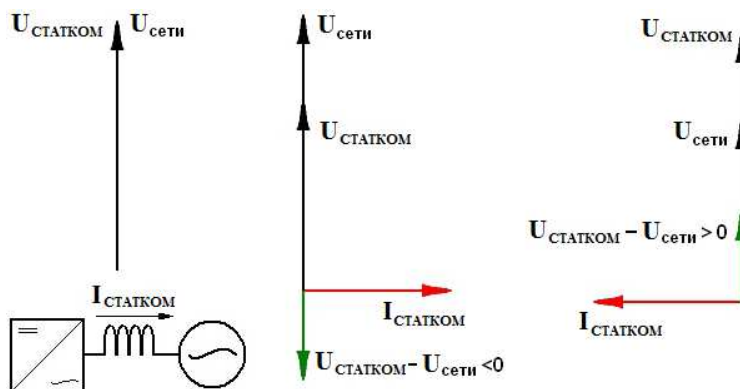


Рисунок 1.12 - Векторные диаграммы основных режимов работы СТАТКОМ

На рисунке 1.13 в качестве примера приведена структура D-СТАТКОМ, предназначенного для компенсации провалов и отклонений напряжения сети [252].

Принцип управления СТАТКОМ в этом случае основан на сравнении заданных и фактических линейных напряжений понижающего СТ, установленного на выходе СТАТКОМ, заданного и фактического напряжения звена постоянного тока, и формировании на основе этого импульсов управления силовыми ключами инвертора с учетом измерительной информации о двух фазных токах на выходе СТАТКОМ.

Между устройством СТАТКОМ и сетью происходит обмен реактивной мощностью, так чтобы отклонения заданных напряжений от фактических было минимальным в зависимости от условий применения [132-137, 252-255].

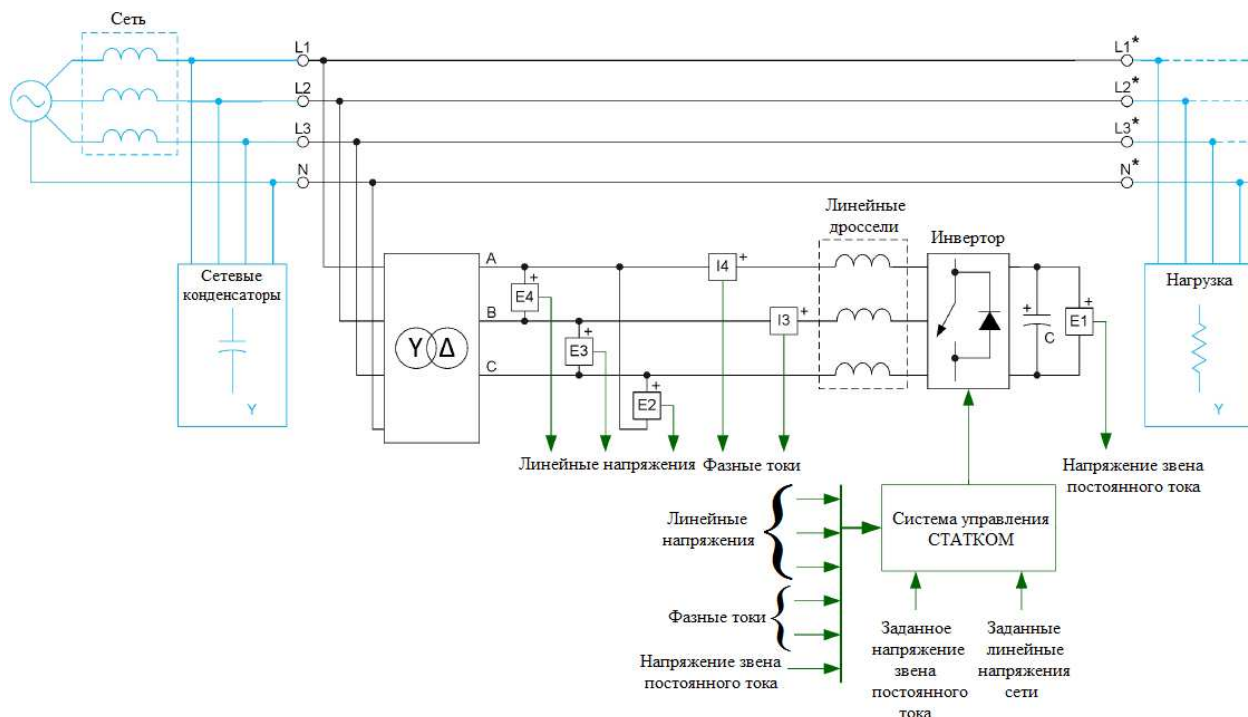


Рисунок 1.13 - Структура D-СТАТКОМ, предназначенного для компенсации провалов и отклонений напряжения сети

В случае прямого (бестрансформаторного) подключения СТАТКОМ к сетям среднего класса напряжения применяются многоуровневые АП. Одним из таких АП является АП с использованием Н-мостов. «Важнейшим достоинством данной конфигурации является ее модульность, что позволяет легко производить масштабирование СТАТКОМ при переходе к различным уровням напряжения и облегчает условия эксплуатации и обслуживания электроустановки» [252]. Такая структура приведена на рисунке 1.14.

«Для каскадного многоуровневого инвертора полное выходное напряжение является суммой выходных напряжений отдельных модулей Н-мостов. Каждое отдельное выходное напряжение получается с использованием ШИМ модуляции со сдвигом фазы коммутации для каждого моста. Особенностью данной конфигурации АП является то, что при увеличении класса напряжения, а, следовательно, и числа последовательно включенных Н-мостов, форма выходного напряжения все более приближается к идеальной синусоиде» [132-137].

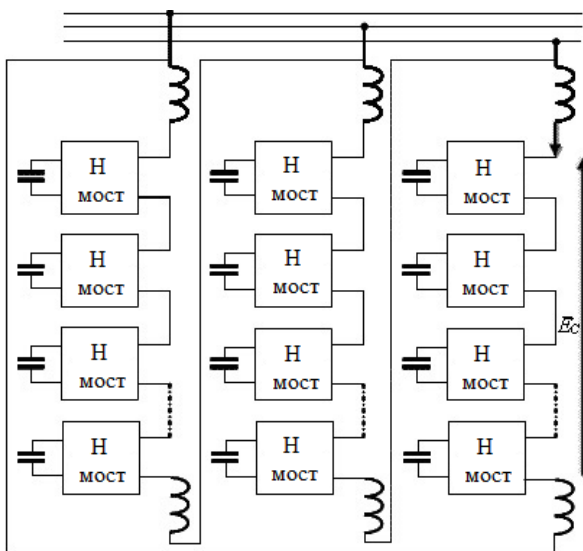


Рисунок 1.14 - Многоуровневые АП на основе Н-мостов

Основным преимуществом устройства СТАТКОМ по сравнению с традиционными синхронными компенсаторами является более высокая эксплуатационная надежность. Также по сравнению с тиристорно-реакторными группами СТАТКОМ уменьшает риск наличия резонансных явлений, обусловленных наличием КУ. Применение в составе АП полностью управляемых силовых ключей дает возможность разработки структур и схем АП с качественно новыми энергетическими параметрами и характеристиками [97, 132-137].

Сравнительный анализ параметров и характеристик устройства СТАТКОМ и традиционных компенсаторов приведены в таблице 1.5 [102, 132-137, 346].

Таблица 1.5 Сравнительные характеристики устройства СТАТКОМ и традиционных статических компенсаторов

Характеристика	СТАТКОМ	Традиционные статические компенсаторы
Вольт-амперная характеристика	Полная функциональность при пониженном напряжении	Ограниченная функциональность при пониженном напряжении
Время реагирования	0,02-0,04 с	0,04-0,06 с
Габаритные размеры	40-50% от габаритов традиционных статических компенсаторов	200-250 % от габаритов устройств СТАТКОМ
Стоимость	120-150 % от стоимости традиционных компенсаторов	66-83 % от стоимости СТАТКОМ

Данные таблицы 1.5 показывают, что двумя основными преимуществами устройств СТАТКОМ являются более высокое быстродействие и возможность надлежащего функционирования при пониженном напряжении [132-137, 346]. Однако, СТАТКОМ,

являясь частным случаем ПАФ, имеет ограниченный набор функций при более высокой стоимости относительно традиционных статических компенсаторов и пассивных ФКУ. Также к недостаткам СТАТКОМ относится их малый уровень устойчивости в случае наличия однофазных провалов сетевого напряжения.

### **Устройства динамической компенсации искажения напряжения**

Устройство СТАТКОМ способно реагировать только на реактивную составляющую полного тока сети при коррекции коэффициента мощности и регулировании напряжения,

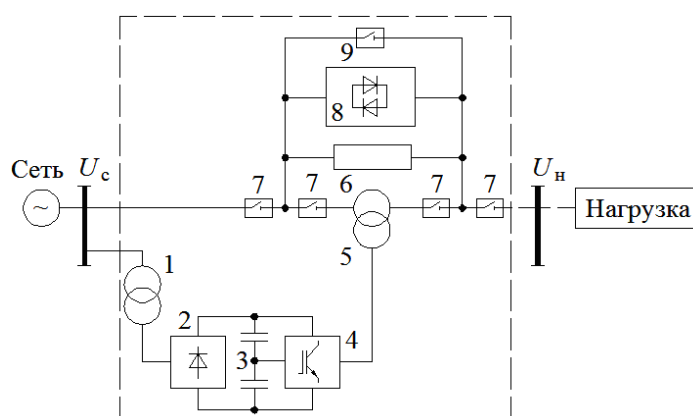


Рисунок 1.15 – Структура ДКИН

что является недостатком в определенных условиях. Устройство динамической компенсации искажения напряжения (ДКИН) лишено данного недостатка. В основе ДКИН также лежит инвертор в виде ПН, а также один или несколько СТ [30-32, 40, 132] (см. рисунок 1.15), при этом ПН подключается к компенсируемой сети

посредством вольтодобавочного трансформатора (ВДТ), который осуществляет перераспределение активной и реактивной мощности таким образом, чтобы величина добавляемого напряжения  $\Delta U$  на вторичной обмотке ВДТ полностью покрывала провал или отклонение напряжения в узле нагрузки в случае внешнего КЗ или провала напряжения в питающей сети [30-32, 40, 132, 353].

Существующие модификации ДКИН классифицируются по следующим основным признакам: входному напряжению, по мощности, по уровню компенсации напряжения: максимальный до  $0.5U_{ном}$  на выходе при входном напряжении  $U_{сети} = 0$  по одной фазе длительно, максимальный до  $U_{ном}$  в течение 2 с. по трем фазам при входном напряжении  $U_{сети} = 0$  [30-32, 40, 132].

В зависимости от условий применения и поставленных целей структура ДКИН может быть изменена как в сторону упрощения, так и в сторону усложнения.

Наиболее простая базовая структура ДКИН – ВДТ с системой управления (СУ) - приведена на рисунке 1.16а. Структура ДКИН с использованием АП, состоящего из выпрямителя и инвертора, совместно с ВДТ приведена на рисунке 1.16б [30-32, 40, 132].

Структура ДКИН с использованием силового преобразователя, состоящего из выпрямителя и инвертора, с ВДТ и АКБ приведена на рисунке 1.16в [30-32, 40, 132].

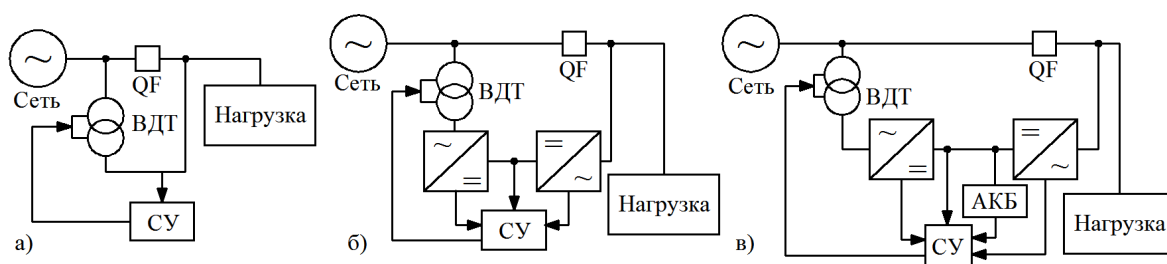


Рисунок 1.16 – Структура ДКИН а) базовая б) с ВДТ и АП; в) с ВДТ, АП и АКБ

Основные цели применения ДКИН в ЦЭС и сетях с РГ следующие [30-32, 40, 132]: обеспечение надежного и непрерывного электроснабжения потребителей за счет АП напряжения и ВДТ в случае аварийных и ненормальных режимов энергообеспечения и энергопотребления; устранение несимметрии по фазам в нормальном режиме работы, что позволяет снизить электропотребление на 3-5 %. Современные модификации ДКИН обладают следующими преимуществами: обеспечение защиты от всех типов КЗ; малое время реагирования на кратковременные прерывания и нарушения электроснабжения (не более 3 мс); уровень эффективности функционирования устройств составляет более 97,5 % при полной нагрузке; низкий уровень потребления мощности и эксплуатационных затрат; подавление колебаний напряжения, фликера и перенапряжений; синусоидальность формы кривой напряжения на выходе; высокий уровень надежности.

ДКИН при надлежащем выборе алгоритма управления способен обеспечивать следующие функции: «поддержание длительное время номинального напряжения на защищаемой нагрузке при провале напряжения глубиной до 30 %; поддержание номинального напряжения на защищаемой нагрузке при провалах глубиной от 30 до 40 % длительностью 30 с; поддержание на защищаемой нагрузке напряжения  $0,9U_{ном}$  в течение 30 с при провалах напряжения глубиной от 40 до 50 %; защиту от перенапряжений величиной до 130 %; коррекцию несимметрии напряжения со стороны сети (от СТ); уменьшение величины фликера по напряжению; автоматический режим компенсации линейных падений напряжения до нагрузки» [30-32, 40, 132].

Когда в ДКИН используется последовательный СТ для добавки к питающему напряжению, приложенному к нагрузке, в случае провалов в питающей сети, вход

выпрямителя АП подключается либо к питающей сети (см. рисунок 1.17а), или к узлу нагрузки (см. рисунок 1.17б) [30-32, 40, 132]. При этом в обеих указанных топологиях АП ДКИН состоит из выпрямителя и инвертора, выходное напряжение которого подается при провалах напряжения сети на обмотку последовательного СТ.

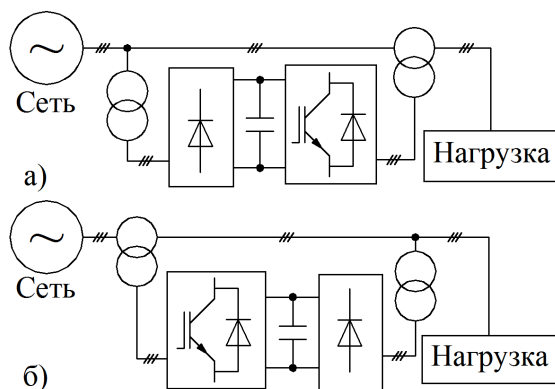


Рисунок 1.17 – Структуры ДКИН с последовательным добавлением напряжения и подключением входа со стороны сети (а) и нагрузки (б)

Системы управления ДКИН, указанных на рисунке 1.17, реализуют следующие задачи: «обнаружение возмущения напряжения и определение, превышены ли пределы на возмущения и требуется ли компенсация» [30-32, 40, 132]; размыкание выключателя между питающей сетью и нагрузкой; включение АП, который прикладывает к нагрузке недостающее напряжение.

На рисунке 1.18 приведена базовая структура системы управления ДКИН, где реализованы все указанные выше функции [132].

Трехфазное напряжение сети  $U_s$  преобразуется в две составляющие – прямое напряжение  $U_d$  и ортогональное напряжение  $U_q$ . При сбалансированных напряжениях в сети  $U_d = 1$ , а  $U_q = 0$ . Схема ФАПЧ определяет сетевое напряжение  $U_s$  и вычисляет фазовый угол  $\theta_s$ , который используется при преобразовании  $U_s$  [98, 488].

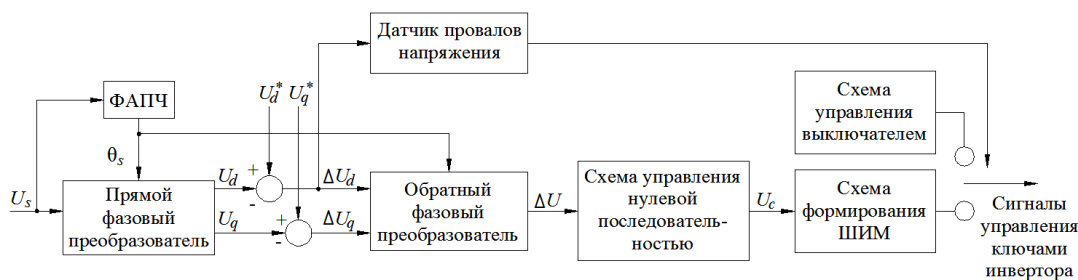


Рисунок 1.18 – Базовая структура системы управления ДКИН

Напряжения  $U_d$  и  $U_q$  сравниваются с опорными напряжениями  $U_d^*$  и  $U_q^*$  для получения напряжений ошибки  $\Delta U_d$  и  $\Delta U_q$ , которые показывают уровень отклонения сетевого напряжения от синусоидальной формы и номинальной амплитуды. Датчик провала или отклонения напряжения определяет степень превышения значением  $\Delta U_d$  заданной величины, например на 3 %. При этом схема дает команду на размыкание выключателя и подает управляющие импульсы на силовые ключи инвертора.



Напряжения ошибок  $\Delta U_d$  и  $\Delta U_q$  поступают на обратный фазовый преобразователь, который совместно с инвертором формирует набор напряжений компенсации [98, 488].

Основным недостатком ДКИН также является их относительно высокая стоимость, обусловленная наличием СТ и АП.

### ***Источники бесперебойного питания***

На рисунке 1.19а приведена структурная схема источника бесперебойного питания (ИБП) с двойным преобразованием энергии и его включение в СЭС ответственной по критерию устойчивости и непрерывности технологического процесса нагрузке [17, 18, 20].

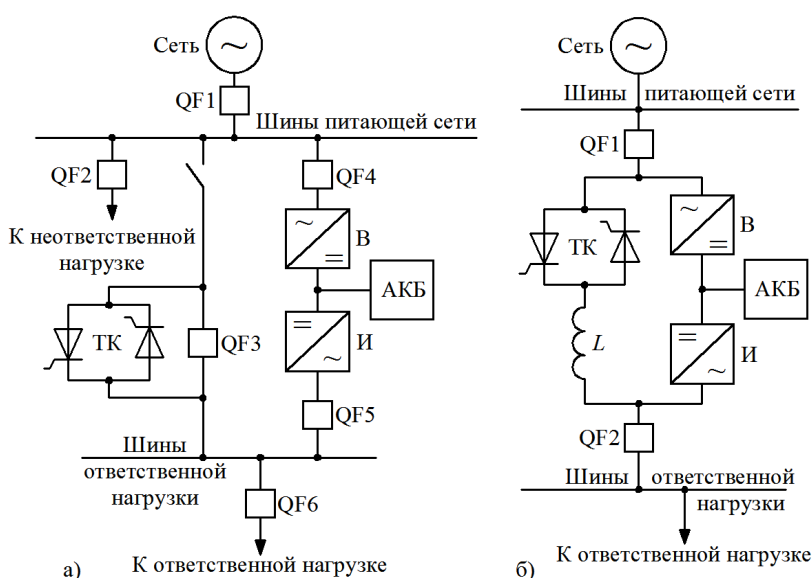


Рисунок 1.19 – Структура ИБП: а) с двойным преобразованием энергии; б) дифференциального

«Основными элементами ИБП являются: инвертор (И); аккумуляторная батарея (АКБ) для питания инвертора при отсутствии электроснабжения со стороны сети; зарядное устройство на основе выпрямителя (В), служащее как для поддержания АКБ в заряженном состоянии, так и для питания инвертора при наличии напряжения со стороны источника» [17, 18, 20];

цепь для питания нагрузки напрямую от сети при отказе ИБП, дополнительная цепь для проведения текущих ремонтных работ с ИБП, тиристорный коммутатор (ТК) [17, 18, 20].

Зарядное устройство (В) и инвертор (И) выполняется на базе современных мощных полупроводниковых приборов GTO, GCT и IGBT. Для формирования синусоидального тока, потребляемого выпрямителем от сети, применяется ШИМ. Синусоидальное выходное напряжение инвертора создается также с использованием ШИМ. Подавление высокочастотных ВГС выполняется с помощью ПФ или маломощных АФ [17, 18, 20].

На рисунке 1.19б показана структура ИБП, где применен дифференциальный способ функционирования. В этом случае АКБ и инвертор прикладывают к нагрузке

разность между номинальным питающим напряжением и сетевым напряжением. «ИБП с такой топологией обладают большим КПД, чем источники с двойным преобразованием, поскольку энергия в нагрузку поставляется напрямую из сети почти все время. При этом мощность инвертора и емкость АКБ определяются возможной продолжительностью провалов и прерываний напряжения в СЭС» [17, 18, 20, 49].

В настоящее время ИБП используются для безаварийного завершения технологических процессов без какой-либо функции по повышению КЭ. ИБП, имеющие в своей основе АП, являются многофункциональными устройствами, однако на настоящий момент не рассматривается их системное применение в составе ЭТК ФКУ с АП для повышения КЭ.

### *Универсальные компенсаторы*

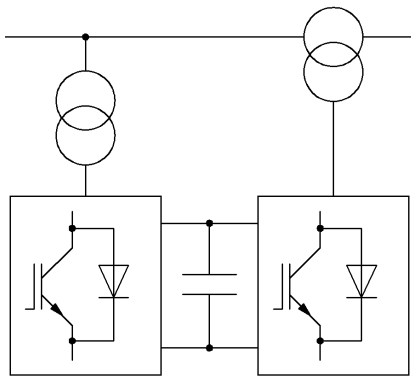


Рисунок 1.20 – Структура УК на основе СТАТКОМ и ДКИН

В настоящее время основной концепции универсального компенсатора (УК) является совместное использование устройств СТАТКОМ и ДКИН, или их аналогов (см. рисунок 1.20). Подобный УК должен выполнять следующие основные задачи: управление режимом напряжения; суммирование или вычитание напряжений, фазированных за счет поперечной компенсации [160, 180, 347-351].

Выполнение данных функций связано с работой следующих устройств по коррекции коэффициента мощности: устройство поперечной компенсации (СТАТКОМ) за счет управления поперечным АП с его переводом в режим поглощения или возврата реактивной мощности, при поддержании постоянного уровня напряжения; устройство продольной компенсации (ДКИН) за счет добавки напряжения с фазовым сдвигом на  $90^\circ$  относительно тока связи. В таком режиме существует необходимость управления напряжением и реактивной мощностью на входе.

В рамках данного УК возможно как отдельная, так и одновременная реализация указанных функций - число степеней свободы УК позволяет это делать в случае наличия необходимости управления активной и реактивной мощностью [160, 180, 347-351]. На сегодняшний день УК подобного типа внедрены частично в основном на линиях

сверхвысокого напряжения, идущих от электростанций. УК, как ЭТК на основе нескольких АП, имеет широкий функционал по повышению КЭ, при этом обладая высокой стоимостью. Однако, на настоящий момент не рассмотрены методы и средства совместного применения УК и пассивных ФКУ в рамках ЭТК повышения КЭ.

### *Гибкие системы передачи переменного тока*

Гибкие системы передачи переменного тока (Flexible Alternative Current Transmission Systems - FACTS) понятие достаточно новое и своим появлением в научно-технической литературе обязано развитию теории структур и алгоритмов управления активных систем коррекции формы кривой и уровня напряжения и тока на базе различных типов АП с использованием современных силовых ключей IGBT, IGCT, GTO, IEGT и GCT. В некоторых публикациях и научных работах [351] указывается, что основным свойством FACTS является способность генерировать или потреблять реактивную мощность, но это лишь одна из множества функций, которые FACTS могут выполнять в электрических сетях. Также понятие FACTS в некоторых публикациях непосредственно связывается с термином Smart Grid, что означает «умная сеть», «интеллектуальная энергосистема», «интеллектуализированная энергосистема» и т.д. На данный момент развитие современных СЭС и электроэнергетических сетей сопряжено со следующими двумя главными проблемами. Первая состоит в невозможности надлежащего функционирования многоуровневой энергосистемы сложной конфигурации без специальных жестких методов и средств автоматического управления. Вторая проблема – необходимость вовлечения новых земель для дальнейшего развития энергосистемы, что в определенных условиях влечет за собой значительные затраты. При таких условиях, согласно ряду публикаций [347-351] за последние 5 лет, наиболее эффективным решением и направлением исследований является принцип «интеллектуальных сетей (Smart Grid), который позволяет обеспечить управляемость» [160, 180, 347-351] и повысить пропускную способность сетей.

Также в ряде публикаций термины «управляемые линии» (интеллектуальные сети) и «гибкие линии» (FACTS) рассматриваются как тождественные, но с учетом того, что последние основаны на определенном классе устройств FACTS необходимо рассматривать в качестве ключевой подсистемы «умных сетей» Smart Grid [160, 180, 347-351].

На сегодняшний момент в процессе развития все технологии, связанные с интеллектуальными энергосистемами Smart Grid, можно разделить на следующие направления: принципы и технологии РГ на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии; новое поколение интеллектуальных устройств защиты, автоматизации, диспетчеризации и управления; системы информационно-управляющего воздействия и взаимодействия для центров управления энергосистем различного уровня локализации; активное электротехническое сетевое оборудование (FACTS), способное адаптивно и гибко менять параметры и характеристики передачи, преобразования и потребления электроэнергии для «оптимизации режимов сети по нескольким критериям одновременно: пропускная способность, уровень технологических потерь, устойчивость, перераспределение потоков мощности, КЭ и др.» [160, 180, 347-351, 499-517].

Применение устройств и систем FACTS «позволяет повысить пропускную способность линий (по некоторым оценкам – до 20%), обеспечить устойчивую работу энергетических систем, обеспечить заданные параметры сети, что предотвращает потери электрической энергии (до 40%)» [160, 180, 347-351]. По словам заместителя генерального директора, научного руководителя ОАО «НПЦ электроэнергетики», научного руководителя ВНИИЭ, д.т.н., профессора Шакаряна Ю.Г., «управляемые электропередачи, благодаря высокому быстродействию силовой электроники, способны воздействовать на происходящие в электроэнергетических системах процессы в режиме on-line, благодаря чему электропередачи превращаются из пассивных средств транспорта электрической энергии в активные устройства управления режимами работы» [160, 180, 347-351]. Профессором Ю.Г. Шакаряном предложен следующий вариант классификации устройств FACTS на группы [160, 180, 347-351]: «различного рода статические АП в электрических сетях переменного тока; вставки постоянного тока и ЛЭП постоянного тока; электромашинные комплексы, состоящие из ЭМ переменного тока или СТ в комбинации с устройствами силовой электроники» [160, 180, 347-351].

К технологиям FACTS относятся следующие устройства: статические синхронные компенсаторы (статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ)), управляемые реакторы и КУ с тиристорным и механическим переключением, фазоповоротные устройства, вставки постоянного тока, многофункциональные устройства, в том числе для повышения КЭ, снижения реактивной мощности и управление ее потоками [160, 180, 347-351, 499-517].

Также к элементам FACTS относятся рассмотренные в предыдущих разделах активные системы коррекции ПКЭ различного типа (ПАФ, ПСАФ), АВ, устройства СТАТКОМ и ДКИН. Таким образом, можно утверждать, что ЭТК ФКУ с АП являются основной технологией FACTS и интеллектуальных энергосистем, в том числе с РГ на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии. Однако, на настоящий момент не разработаны теоретические и методологические основы применения ФКУ с АП.

### **1.5. Определение, характеристики и свойства фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями**

ФКУ с АП должны в свете современных требований по условиям непрерывности и устойчивости технологических процессов НПП, а также надлежащего уровня энергосбережения и энергетической эффективности решать следующие основные задачи [474, 476, 496]: компенсация ВГС тока и напряжения в полном или частичном режиме в условиях ЦЭС, РГ и комбинированных СЭС в зависимости от типа и режима работы НН и источника; управление режимом напряжения, путем минимизации гармонических искажений, величины и длительности провалов и отклонений напряжения; коррекция коэффициента мощности сети с учетом основной составляющей и ВГС; устранение несимметрии источника и нагрузки из-за ее неравномерного распределения и наличия ВГС тока и напряжения; обеспечение синхронизации режимов параллельной работы ЦЭС и автономных источников различных типов в рамках систем РГ и комбинированного электроснабжения [1, 29, 31, 32, 37, 39, 493, 494].

ЭТК ФКУ с АП обладают всеми известными системотехническими свойствами [16]: совокупность элементов ЭТК коррекции ПКЭ (АП, СТ, накопительные элементы, коммутационная аппаратура, система управления) – это целостное образование, в котором каждый элемент обладает системоопределенными свойствами; между элементами ЭТК «имеются устойчивые связи – физические каналы, по которым производится обмен информационными массивами и распределение энергетических потоков, причем эти связи формируют показатели режима работы и структуру ЭТК, характеризующие его в целом; показатели режима работы и структура ЭТК формируются в процессе функционирования отдельных его элементов под воздействием внешних и внутренних фактов и являются интегративными показателями ЭТК, а не отдельных его элементов. В то же время

показатели каждого элемента являются их системоопределенными свойствами» [72, 77, 80, 113, 217, 354].

Таким образом, ФКУ повышения КЭ с АП корректно называть такой ЭТК, который: является управляемым источником тока или напряжения заданной величины и гармонического состава; содержит, по меньшей мере, один АП на основе современных активных элементов (IGBT, GTO, GCT, IGCT); имеет систему управления, функционирующую на основе теории фазовых преобразований, гармонического анализа, фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) и обладает свойством самоадаптации; содержит одно или несколько пассивных ФКУ, соединенных с АП определенным образом; может являться составной частью ЭТК источника РГ, НН или отдельно подключаемым устройством коррекции ПКЭ [225, 241, 266, 286, 288, 289, 327, 362, 363, 382, 386, 488]. Данное определение является основой развития теории структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП в централизованных, автономных и комбинированных СЭС НПП.

### **1.6. Постановка и обоснование задач исследования**

Таким образом, на настоящий момент существует ряд технических средств и решений по повышению КЭ, реализованных с использованием АП и ФКУ, направленных на решение узкого спектра задач в специфических условиях. Необходимо отметить, что АП являются дорогими устройствами, и их использование для выполнения какой-либо одной функции по повышению КЭ является экономически нецелесообразным. Поэтому необходимо рассматривать ФКУ с АП как многофункциональный ЭТК повышения КЭ, который может служить адекватной заменой нескольким устройствам. Применение подобного ЭТК должно быть системным в рамках разработанных теоретических и методических положений. Также необходимо дать комплексную оценку степени влияния различных факторов на показатели эффективности работы ФКУ с АП с целью выявления особенностей и ограничений их функционирования. Математическое описание ФКУ с АП, как и любого ЭТК, является основой имитационного моделирования для выявления ключевых зависимостей и закономерностей, характеризующих поведение ЭТК в определенных условиях, для структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП. Также подобное описание является основой формирования теоретических и методических положений по структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП. Необходимо рассматривать методы и средства интеграции ФКУ с АП, как многофункционального ЭТК, в системы комбинированного

электроснабжения, которые на сегодняшний момент являются реальной альтернативной существующим ЦЭС, а также в автоматизированные системы управления электроснабжением, являющиеся технической основой технологии интеллектуальных энергосистем и цифровизации энергетики. Разработанные теоретические и методические положения по структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП должны быть технически и технологически реализованы, а также внедрены в промышленных условиях.

На основании результатов проведенного анализа для решения научно-технической проблемы повышения КЭ в ЭТК централизованных, автономных и комбинированных СЭС НПП необходимо решить следующие задачи:

- Комплексный анализ негативного влияния параметров недостаточного уровня КЭ и ЭМС на параметры и режимы работы электрооборудования, с выявлением необходимого уровня коррекции ПКЭ посредством ФКУ с АП.
- Определение методов управления и режимов работы АП для обоснования способов их использования в составе ФКУ автоматизированного повышения КЭ в условиях вариации внешних и внутренних параметров.
- Создание математических моделей ФКУ с АП различной топологии, учитывающих степень влияния и характер изменения внешних и внутренних факторов, а также адаптивный режим повышения КЭ.
- Разработка способов и методов интеграции ФКУ с АП в состав систем РГ и комбинированных СЭС для реализации заданного набора функций, а также в состав автоматизированных систем управления электроснабжением при формировании информационно-управляющих воздействий.
- Развитие теоретических положений по выбору и обоснованию структуры, режима работы, управления, распределения и применения ФКУ с АП в централизованных, автономных и комбинированных СЭС, а также оптимизации их параметров в соответствии с целевой функцией.
- Промышленные испытания и техническая реализация ФКУ с АП в соответствии с разработанными теоретическими положениями и методами.

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 1

1. Дана характеристика актуальной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий.
2. Определены ключевые функции по повышению качества электрической энергии, которые должны реализовываться в условиях централизованного, автономного и комбинированного электроснабжения нефтегазовых предприятий.
3. Проведен анализ существующих технических средств и решений по повышению качества электроэнергии на основе активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств, включая параллельные и последовательные активные фильтры, активные выпрямители, устройства статической компенсации реактивной мощности (СТАТКОМ), динамической компенсации искажений напряжения (ДКИН), источники бесперебойного питания (ИБП), универсальные компенсаторы и гибкие системы передачи переменного тока. Рассмотрены их структуры, особенности, реализуемые функции, достоинства и недостатки.
4. Определены основные классификационные и системотехнические признаки, свойства и функции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями применительно к проблеме их структурного и параметрического синтеза для повышения качества электроэнергии в условиях централизованного, автономного и комбинированного электроснабжения.
5. Определены и обоснованы основные задачи исследований для решения заявленной научно-технической проблемы.



## **ГЛАВА 2. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ АКТИВНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ПРИ ВАРИАЦИИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ ФАКТОРОВ**

### **2.1. Теоретические основы выбора и обоснования типа и системы управления активных преобразователей для повышения качества электроэнергии**

Одним из основных этапов структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП является выявление факторов, определяющих требуемую степень коррекции ПКЭ и других параметров сети, которая в конечном итоге отражает уровень эффективности работы ФКУ с АП. Требуемая или рациональная в заданных условиях степень коррекции ПКЭ определяется множеством факторов, влияющих на жизненный цикл СЭС и электрооборудования. При этом необходимо оценить взаимосвязь между ПКЭ и указанными факторами. Также при структурном и параметрическом синтезе ФКУ с АП нужно учитывать различные пути формирования несинусоидальных режимов, когда АП являются элементом питающей сети и подключенной нагрузки.

#### ***2.1.1. Влияние активных преобразователей на параметры несинусоидальных режимов***

Как уже отмечалось выше, АП как в составе источников, так и в составе нагрузки принимают непосредственное участие в формировании несинусоидальных режимов в СЭС [166-169, 290].

В первом случае несинусоидальный режим формируется ВГС напряжения, которое приложено к узлам нагрузки и порождает потребление несинусоидального тока. При этом АП входят в состав ЭТК РГ (ВЭУ, ФЭС, МГТУ, работающие на ПНГ). Также сами генераторы альтернативных и возобновляемых источников обладают определенной несинусоидальностью выходной ЭДС [448]. Согласно результатам экспериментальных исследований [482] ЭДС на выходе генератора с постоянными магнитами содержит следующие ВГС (см. рисунок 2.1):  $E_5=6\%$ ,  $E_7=0,35\%$ ,  $E_{11}=2,7\%$ ,  $E_{13}=0,35\%$ ,  $E_{17}=0,5\%$ ,  $E_{19}=0,7\%$  [472]. Также по результатам экспериментальных исследований [458] выявлены параметры несинусоидального режима ВЭУ мощностью 18 МВт (30 ветрогенераторов мощностью 600 кВт каждый), которая подключена к

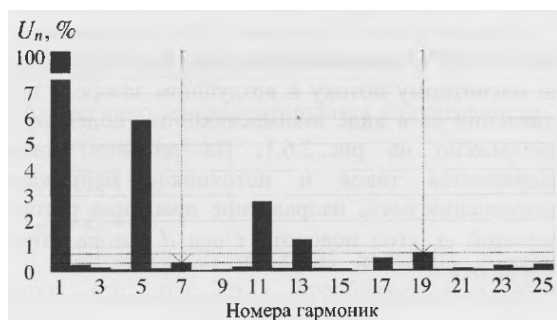


Рисунок 2.1 – Спектр ВГС линейной ЭДС генератора с постоянными магнитами

ФЭС, питающих бытовые потребители.

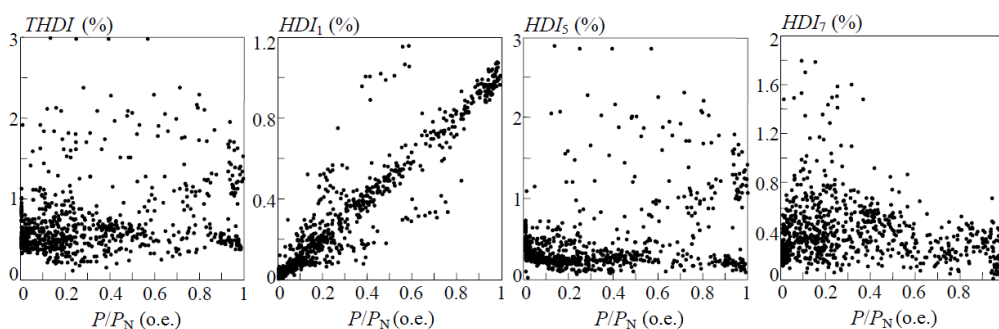


Рисунок 2.2 – Параметры несинусоидального режима при работе ВЭУ с ЦЭС ( $THDI$  – суммарный коэффициент гармоник тока;  $HDI_1$ ,  $HDI_5$ ,  $HDI_7$  – коэффициенты гармонических составляющих тока,  $P/P_N$  – отношение мощности работающих агрегатов к общей мощности установки)

На рисунке 2.3 приведен спектральный состав суммарного тока, потребляемого от одной

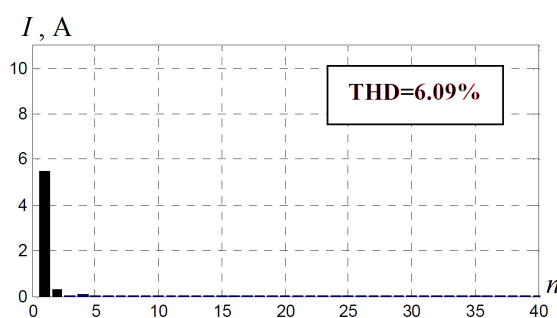


Рисунок 2.3 – Спектр ВГС тока ФЭС

ФЭС с АП при отсутствии НН [490]. Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока для одной ФЭС составляет 6,09 % даже при отсутствии НН, при увеличении количества ФЭС данный коэффициент существенно возрастет [440, 490].

Во втором случае НН или узел с ЛН и НН в определенном соотношении потребляет несинусоидальный ток, ВГС которого, проходя через сопротивления элементов электрической сети, приводят к появлению ВГС в сетевом напряжении. При этом АП в большинстве случаев входят в состав ЭМК ЧРП промышленных установок, которые являются основным видом НН.

ЦЭС. На рисунке 2.2 приведены результаты измерений параметров несинусоидального режима для данного случая [482].

При этом выявлено, что активные мощности 5 и 7 ВГС, вычисленные согласно IEEE 1459-2010, имеют отрицательное значение, и переходят от ВЭУ в ЦЭС, что подтверждает генерацию 5 и 7 ВГС тока со стороны ВЭУ [410, 482].

Также, известны результаты исследований несинусоидальных режимов [440, 490], создаваемых

Необходимо учитывать также наличие и других видов НН, в частности преобразовательных установок плавильных печей металлургии, сварочного оборудования, газоразрядных ламп, а также ЭМ и СТ, работающих в режимах близких к насыщению. Однако, согласно результатам теоретических и экспериментальных исследований, отраженных в отечественных и зарубежных научных трудах [131, 142, 377, 397, 408-409], основным и преобладающим видом НН, вносящим основной вклад в несинусоидальность потребляемого тока, являются ЭМК ЧРП с АП. Таким образом, в рамках настоящих исследований под НН понимается такая нагрузка, которая потребляет ток, содержащий ВГС определенного уровня, в номинальном режиме работы длительностью значительно превышающей время переходных процессов, связанных с пуском и остановом ЭМ, насыщением СТ, отключением КЗ, переключениями в электрических сетях, а также при отсутствии каких-либо ненормальных режимов, связанных с перегрузками, перенапряжениями, отклонениями параметров от номинальных значений [188, 190-193, 198].

Основными интегральными показателями, описывающими любой несинусоидальный режим электрической сети, являются суммарные коэффициенты ВГС напряжения и тока ( $k_U$  и  $k_I$  соответственно), методы расчета и определения которых известны, их нормативные значения отражены в отечественных и международных стандартах. Наличие НН, как основного источника ВГС тока, в каком-либо узле электрической сети (точке передачи, ТОП) с точки зрения степени ее влияния на параметры и режимы работы сети может быть охарактеризовано следующими показателями: суммарный коэффициент гармонических составляющих тока  $k_I$  и напряжения  $k_U$  на зажимах НН; суммарный коэффициент потребляемого искажения на зажимах НН [420]; наличием каких-либо неактивных составляющих полной мощности.

Отечественным ГОСТ 32144-2013 нормируется только величина  $k_U$  в точке передачи электрической энергии, которая может находиться на определенном расстоянии от источника искажений – узла с ЛН и НН. Международными стандартами США (IEEE Std. 1459-2010 [420], IEEE Std 519-2014 [419]) нормируется как величина  $k_U$  (английская интерпретация: total harmonic distortion  $THD_U$ ), так и величина  $k_I$  (английская интерпретация: total harmonic distortion  $THD_I$ ), причем величины  $THD_U$  и  $THD_I$  могут определяться как относительно среднеквадратичных значений основных составляющих  $U_1$  и  $I_1$  согласно выражениям (1.3).

Суммарный коэффициент потребляемого искажения (английская интерпретация: total demand distortion TDD) вводится и нормируется указанными стандартами IEEE [420]:

$$TDD = \sqrt{\sum_{n \geq 2}^{\infty} I_n^2} / I_n, \quad (2.1)$$

где  $I_n$  – номинальный ток, потребляемый НН или узлом с ЛН и НН.

Таким образом, параметры, непосредственно характеризующие режим генерации ВГС тока НН или узлом с ЛН и НН, отечественной нормативной базой не регламентируются, а нормируется лишь степень влияния источников ВГС на уровень искажения формы кривой напряжения в заданной точке электрической сети (точке передачи электрической энергии или ТОП) [116, 195].

Известны исследования [335], в которых произведена оценка влияния АП, входящих в состав электромеханических комплексов мощных прокатных станов металлургических предприятий, несинусоидальный режим электрической сети. СД прокатного стана питается от ПЧ, в состав которого входит АВ [335]. В условиях ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» [335] всего установлено 50 АВ по 1 МВт, которые с целью повышения мощности соединены параллельно по 2-3 штуки.

Главный привод выполнен индивидуальным для верхнего и нижнего валков и включает два СД мощностью 12 МВт каждый [335]. По результатам исследований [335] выявлено, что АВ в данных условиях являются источниками ВГС тока высокого порядка начиная с 35-ой: 35, 37, 53, 55 и т.д. (см. таблицу 2.1). При этом выявлено [335], что амплитуды ВГС тока для АВ не имеют классической обратной зависимости от их номера, которая характерна для тиристорных преобразователей [335].

Таблица 2.1

Нормально допустимые (числитель) и предельно допустимые (знаменатель) значения  $k_{U(n)}$ , полученные по результатам исследований

$n$	$U_{\text{НОМ}} < 1 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6-20 \text{ кВ}$
	$k_{U(n)}, \%$	$k_{U(n)}, \%$
35	1,13/1,7	0,77/1,16
37	1,08/1,62	0,74/1,11
53	0,81/1,22	0,58/0,87
55	0,79/1,19	0,56/0,84
73	0,65/0,97	0,47/0,71

### 2.1.2. Составляющие коэффициента мощности при несинусоидальных режимах

При формировании несинусоидальных режимов со стороны источников и нагрузки с учетом наличия АП также особую актуальность приобретает проблема коррекции коэффициента мощности. При наличии в узле нагрузки ЛН и НН, а также

несинусоидальности со стороны источника степень наличия реактивной мощности и необходимости ее компенсации различными техническими средствами и решениями не может быть полностью описана традиционной величиной коэффициента мощности из-за наличия ВГС тока и напряжения [70, 87, 93, 94, 161, 218, 222, 264, 285, 320, 369, 370, 492]. При этом для полного описания процессов необходимо рассматривать пять основных режимов: синусоидальный источник, питающий НН; несинусоидальный источник, питающий ЛН; несинусоидальный источник, питающий НН; несинусоидальный источник, питающий узел с ЛН и НН; синусоидальный источник, питающий узел с ЛН и НН [492].

Для первого режима справедливы следующие соотношения [492]:

$$P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1; I = I_1 \sqrt{1 + k_I^2}; \lambda_M = \cos \varphi_1 \frac{1}{\sqrt{1 + k_I^2}} = \lambda_{M1} \lambda_{M, \text{иск. НН}}, \quad (2.2)$$

где:  $\lambda_{M1}$  - составляющая коэффициента мощности, обусловленная фазовым сдвигом между напряжением и током первой гармоники,  $\lambda_{M, \text{иск. НН}}$  - составляющая коэффициента мощности, обусловленная наличием гармонических искажений со стороны НН. Таким образом, коэффициент мощности при наличии синусоидального источника и НН может корректироваться двумя путями: снижение  $\lambda_{M1}$  или  $\lambda_{M, \text{иск. НН}}$ .

Для второго режима справедливы следующие соотношения [492]:

$$P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1; U = U_1 \sqrt{1 + k_U^2}; \lambda_M = \cos \varphi_1 \frac{1}{\sqrt{1 + k_U^2}} = \lambda_{M1} \lambda_{M, \text{иск. ист.}}, \quad (2.3)$$

$\lambda_{M, \text{иск. ист.}}$  - составляющая коэффициента мощности, обусловленная наличием гармонических искажений со стороны источника. Также в данном режиме суммарный коэффициент мощности может корректироваться двумя способами: снижение  $\lambda_{M1}$  или  $\lambda_{M, \text{иск. ист.}}$ .

Рассмотренные режимы являются идеализированными и практически не встречаются в реальных электрических сетях, но полученные при их рассмотрении закономерности служат теоретической основой анализа более сложных режимов. Традиционными средствами коррекции  $\lambda_{M1}$  в первом и втором режимах являются установки поперечной и продольной емкостной компенсации соответственно, которые в контексте более сложных режимов можно рассматривать в качестве пассивных ФКУ. Значения  $\lambda_{M, \text{иск. НН}}$  и  $\lambda_{M, \text{иск. ист.}}$  могут корректироваться как АП, так и пассивными ФКУ.

Для третьего режима справедливо следующее [492]:

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n; \lambda_M = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n}{UI}; \lambda_M = \frac{P}{S_1} \frac{1}{\sqrt{1 + k_U^2}} \frac{1}{\sqrt{1 + k_I^2}} = \frac{P}{S_1} \lambda_{M, \text{иск.}};$$

$$\frac{P}{S_1} = \frac{U_1 I_1 \cos \varphi_1}{S_1} + \frac{\sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n}{S_1}; \lambda_m = \left( \lambda_{m1} + \frac{\sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n}{S_1} \right) \lambda_{m.иск.}, \quad (2.4)$$

где:  $\lambda_{m.иск.}$  - составляющая коэффициента мощности, обусловленная наличием гармонических искажений со стороны НН и питающей сети. С учетом (2.2) и (2.4) справедливо следующее [492]:

$$\lambda_{m.иск.} = \lambda_{m.иск.ист.} \lambda_{m.иск.НН} = \frac{1}{\sqrt{1+k_U^2}} \frac{1}{\sqrt{1+k_I^2}}. \quad (2.5)$$

Выражение (2.5) устанавливает взаимосвязь между составляющей коэффициента мощности, обусловленной ВГС напряжения источника и тока НН, и соответствующими суммарными коэффициентами гармонических искажений  $k_I$  и  $k_U$ , что позволяет оценить вклад ВГС источника и НН в уровень реактивной мощности при несинусоидальных режимах. Также выражение (2.5) позволяет оценить вклад коррекции ВГС напряжения источника или ВГС тока НН тем или иным техническим средством или решением в значение составляющей коэффициента мощности, обусловленной гармоническими искажениями [492].

Рассмотренные пути формирования несинусоидальных режимов являются идеализированными, и полученные для них выражения не удастся полностью распространить на четвертый режим, который является наиболее общим и распространенным [224, 492].

Для четвертого режима не удастся получить соотношения аналогичные (2.4) и (2.5), устанавливающие непосредственную взаимосвязь между ПКЭ и коэффициентом мощности [218, 264, 285, 320, 369, 370, 492]. Также необходимо проверить справедливость выражений  $I = I_1 \sqrt{1+k_I^2}$  и  $U = U_1 \sqrt{1+k_U^2}$  при более сложных условиях формирования несинусоидальных режимов при одновременном наличии ЛН и НН, а также ВГС со стороны источника. Наиболее эффективным способом проверки является компьютерное имитационное моделирование узла нагрузки с ЛН и НН в условиях несинусоидальности источника с использованием данных о реальных СЭС, нагрузках и элементах электрических сетей. На рисунке 2.4 приведена обобщенная схема для моделирования.

Источник (ТОП, или точка подключения) и узел нагрузки, содержащий ЛН и НН, соединены между собой линией ( $Z_{л}$ ), длина которой может меняться в определенных пределах исходя из условий допустимого уровня потери напряжения (0,4 кВ). Параметры источника ( $Z_{ист}$ )

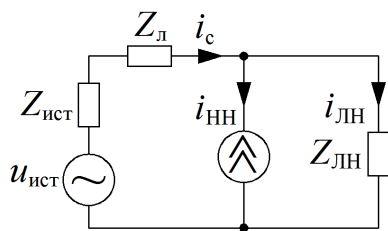


Рисунок 2.4 –  
Обобщенная схема для  
моделирования  
несинусоидальных  
режимов

приняты по результатам осреднения экспериментальных данных [47, 48] для условий НГП. Параметры НН также подобраны исходя из данных экспериментальных исследований ПЧ ПЭД ЭЦН нефтепромыслов [182-186]. Также при моделировании приняты следующие допущения: ЛН представлена в виде активно-индуктивной нагрузки, НН моделируется посредством трехфазного мостового неуправляемого выпрямителя, как наиболее распространенного в составе производимых и эксплуатируемых ПЧ, питающая сеть представлена в виде

источника напряжения с внутренним активно-индуктивным сопротивлением. В таблице 2.2 приведены результаты моделирования.

Таблица 2.2

Величины токов и напряжений на зажимах ЛН, НН и в ТОП

$U_{ЛН}$	$U_{1ЛН}$	$k_{U_{ЛН}}$	$I_{ЛН}$	$I_{1ЛН}$	$k_{I_{ЛН}}$
308,83	302	25,04	105,97	109,4	13,26
$U_{НН}$	$U_{1НН}$	$k_{U_{НН}}$	$I_{НН}$	$I_{1НН}$	$k_{I_{НН}}$
308,83	302	25,04	102,15	109	25,1
$U_{ТОП}$	$U_{1ТОП}$	$k_{U_{ТОП}}$	$I_{ТОП}$	$I_{1ТОП}$	$k_{I_{ТОП}}$
308,83	302	25,04	207,66	215,9	13,47

Данные таблицы 2.2 позволяют утверждать, что с погрешностью не более 3 % справедливы следующие выражения [419, 420, 492]:

$$\begin{aligned}
 U_{ТОП} &= U_{1ТОП} \sqrt{1 + k_{U_{ТОП}}^2}; & U_{НН} &= U_{1НН} \sqrt{1 + k_{U_{НН}}^2}; & U_{ЛН} &= U_{1ЛН} \sqrt{1 + k_{U_{ЛН}}^2}; \\
 I_{ТОП} &= I_{1ТОП} \sqrt{1 + k_{I_{ТОП}}^2}; & I_{НН} &= I_{1НН} \sqrt{1 + k_{I_{НН}}^2}; & I_{ЛН} &= I_{1ЛН} \sqrt{1 + k_{I_{ЛН}}^2}.
 \end{aligned}
 \tag{2.6}$$

Аналогичные соотношения с такой же точностью справедливы и для первых двух идеализированных режимов. Также по результатам моделирования установлены следующие соотношения для частоты  $n$ -ой ВГС [492]:

$$\begin{aligned}
 S_{nНН} &= \sqrt{P_{nНН}^2 + Q_{nНН}^2}; & S_{nЛН} &= \sqrt{P_{nЛН}^2 + Q_{nЛН}^2}; & S_{nТОП} &= \sqrt{P_{nТОП}^2 + Q_{nТОП}^2}; \\
 P_{nТОП} &\neq P_{nНН} + P_{nЛН}; & Q_{nТОП} &\neq Q_{nНН} + Q_{nЛН}.
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

При этом с погрешностью менее 1 % справедливо следующее [492]:

$$S_{n\text{ТОП}} = S_{n\text{НН}} - S_{n\text{ЛН}}. \quad (2.8)$$

Выражения (2.6)-(2.8) справедливы для ВГС, порядок которых соответствует спектральному составу тока, потребляемого НН. Для ВГС, порядок которых соответствует спектральному составу напряжения источника, справедливо следующее [492]:

$$S_{n\text{НН}} = 0; S_{n\text{ТОП}} = S_{n\text{ЛН}}; P_{n\text{ТОП}} = P_{n\text{ЛН}}; Q_{n\text{ТОП}} = Q_{n\text{ЛН}}; S_{n\text{ТОП}} = \sqrt{P_{n\text{ТОП}}^2 + Q_{n\text{ТОП}}^2}. \quad (2.9)$$

Также справедливо следующее [419, 420, 492]:

$$S_n = U_n I_n; P_n = U_n I_n \cos \varphi_n; Q_n = U_n I_n \sin \varphi_n. \quad (2.10)$$

Таким образом, результаты моделирования позволяют утверждать, что соотношение между активной, реактивной и полной мощностями, справедливые для основной гармоники и являющиеся классическими [419, 420, 492]:

$$\begin{aligned} S_{1\text{НН}} &= \sqrt{P_{1\text{НН}}^2 + Q_{1\text{НН}}^2}; S_{1\text{ЛН}} = \sqrt{P_{1\text{ЛН}}^2 + Q_{1\text{ЛН}}^2}; S_{1\text{ТОП}} = \sqrt{P_{1\text{ТОП}}^2 + Q_{1\text{ТОП}}^2}; \\ P_{1\text{ТОП}} &= P_{1\text{НН}} + P_{1\text{ЛН}}; Q_{1\text{ТОП}} = Q_{1\text{НН}} + Q_{1\text{ЛН}}, \end{aligned} \quad (2.11)$$

не могут быть применимы к частотам ВГС при анализе параметров несинусоидальных режимов. Однако, согласно результатам моделирования с погрешностью менее 5 % справедливо следующее [492]:

$$P_{\text{ТОП}} = P_{1\text{ТОП}} + \sum_{n=2}^N P_{n\text{ТОП}}, \quad (2.12)$$

где  $n$  – порядок ВГС от источника и нагрузки.

Исходя из полученных результатов, коэффициент мощности для данного режима можно оценить следующим образом [492]:

$$\lambda_{\text{ТОП}} = \frac{P_{\text{ТОП}}}{S_{\text{ТОП}}} = \frac{U_{1\text{ТОП}} I_{1\text{ТОП}} \cos \varphi_{1\text{ТОП}} + \sum_{m=m_1}^M U_{m\text{ТОП}} I_{m\text{ТОП}} \cos \varphi_{m\text{ТОП}} + \sum_{l=l_1}^L U_{l\text{ТОП}} I_{l\text{ТОП}} \cos \varphi_{l\text{ТОП}}}{U_{\text{ТОП}} I_{\text{ТОП}}}. \quad (2.13)$$

В выражении (2.13)  $m$  – порядок ВГС со стороны НН,  $l$  – порядок ВГС со стороны источника. Далее выражение (2.13) преобразуется как [492]:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{ТОП}} &= \frac{U_{1\text{ТОП}} I_{1\text{ТОП}} \cos \varphi_{1\text{ТОП}} + \sum_{m=m_1}^M U_{m\text{ТОП}} I_{m\text{ТОП}} \cos \varphi_{m\text{ТОП}} + \sum_{l=l_1}^L U_{l\text{ТОП}} I_{l\text{ТОП}} \cos \varphi_{l\text{ТОП}}}{U_{1\text{ТОП}} \sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} I_{1\text{ТОП}} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}} = \\ &= \frac{\cos \varphi_{1\text{ТОП}}}{\sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}} + \frac{\sum_{m=m_1}^M U_{m\text{ТОП}} I_{m\text{ТОП}} \cos \varphi_{m\text{ТОП}}}{U_{1\text{ТОП}} I_{1\text{ТОП}} \sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}} + \end{aligned}$$



$$+ \frac{\sum_{l=1}^L U_{l\text{ТОП}} I_{l\text{ТОП}} \cos \varphi_{l\text{ТОП}}}{U_{1\text{ТОП}} I_{1\text{ТОП}} \sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}} = \frac{\lambda_1}{\sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}} + \frac{D_{U_{\text{ист}}}}{S_{\text{ТОП}}} + \frac{D_{\text{НН}}}{S_{\text{ТОП}}}. \quad (2.14)$$

Соотношение (2.14) показывает, в суммарный коэффициент мощности в ТОП вносят вклад следующие три фактора: основная составляющая узла нагрузки ( $\lambda_1$ ), ВГС тока, потребляемые НН ( $D_{\text{НН}}$ ), ВГС напряжения со стороны источника ( $D_{U_{\text{ист}}}$ ). При этом с погрешностью менее 5 % справедливо следующее соотношение [492]:

$$\lambda_{\text{ТОП}} = \frac{\lambda_1}{\sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2} \sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}}. \quad (2.15)$$

Если  $k_{U\text{ТОП}} < 5 \%$ , а  $k_{I\text{ТОП}} > 40 \%$ , что соответствует практически идеализированной ЦЭС с бесконечно малым внутренним сопротивлением и незначительным уровнем искажений со стороны сети с преобладанием ВГС со стороны НН выражение (2.15) можно упростить следующим образом [492]:

$$\lambda_{\text{ТОП}} = \frac{\lambda_1}{\sqrt{1+k_{I\text{ТОП}}^2}}. \quad (2.16)$$

В случае если  $k_{I\text{ТОП}} < 10 \%$  и  $k_{U\text{ТОП}} > 40 \%$ , что может соответствовать автономной энергосистеме с РГ и высоким уровнем ВГС напряжения со стороны источника выражение (2.15) примет следующий вид [492]:

$$\lambda_{\text{ТОП}} = \frac{\lambda_1}{\sqrt{1+k_{U\text{ТОП}}^2}}. \quad (2.17)$$

Также по результатам моделирования установлена справедливость следующего выражения, приведенного в стандарте IEEE 1459-2010, для определения действующего значения полной (кажущейся) мощности при несинусоидальном режиме, параметры которого формируются источником и нагрузкой [419, 420, 492]:

$$S^2 = (UI)^2 = (U_1^2 + U_{\text{ВГС}}^2)(I_1^2 + I_{\text{ВГС}}^2) = (U_1 I_1)^2 + (U_1 I_{\text{ВГС}})^2 + (U_{\text{ВГС}} I_1)^2 + (U_{\text{ВГС}} I_{\text{ВГС}})^2 = S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2. \quad (2.18)$$

Исходя из этого выражение (2.14) преобразуется к следующему виду [492]:

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{P_1 + P_{\text{ВГС}}}{\sqrt{S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2}} = \frac{\frac{P_1}{S_1} \left(1 + \frac{P_{\text{ВГС}}}{P_1}\right)}{\sqrt{\frac{S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2}{S_1^2}}} \Rightarrow \lambda_{\text{ТОП}}^2 = \lambda_1^2 \left( \frac{1 + \frac{2P_{\text{ВГС}}}{P_1} + \frac{P_{\text{ВГС}}^2}{P_1^2}}{\frac{S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2}{S_1^2}} \right) = \\ &= \lambda_1^2 \left( \frac{S_1^2}{S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2} + \frac{2P_{\text{ВГС}} S_1^2}{P_1 (S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2)} + \frac{P_{\text{ВГС}}^2 S_1^2}{P_1^2 (S_1^2 + S_{\text{ВГС}}^2)} \right) = \end{aligned}$$

$$= \lambda_1^2 \left( \frac{S_1^2}{S^2} + \frac{2P_{\text{ВГС}} S_1^2}{P_1 S^2} + \frac{P_{\text{ВГС}}^2 S_1^2}{P_1^2 S^2} \right) = \lambda_1^2 \left( \frac{S_1}{S} \right)^2 \left( 1 + \frac{P_{\text{ВГС}}}{P_1} \right)^2. \quad (2.19)$$

Приняв следующие обозначения  $k_{S1} = S_1 / S$ ,  $k_{p\text{ВГС}} = (1 + P_{\text{ВГС}} / P_1)$  получим [492]:

$$\lambda = \lambda_1 k_{S1} k_{p\text{ВГС}}, \quad (2.20)$$

что также справедливо и для пятого режима.

Таким образом, выражение (2.20) позволяет установить степень влияния ВГС напряжения источника и тока НН на соотношения между коэффициентом мощности по основной составляющей (или коэффициентом смещения) и суммарным коэффициентом мощности, что необходимо учитывать при структурном и параметрическом синтезе ФКУ с АП при несинусоидальных режимах. Также выражение (2.20) позволяет установить критерии оценки эффективности того или иного ФКУ с АП и при коррекции несинусоидальных режимов. Коэффициент  $k_{S1}$  отражает степень завышения полной мощности трансформаторного и сетевого оборудования при несинусоидальных режимах, при этом критерием эффективности коррекции ВГС является:

$$k_{S1} = \frac{S_1}{S} \rightarrow 1. \quad (2.21)$$

Также справедливо следующее:

$$k_{S1} = \frac{S_1}{S} = \frac{1}{\sqrt{1+k_U^2} \sqrt{1+k_I^2}}. \quad (2.22)$$

В условиях идеализированных ЦЭС с НН, когда  $k_U < 5\%$ , а  $k_I > 40\%$  [55, 56, 257] величина  $k_{S1}$  изменяется в пределах 0,74-0,93. В таблицах 2.3 и 2.4 приведены данные по диапазону изменения величин  $k_U$  и  $k_I$  для условий Вахитовского и Верх-Тарского месторождений, где электроснабжение технологических потребителей осуществляется от автономных источников РГ на основе ДГУ, ГПУ и ГТУ мощностью от 0,63 до 3,2 МВт [8, 9, 11].

Таким образом, для нефтепромысловых сетей 0,4 кВ, где наблюдается наибольший уровень искажений по току и напряжению, коэффициент  $k_{S1}$  в наихудших условиях может достигать 0,84, что показывает завышение полной мощности трансформаторного и сетевого оборудования на 19 % при подобных параметрах несинусоидального режима. На рисунке 2.5 приведены обобщенные зависимости коэффициента  $k_{S1}$  от величин  $k_U$  и  $k_I$  для условий НГП, основанные на результатах экспериментальных исследований, которые также

могут использоваться в качестве основы для определения требуемого уровня коррекции  $k_U$  и  $k_I$  ФКУ с АП [55, 56].

Таблица 2.3

Величины  $k_U$  и  $k_I$  для условий Вахитовского месторождения

Напряжение сети, кВ	0,4 кВ	6 кВ
$k_U, \%$	8-18	3-5
$k_I, \%$	9-56	9-16

Таблица 2.4

Величины  $k_U$  и  $k_I$  для условий Верх-Тарского месторождения

Напряжение сети, кВ	0,4 кВ	6 кВ	35 кВ
$k_U, \%$	3,9-19	1,8-8	2,4-12
$k_I, \%$	16,7-60	3,7-28	3,7-19,2

В таблице 2.5 приведены аналогичные усредненные данные по сетям 10 кВ нефтепромыслов ПАО «Татнефть» [257].

Таблица 2.5

Величины  $k_U$  и  $k_I$  для сетей 10 кВ нефтепромыслов ПАО «Татнефть»

Напряжение сети, кВ	10 кВ
$k_U, \%$	0,8-1,6
$k_I, \%$	3,8-7,5

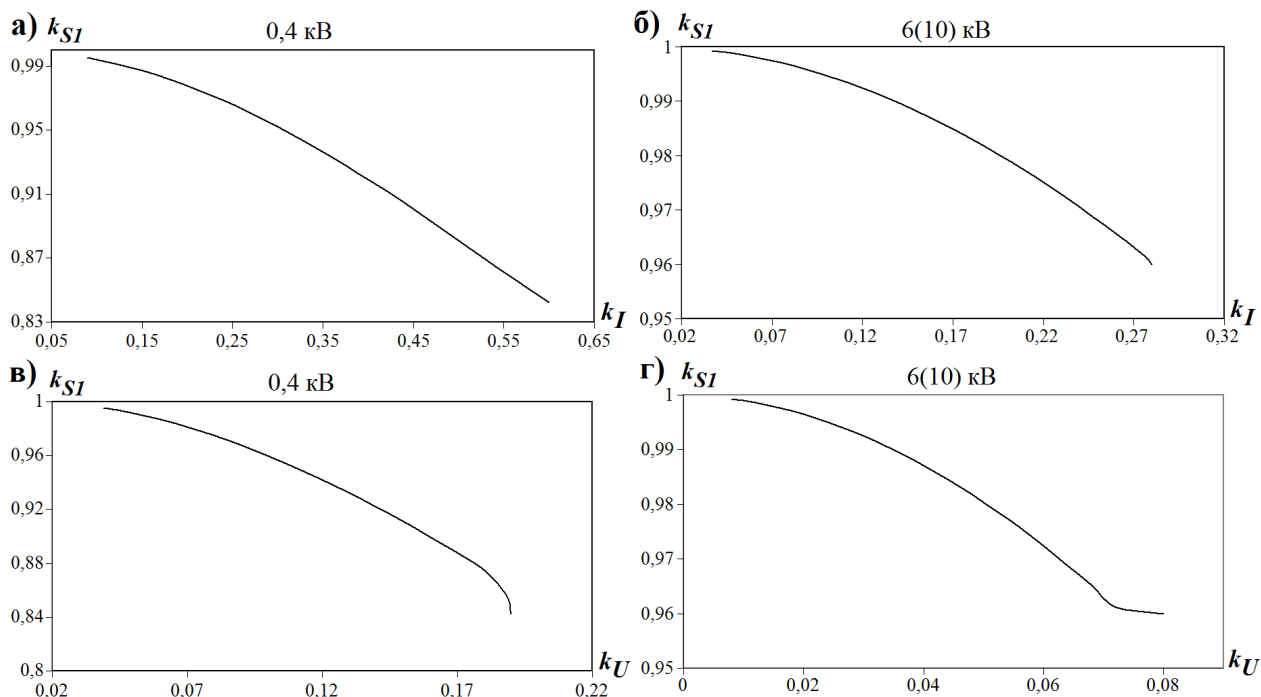


Рисунок 2.5 - Зависимости коэффициента  $k_{SI}$  от величин  $k_U$  и  $k_I$  для условий НГП

### 2.1.3. Определение необходимой степени повышения качества электрической энергии фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями

При структурном и параметрическом синтезе ФКУ с АП и необходимо определить до какого уровня необходимо и целесообразно осуществлять коррекцию того или иного ПКЭ при заданной совокупности факторов.

На рисунке 2.6 приведены зависимости наработки на отказ ( $t_{отк}$ ) погружных электродвигателей (ПЭД) установок НДП от коэффициента  $k_U$  (а), и степени уменьшения паспортного срока службы электроустановок ( $\gamma$ ) от  $k_U$  (б), выявленные в процессе экспериментальных исследований в электрических сетях предприятий МСК и статистических данных [47, 48, 257, 258]. Представленные закономерности отражают степень влияния несинусоидальности формы кривой сетевого напряжения на один из показателей надежности работы электрооборудования и уровень снижения срока службы изоляции электроустановок. Зависимость рисунка 2.6а аппроксимирована по результатам обработки значительного объема экспериментальных данных и может рассматриваться, как обобщенная закономерность влияния ВГС напряжения на наработку на отказ.

При исследованиях  $t_{отк}$  изменялась в пределах от 20 до 400 дней при значениях  $k_U$  от 2,5 до 8,4 %, что незначительно превышает ному ГОСТ 32144-2013 в 8% для сетей 0,4 кВ. Закономерности рисунка 2.6б получены расчетным путем также с использованием экспериментальных данных об уровне несинусоидальности напряжения в сетях МСК [55, 56] и справочных данных о параметрах изоляции электрооборудования.

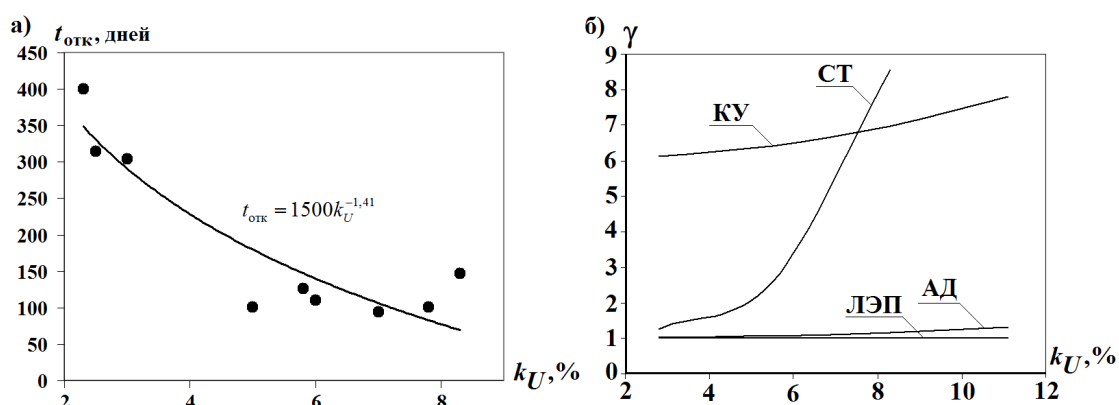


Рисунок 2.6 – а) Зависимость наработки на отказ ( $t_{отк}$ ) ПЭД установок НДП от коэффициента  $k_U$ , б) Зависимости кратности снижения срока службы основного электрооборудования ( $\gamma$ ) от  $k_U$

Таким образом, представленные обобщенные закономерности могут служить основой для выявления необходимой степени коррекции  $k_U$  тем или иным техническим средством или

решением, включая ФКУ с АП, по критерию обеспечения требуемой продолжительности срока службы изоляции и наработки на отказ электрооборудования.

По результатам экспериментальных исследований [55, 56] выявлено, что при превышении  $k_U < 5\%$  существенно (на 20÷35%) сокращается срок службы СТ 10/0,4 кВ. Поэтому для сетей НДП целесообразно ограничить коэффициент  $k_U$  на уровне 5%. В таблице 2.6 приведены предельные величины загрузки СТ 10/0,4 кВ токами НН исходя из условия ограничения  $k_U \leq 5\%$  и наличия 1% искажений в сети 6(10) кВ. Для нефтепромысловых сетей критическим является уровень  $k_U = 2,5\%$  на ступени 0,4 кВ. Большие искажения начинают существенно сокращать срок службы электрооборудования НГП, в первую очередь электропогружные установки (ЭПУ) и КУ.

Помимо этого необходимо рассматривать влияние несинусоидальных режимов на тепловые процессы в ЭМ. Согласно результатам исследований [458] наличие высокочастотных ВГС в роторе АД, которые наводятся пространственными ВГС воздушного зазора, обуславливает до 25 % от суммарных потерь в стали АД, работающий при скольжении 0,033.

Таблица 2.6

#### Допустимые уровни НН

Мощность СТ, кВА	Ток (мощность), А(кВт)	
	Сеть без ЭПУ	Сеть с ЭПУ
100	75 (52)	37 (26)
160	120 (83)	60 (41)
250	188 (130)	94 (65)
400	300 (208)	150 (104)
630	470 (325)	235 (162)
1000	755 (522)	372 (261)

Также выявлены теоретические и экспериментальные зависимости [458] высокочастотных потерь в АД  $P_{\text{п}}$ , подключенном к ПЧ, от несущей частоты ШИМ  $f$  (см. рисунок 2.7). Вращающиеся ЭМ являются основным видом нагрузки в условиях любой отрасли промышленности, поэтому уровень потерь в них и тепловые режимы их работы могут служить одними из ключевых факторов определения необходимого уровня коррекции несинусоидальных режимов ЭТК с АП и ФКУ. Для типовой СЭС в условиях НГП [189, 194], представленной на рисунке 2.8, установка электроцентробежного насоса с двигателем ЭД 28-

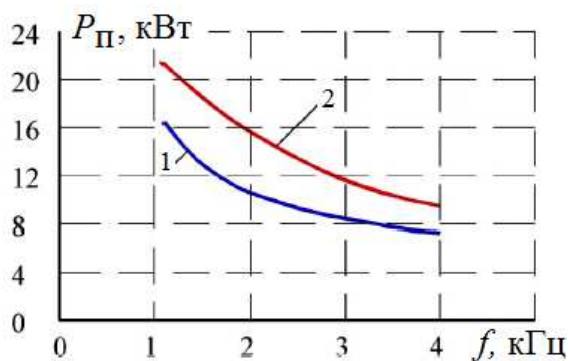


Рисунок 2.7 – Теоретические (1) и экспериментальные (2) закономерности изменения величины высокочастотных потерь в АД от несущей частоты ШИМ ПЧ

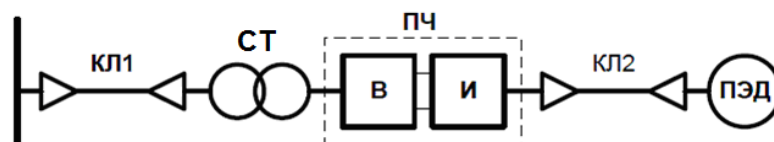


Рисунок 2.8 – Типовая схема питания установки электроцентробежных насосов

Это подтверждает выводы аналогичных исследований [458], где установлено, что уровень дополнительных потерь от гармонических искажений может достигать 15 % от основных потерь. Указанные факторы определяют степень завышения параметров при выборе электрооборудования, а также возможного ограничения доли подключенной НН.

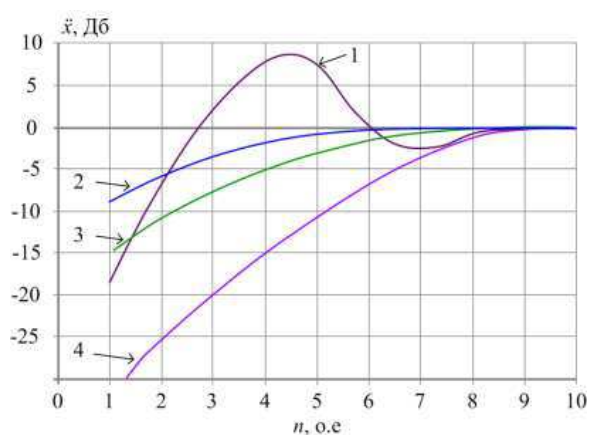


Рисунок 2.9 – Влияние частоты вращения на уровни вибрации АД

117 Т1Р и трансформатором ТМП-63/856, а также кабельной линии с алюминиевым кабелем АBBГ сечением 3x16 мм<sup>2</sup> длиной 0,3 км определены основные и дополнительные потери из-за искажений тока на участке сети, питающей ПЧ и включающем линию и трансформатор [189].

Результаты расчетов показали, что величина суммарных основных потерь энергии для данного участка сети составляет 61525 кВт·ч/год, при этом величина дополнительных потерь из-за искажений на том же участке – 5649 кВт·ч/год, что составляет 9,3% от уровня основных потерь.

Например, ограничение установленной мощности НН, подключенной к СТ, до 15-20% от номинальной мощности СТ применяется в СЭС нефтепромыслов, при этом реализовать его не всегда технически возможно [41].

Несинусоидальные режимы также оказывают влияние на уровень вибрации электродвигателей электромеханических комплексов. На рисунке 2.9 представлены закономерности [314-318] изменения уровня вибрации АД исходя из номера ВГС (1 – вибрация на частоте основной гармоники; 2, 3, 4 –

степень вибрации на частотах соответственно  $f_1 < f < 100$  Гц,  $150 < f < 1000$  Гц,  $f > 1000$  Гц [314]).

Провалы, отклонения и несимметрия питающего напряжения могут оказывать непосредственное влияние на устойчивость ЭТК. Известны результаты исследований [199-202], в которых анализируется влияние несимметрии питающего напряжения на устойчивость СД серии СТД. На рисунке 2.10 приведены границы устойчивости СД типа СТД-6300, полученные по результатам данных исследований [188, 197].

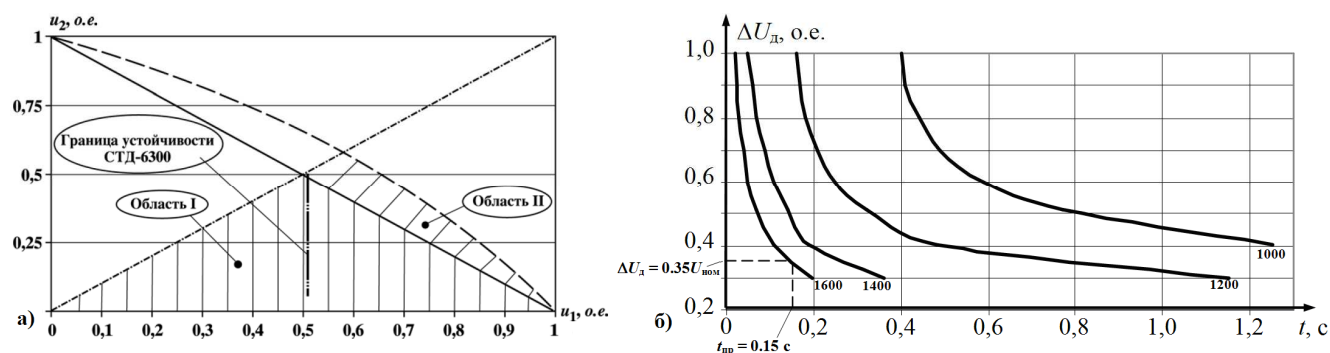


Рисунок 2.10 – а) Области и границы напряжения обратной последовательности при разных величинах фазового угла между током и напряжением  $\psi$  для двигателя СТД-6300; б) Закономерность изменения критического уровня потерь питающего напряжения ПЭД от его времени его существования при его дальнейшем восстановлении до 80% при различных длинах подвеса ПЭД  $L$

Полученные закономерности для обратной последовательности напряжения сети являются функциями двух переменных [188, 197]. Анализ зависимостей рисунка 2.10а показал, что устойчивость СД зависит только от значения напряжения прямой последовательности [188, 197], при этом область I возможна при любых величинах угла  $\psi$ , а область II – только при отдельных значениях  $\psi$  [197]. Также необходимо отметить, что величина коэффициента несимметрии не оказывает влияния на устойчивость СД [197]. Также, согласно результатам исследований [4, 49], для погружных электродвигателей получены зависимости изменения допустимого уровня провала напряжения ( $\Delta U_{д}$ ) от времени его существования и степени его восстановления ( $U_{в}$ ) при значении коэффициента использования  $k_{и} = 1$  (см. рисунок 2.10б).

Выявлено, что критический уровень допустимой потери напряжения при  $L = 1000$  м и времени существования провала 0,45 с составляет 0,4 о.е. [49]. Выявленные закономерности дают возможность определить критический уровень потери сетевого напряжения, а также выходное напряжение ИБП, при которых поддерживается надлежащий режим динамической устойчивости технологического оборудования [49]. Показанные на рисунке

2.11а зависимости скольжения погружного двигателя от времени и глубины провала напряжения [49] служат подтверждением достоверности результатов исследований [4, 49].

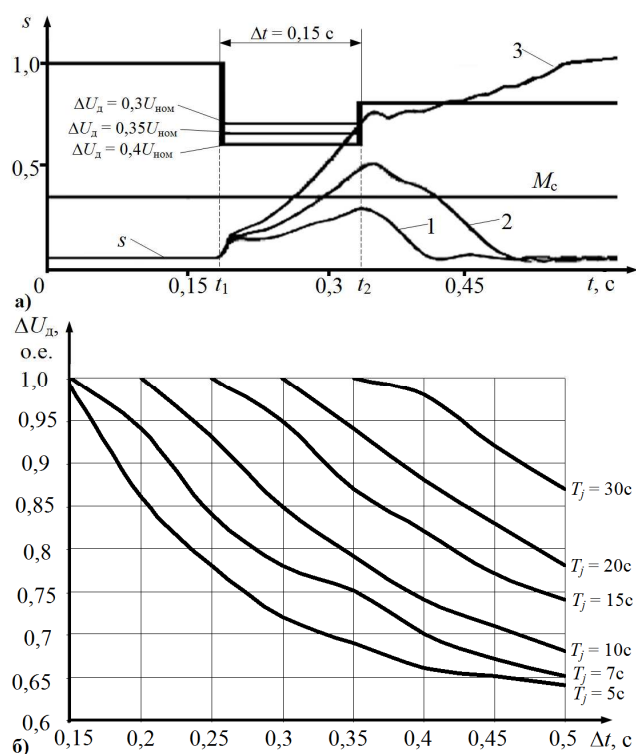


Рисунок 2.11 – а) Закономерности изменения скольжения ПЭД от критической величины потери напряжения  $\Delta U_d$ ; б) Закономерности критического уровня потерь напряжения от времени КЗ для СДН-15-49-6 при разных  $T_j$ ,  $k_{и} = 1$

утверждать, что основными факторами, определяющими требуемую степень коррекции ПКЭ ЭТК с АП и ФКУ, являются: кратность снижения срока службы и наработка на отказ основного электрооборудования; статическая и динамическая устойчивость ЭМК с АД и СД; потери энергии в ЭМК с АД и СД; вибрация в ЭМК с АД и СД.

#### 2.1.4. Теоретические основы управления активными преобразователями повышения качества электрической энергии

Любой АП коррекции ПКЭ, являясь управляемым источником тока (ПАФ) или напряжения (ПСАФ) заданной величины и гармонического состава, должен иметь

На рисунке 2.11б приведены закономерности изменения критической потери сетевого напряжения исходя из времени КЗ для СДН-15-49-6 при разных величинах инерционной постоянной времени  $T_j$ , при полуторакратной форсировке напряжения возбуждения [4, 49].

Выявленные закономерности падения сетевого напряжения от времени КЗ дают возможность определить границы статической устойчивости СД при появлении КЗ в сети. Из рисунка 2.11б следует, что при  $T_j = 5$  с,  $\Delta t = 0,25$  с максимальная степень уменьшения сетевого напряжения, когда СД сохраняет синхронизм, составляет  $\Delta U_d = 0,775$  о.е. Очевидно, что при снижении момента инерции механизма и увеличении коэффициента загрузки СД снижается граница статической устойчивости последнего [4, 49].

В конечном итоге, приведенные зависимости и закономерности позволяют



возможность анализировать параметры электрической сети и подключенной нагрузки, преобразовывать полученную информацию в соответствии с заложенным методом управления для формирования управляющего воздействия на параметры КЭ, ЭМС электрооборудования и режимов энергопотребления [281]. Критериями структурной классификации АП коррекции ПКЭ является тип выходного сигнала, количество и тип накопительных элементов, способ подключения к электрической сети активной и пассивной части [289].

Большинство существующих методов управления АП для выявления и компенсации ВГС тока и напряжения основано на фазовых преобразованиях в различных системах координат напряжений и токов сети или нагрузки [443]. Также ключевым моментом является определение опорного сигнала тока или напряжения, от параметров которого идет отстройка фазовых преобразований [434]. После фазовых преобразований полученные параметры в большинстве алгоритмов проходят обработку через системы ФАПЧ и затем снова осуществляются фазовые преобразования для обратного перехода к исходным сигналам. Теоретической основой для формирования систем управления АП коррекции ПКЭ являются существующие и общепризнанные теория мгновенной мощности, подробно изложенная в [375, 434, 435], теория неактивных составляющих полной мощности [285], способы и методы ортогонального разложения токов [429], фазовые преобразования Парка-Кларк [117, 434]. Для разработки модифицированного алгоритма функционирования АП, как основного управляемого элемента ФКУ, с учетом всех необходимых условий и факторов, оказывающих влияние на степень коррекции ПКЭ, необходимо рассмотреть и проанализировать указанные теории и методы. Под внешними факторами подразумеваются параметры источника и подключенной нагрузки, под внутренними – параметры АП, включая алгоритм или метод управления АП [496].

Многие системы управления АП основаны на классической теории, предложенной К. Будяну (*Budeanu*) в 1927 г., которая предполагает, что суммарная реактивная мощность электрической сети представляет собой сумму реактивных мощностей отдельных ВГС. Позднее, вплоть до настоящего времени, на основе данной теории рядом зарубежных авторов [320] предложены различные методики ортогонального разложения токов во временном и частотном диапазонах [320, 375, 395, 399, 402, 424, 445, 484, 485, 529].

Для заданных фазных токов  $i_1(t)$ ,  $i_2(t)$ ,  $i_3(t)$  и напряжений  $u_1(t)$ ,  $u_2(t)$ ,  $u_3(t)$  электрической сети во временном диапазоне  $[0, T]$  можно записать следующие обобщенные вектора тока и напряжения [482, 483]:

$$i(t) = \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ i_3(t) \end{bmatrix}, \quad u(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ u_3(t) \end{bmatrix}. \quad (2.23)$$

Скалярное произведение этих векторов [482, 483]:

$$\begin{aligned} (u, i) &= \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} u^T i d\tau = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \begin{bmatrix} u_1(\tau) \\ u_2(\tau) \\ u_3(\tau) \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} i_1(\tau) \\ i_2(\tau) \\ i_3(\tau) \end{bmatrix} d\tau = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (p_1(\tau) + p_2(\tau) + p_3(\tau)) d\tau = \\ &= P_1 + P_2 + P_3 = P, \end{aligned} \quad (2.24)$$

где  $p_1, p_2, p_3$  - мгновенные значения активной мощности каждой из трех фаз,  $P_1, P_2, P_3$  - средние значения активной мощности каждой из трех фаз.

Также справедливо следующее: [482, 483]:

$$I^2 = \|i\|^2 = I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} i^T i d\tau = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (i_1^2(\tau) + i_2^2(\tau) + i_3^2(\tau)) d\tau, \quad (2.25)$$

$$U^2 = \|u\|^2 = U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} u^T u d\tau = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} (u_1^2(\tau) + u_2^2(\tau) + u_3^2(\tau)) d\tau, \quad (2.26)$$

где:  $I_1, I_2, I_3$  и  $U_1, U_2, U_3$  - действующие значения токов и напряжений. Эквивалентная активная проводимость  $G$  трехфазной сети определяется следующим образом [482, 483]:

$$G = \frac{P}{U^2} = \frac{P}{\|u\|^2}. \quad (2.27)$$

Величина  $G$  необходима для определения вектора тока  $i_u$ , который коллинеарен вектору приложенного напряжения  $u$  [482, 483]:

$$i_u = Gu = \frac{P}{U^2} u. \quad (2.28)$$

Выражение (2.28) является обобщенным определением вектора активного тока. Также можно определить квадрат нормы данного вектора [482, 483]:

$$\|i_u\|^2 = (i_u, i_u) = \left( \frac{P}{\|u\|^2} u, \frac{P}{\|u\|^2} u \right) = \frac{P^2}{\|u\|^2}, \quad (2.29)$$

$$|P| = \|u\| \|i_u\|. \quad (2.30)$$

Обобщенный коэффициент мощности  $k_M'$  для трехфазной системы [395, 482, 483]:

$$k_M' = \frac{|P|}{\|u\| \|i\|} = \frac{\|u\| \|i_u\|}{\|u\| \|i\|} = \frac{\|i_u\|}{\|i\|}. \quad (2.31)$$

Таким образом, полный ток  $i$  любой трехфазной системы можно разложить на ортогональные составляющие, одна из которых  $i_u$  будет сонаправлена с вектором приложенного напряжения  $u$ , а другая  $i_{u0}$  будет ему перпендикулярна, что отражено на рисунке 2.12.

Выражение (2.28) также можно представить следующим образом [395, 482, 483]:

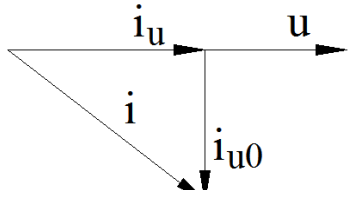


Рисунок 2.12 -  
Разложение вектора  
полного тока

$$i_u = Gu = \frac{P}{\|u\|^2} u = \frac{(u, i)}{\|u\|^2} u. \quad (2.32)$$

Взаимосвязь между составляющими полного тока следующая [395, 482, 483]:

$$i_{u0} = i - i_u. \quad (2.33)$$

Скалярное произведение двух ортогональных векторов  $i_u$  и  $i_{u0}$  равно нулю, при этом для норм данных составляющих справедливо выражение [395, 482, 483]:

$$\|i\|^2 = \|i_u\|^2 + \|i_{u0}\|^2. \quad (2.34)$$

Скалярные произведения  $(u, i_u)$  и  $(u, i_{u0})$  равны между собой и определяют величину активной мощности [395, 482, 483]:

$$(u, i_u) = (u, i) = p. \quad (2.35)$$

Выражение (2.35) показывает, что одна и та же величина активной мощности может передаваться по трехфазной сети, как полным, так и активным током. Из этого определяется известное условие минимальных потерь в любой сети [395, 482, 483]:

$$i = i_u. \quad (2.36)$$

Умножив на квадрат нормы напряжения сети выражение (2.34), получим следующее [395]:

$$\|i\|^2 \|u\|^2 = \|i_u\|^2 \|u\|^2 + \|i_{u0}\|^2 \|u\|^2. \quad (2.37)$$

Известно, что [395]:

$$|s| = \|i\| \|u\|; \quad |p| = \|i_u\| \|u\|; \quad |q| = \|i_{u0}\| \|u\|, \quad (2.38)$$

Откуда получается традиционное соотношение между активной, реактивной и полной мощностями [395, 482, 483]:

$$s^2 = p^2 + q^2. \quad (2.39)$$

Таким образом, в самом общем случае токовую составляющую  $i_{u0}$  можно назвать реактивным током, который обусловлен наличием реактивной мощности. В ряде отечественных и зарубежных научных трудов [395] реактивную мощность и соответствующий ей ток называют неактивными, что обуславливается более детальным представлением реактивной мощности для трехфазной сети с гармоническими искажениями. При этом согласно [395]  $i_{u0}$  содержит токи ВГС, вызывающие провалы и отклонения напряжения на внутреннем сопротивлении энергосистемы, при этом данные ВГС тока не исходят со стороны НН и не представлены в гармоническом спектре ее напряжения. Составляющая  $i_{u0}$  отражает взаимный энергообмен между источником питания и нагрузкой, среднее значение которого равно нулю.

**Теория составляющих мощности К. Будяну (Budeanu).** Активная мощность согласно данной теории определяется следующим образом [320]:

$$P = U_1 I_1 \cos \varphi, \quad (2.40)$$

где  $\varphi$  – угол между векторами напряжения и тока, а индекс 1 обозначает основную составляющую.

Реактивная мощность определяется из выражения [320]:

$$Q = U_1 I_1 \sin \varphi. \quad (2.41)$$

Полная мощность [320]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (2.42)$$

Теория К. Будяну распространяется также и на ВГС тока и напряжения, согласно следующим выражениям [320]:

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n; \quad Q_B = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n. \quad (2.43)$$

При этом соблюдается неравенство  $S \neq \sqrt{P^2 + Q_B^2}$  и вводится определение дополнительного параметра – мощности искажения, которая обусловлена наличием гармонических искажений тока и напряжения, и определяется следующим образом [320]:

$$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2}. \quad (2.44)$$

Мощность  $D_B$  не является активной, в большинстве публикаций ее относят к реактивной или неактивной мощности в зависимости от контекста решаемой задачи [320].

Согласно теории К. Будяну полная мощность во временном диапазоне определяется как [320]:

$$s_1(t) + s_n(t) = 2U_1 I_1 \cos(\omega t - \alpha_1) \cos(\omega t - \beta_1) + 2 \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos(n\omega t - \alpha_n) \cos(n\omega t - \beta_n). \quad (2.45)$$

Обозначив  $\Theta_1 = \omega t - \alpha_1$ ,  $\Theta_n = n\omega t - \alpha_n$ ,  $\delta_1 = \alpha_1 - \beta_1$ ,  $\delta_n = \alpha_n - \beta_n$ , получим:

$$\begin{aligned} s_1(t) + s_n(t) &= 2U_1 I_1 \cos(\Theta_1) \cos(\Theta_1 - \delta_1) + 2 \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos(\Theta_n) \cos(\Theta_n - \delta_n) = \\ &= U_1 I_1 \cos(\delta_1) [1 + \cos(2\Theta_1)] + \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos(\delta_n) [1 + \cos(2\Theta_n)] + U_1 I_1 \sin(\delta_1) [\sin(2\Theta_1)] + \\ &+ \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \sin(\delta_n) [\sin(2\Theta_n)]. \end{aligned} \quad (2.46)$$

Первые два слагаемых выражения (2.46) образуют активную мощность основной составляющей  $p_1(t)$  и общую активную мощность ВГС  $p_{\text{ВГС}}(t)$  [320]:

$$p_1(t) = U_1 I_1 \cos(\delta_1) [1 + \cos(2\Theta_1)], \quad p_{\text{ВГС}}(t) = \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos(\delta_n) [1 + \cos(2\Theta_n)]. \quad (2.47)$$

Вторые два слагаемых выражения (2.46) образуют активную мощность основной составляющей  $q_1(t)$  и общую активную мощность ВГС  $q_{\text{ВГС}}(t)$  [320]:

$$q_1(t) = U_1 I_1 \sin(\delta_1) [\sin(2\Theta_1)], \quad q_{\text{ВГС}}(t) = \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \sin(\delta_n) [\sin(2\Theta_n)]. \quad (2.48)$$

Среднее значение величины  $U_1 I_1 \cos(\delta_1) + \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos(\delta_n)$  представляет собой активную мощность, определяемую выражением (2.40), а среднее значение  $U_1 I_1 \sin(\delta_1) + \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \sin(\delta_n)$  представляет собой реактивную мощность, определяемую выражением (2.41) [320].

Мощность искажения  $D_B$ , согласно теории К. Будяну включает в себя мощность постоянной составляющей и мощность ВГС тока и напряжения разного порядка (кроссгармоническая мощность). В рамках созданной теории К. Будяну сделал следующие выводы [320]: источник питания не может создавать мощность искажения, если геометрическая сумма мощностей искажения всех имеющихся в сети преобразователей и нагрузки равна нулю; активное сопротивление постоянной величины независимо от формы кривых тока и напряжения не вносит какого-либо искажения, а также не генерируют и не потребляет мощность искажения; присутствие какого-либо искажения связано с элементами сети, имеющими несинусоидальную форму ЭДС, которые могут быть как источниками, так и потребителями; присутствие искажения в сети имеет физическую связь с присутствием и циркулирующей мощности искажения; мощность искажения увеличивает полную мощность и уменьшает коэффициент мощности, но на другой физической основе, чем реактивная; циркуляция мощности искажения приводит к росту джоулевых потерь в элементах сети; мощность искажения и явления искажения обусловлены возникновением ВГС тока и напряжения; методы и средства компенсации реактивных составляющих не могут быть эффективно применены к компенсации искажений [320].

**Теория ортогонального разложения токов С. Фризе (S. Fryze).** Теория, предложенная С. Фризе, основана на разложении полного тока на ортогональные активную и неактивную составляющие. При этом активная составляющая  $i_a(t)$  синфазна с напряжением сети  $u(t)$ , а реактивная составляющая  $i_b(t)$  определяется как разность между полным и активным током [320]:

$$i_b(t) = i(t) - i_a(t) \quad (2.49)$$

Активная составляющая определяется следующим образом [320]:

$$i_a(t) = \frac{P}{U_d^2} u(t), \quad (2.50)$$

где:  $P$  – потребляемая активная мощность,  $U_d$  – действующее значение напряжения сети,  $u(t)$  – мгновенное значение напряжения сети. Активная мощность  $P$  определяется как [320]:

$$P = \frac{1}{T} \int u(t)i(t)dt, \quad (2.51)$$

где:  $T$  – период,  $i(t)$  – мгновенное значение тока. Реактивная мощность вычисляется по следующему выражению [320]:

$$Q_F = U_{\text{д}} I_b, \quad (2.52)$$

где  $I_b$  – действующее значение реактивного тока  $i_b(t)$ . Полная мощность определяется из соотношения [320]:

$$S = \sqrt{P^2 - Q_F^2}. \quad (2.53)$$

При допущении, что активная проводимость  $G$  определяется по формуле [320]:

$$G = \frac{P}{U_{\text{д}}^2}, \quad (2.54)$$

выражение для активного тока в соответствии с определениями С. Фризе выглядит следующим образом [320]:

$$i_{aF}(t) = I_{0F} + i_{1aF} + i_{haF} + i_{gaF} = U_0 G + \sqrt{2} U_1 G \cos(\omega t - \alpha_1) + \sqrt{2} \sum_h U_h G \cos(h\omega t - \alpha_h) + \sqrt{2} \sum_g U_g G \cos(g\omega t - \alpha_g), \quad (2.55)$$

где: индексы  $F, g, h$  обозначают соответственно: определение по С. Фризе, ВГС со стороны нагрузки и со стороны сети. Выражение (2.55) показывает, что активная составляющая тока,

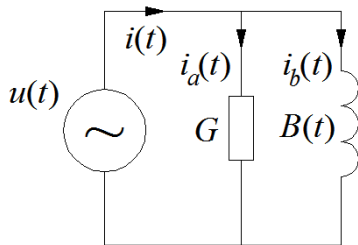


Рисунок 2.13 –  
Обобщенная схема  
для теории С. Фризе

согласно определениям С. Фризе, определяется всеми составляющими напряжения при постоянной величине активной проводимости  $G$  нагрузки за период [320]. Теория С. Фризе иллюстрируется обобщенной схемой, приведенной на рисунке 2.13 [320], согласно которой реактивная составляющая тока определяется реактивной проводимостью  $B(t)$ , величина которой изменяется во времени. Составляющая  $i_g(t)$  – это результат падения напряжения на сопротивлении источника, поэтому в активном токе  $i_a(t)$  под воздействием напряжения  $u_g(t)$  появляется

составляющая гармонического тока  $\sqrt{2} \sum U_g G \cos(g\omega t - \alpha_g)$ , которая потребляется нагрузкой в зависимости от величины  $u_g(t)$ . Поскольку составляющая  $i_g(t)$  идет со стороны нагрузки ее необходимо устранять из тока источника в процессе компенсации гармонических искажений. Исходя из теории С. Фризе при компенсации невозможно устранить весь искаженный ток со стороны нагрузки, так как составляющая  $\sqrt{2} \sum U_g G \cos(g\omega t - \alpha_g)$ , согласно определению, отдельно не определяется и является частью активного тока. Таким образом, теория С. Фризе

не позволяет точно определить активный ток, потребляемый нагрузкой, учитывая, что активная проводимость  $G$  в сетях может быть переменной в течение периода. Реактивная мощность по К. Будяну отличается от аналогичной по С. Фризе учетом только части консервативного процесса, обусловленной перекрытием спектров ВГС тока и напряжения с учетом фазовых сдвигов между ними [320].

**Теория составляющих полной мощности В. Шеферда и П. Закикхани (W. Shepherd, P. Zakikhani).** Согласно теории В. Шеферда и П. Закикхани вводятся и рассматриваются любые аналитические компоненты квадрата полной мощности таким образом, чтобы их компенсация позволила добиться максимального значения коэффициента мощности [320, 485]. В отличие от методов К. Будяну и С. Фризе, где переменные рассматриваются во временном диапазоне, данная теория анализирует процессы в частотном диапазоне и выделяет в полной мощности три компонента [320, 485]: активная составляющая полной мощности  $S_R$ , реактивная составляющая полной мощности  $S_X$ , а также искажающая составляющая полной мощности  $S_D$ . При определении указанных мощностей используются действующие значения соответствующих токов  $I_R$ ,  $I_X$  и  $I_D$ . Данная теория описывается следующими выражениями [320, 485]:

$$S^2 = S_R^2 + S_X^2 + S_D^2; U = U_N + U_P; I = I_N + I_M; \quad (2.56)$$

$$S_R^2 = U_N^2 I_{NR}^2 = \sum_n U_n^2 \sum_n [I_n \cos(\theta_n)]^2; S_X^2 = U_P^2 I_{NX}^2 = \sum_n U_n^2 \sum_n [I_n \sin(\theta_n)]^2; \quad (2.57)$$

$$S_D^2 = U_N^2 I_M^2 + U_P^2 (I_N^2 + I_M^2) = \sum_n U_n^2 \sum_m I_m^2 + \sum_p U_p^2 \left( \sum_n I_n^2 + \sum_m I_m^2 \right), \quad (2.58)$$

где:  $U_N = \sqrt{\sum_n U_n^2}$ ;  $U_P = \sqrt{\sum_p U_p^2}$ ;  $I_N = \sqrt{\sum_n I_n^2}$ ;  $I_M = \sqrt{\sum_m I_m^2}$ , при этом индекс  $n$  обозначает номера ВГС (включая основную составляющую) для которых есть как ток, так и напряжение,  $p$  – номера ВГС, для которых есть составляющие тока равны нулю,  $m$  – номера ВГС, для которых составляющие напряжения равны нулю. Ток  $I_N$  далее может быть разложен на синфазную  $I_{NR}$  и ортогональную  $I_{NX}$  составляющие [320, 485]:

$$I_{NR} = \sum_n [I_n \cos(\theta_n)]^2; I_{NX} = \sum_n [I_n \sin(\theta_n)]^2. \quad (2.59)$$

Приведенное разложение чаще всего используется при анализе эффективности коррекции коэффициента мощности. В некоторых источниках утверждается [320], что при наличии сопротивления сети отсутствуют неканонические ВГС, и составляющая  $S_D$  будет всегда равна нулю. При этом все составляющие имеют одинаковую размерность. Полная мощность определяет максимально возможный уровень преобразованной энергии, активная и истинно

реактивная полная мощности – ту часть квадрата полной мощности, которая зависит от одноименных ВГС тока и напряжения из области пересечения их спектров [320, 485]. Полная мощность искажения зависит от суммы, определяемой комбинациями произведений действующих значений ВГС тока и напряжения, принадлежащих различным подмножествам. Составляющие полной мощности по К. Будяну, В. Шеферду и П. Закикхани принципиально различны по своему определению (математической формулировке) и равенство между ними в электрических сетях имеет место только при синусоидальном режиме источника. Ряд исследователей высказали мнение [320], что такой подход не имеет никаких физических и математических преимуществ перед классическим методом и не применим для многофазных сетей, так как максимальное значение предполагаемого определения полной мощности только при конкретных условиях соответствует максимальному значению активной и реактивной мощности. Также отмечалось, что замена двух составляющих  $Q$  и  $D$  тремя  $S_R, S_X, S_D$  приводит к тому, что если  $Q$  можно измерить с какой-либо ошибкой, то возможность измерения любой из трех составляющих вызывает сомнения. Д. Шарон [484] утверждал, что в СЭС при наличии искажений максимально возможное значение коэффициента мощности достигается путем подключения параллельно нагрузке нелинейных или активных цепей. В. Шеферд и П. Закикхани в своих трудах утверждали, что согласно их методу полная мощность равна произведению действующих значений напряжения и тока, не имеет физического смысла и характеризует преобразовательную способность энергосистемы. При синусоидальном режиме введенные определения активной, истинно реактивной и полной мощностей соответствуют активной, реактивной и комплексной полной мощностям, а при синусоидальном источнике и НН классические величины  $P, Q, D$  эквивалентны гипотетическим  $S_R, S_X, S_D$ . При несинусоидальном режиме величины  $Q$  и  $D$  теряют физический смысл, и компенсация  $Q$  не приводит к максимальному значению коэффициента мощности, в то время как компенсация  $S_X$  дает возможность получить его максимальное значение. Разложение тока на ортогональные составляющие  $I_R, I_X, I_D$  по мнению авторов не имеет физического смысла, однако позволяет не рассматривать проблемы, связанные с природой возникновения и методах представления реактивной мощности. Величины  $I_P$  и  $I_Q$  представляют собой действующие значения мгновенных активной и реактивной составляющих несинусоидального тока [320, 485].

**Теория составляющих полной мощности Д. Шарона (D. Sharon).** Данная теория основана на анализе в частотном диапазоне, при этом активная мощность определяется как сумма произведений каждой ВГС напряжения, включая основную



составляющую, на соответствующую ВГС фазного тока [320, 484]. Ортогональная реактивная мощность определяется как произведение среднеквадратичных значений ортогональных токов и напряжений основной составляющей и ВГС. Мощность искажения удовлетворяет ортогональному соотношению вместе с активной и реактивной мощностью, результатом чего является значение полной мощности. Активная мощность согласно данной теории определяется следующим образом [320, 484]:

$$P = \sum_n U_n I_n \cos(\varphi_n). \quad (2.60)$$

Ортогональная реактивная мощность вычисляется по выражению [320, 484]:

$$S_Q = U_d \sqrt{\sum_n I_n^2 \sin^2(\varphi_n)}. \quad (2.61)$$

Дополнительная реактивная мощность определяется как [320, 484]:

$$S_C = \sqrt{\left( \sum_m U_m^2 \sum_n I_n^2 \cos^2(\varphi_n) + U_d^2 \sum_p I_p^2 + \frac{1}{2} \sum_{\beta=n} \sum_{\gamma=n} (U_\beta I_\gamma \cos(\varphi_\gamma) - U_\gamma I_\beta \cos(\varphi_\beta)) \right)}. \quad (2.62)$$

В выражениях (2.60)-(2.62) индекс  $n$  относится к основной составляющей и ВГС, для которых в спектре сети присутствуют и токи и напряжения, индекс  $m$  – к ВГС напряжения, для которых нет соответствующих составляющих тока, индекс  $p$  – к ВГС тока, для которых нет соответствующих составляющих напряжения [320, 484].

Теория, предложенная Д. Шароном, по данным некоторых публикаций не отражает физического смысла введенных определений [320].

**Теория составляющих полной мощности Н. Кастерса и В. Мура (N. Kusters, V. Moore).** Предложенный метод основан на анализе параметров во временной области, при этом активная составляющая тока  $i_p(t)$  определяется также как в теории С. Фризе [320, 424]. Ток, определяемый как разность  $i(t) - i_p(t)$ , далее раскладывается на реактивные емкостные токи  $i_{qc}(t)$  и  $i_{qcr}(t)$  или на реактивные индуктивные токи  $i_{ql}(t)$  и  $i_{qlr}(t)$ , согласно следующим выражениям [320, 424].

Активный ток определяется как [320, 424]:

$$i_p(t) = \frac{P}{U_d^2} u(t). \quad (2.63)$$

Емкостной реактивный ток [320, 424]:

$$i_{qc}(t) = \frac{\frac{1}{T} \int (u_{\text{диф}}(t)) i dt}{U_{\text{диф д}}^2} u_{\text{диф}}(t), \quad i_{qcr}(t) = i(t) - i_p(t) - i_{qc}(t). \quad (2.64)$$

Индуктивный реактивный ток [320, 424]:

$$i_{ql}(t) = \frac{1}{T} \int (u_{\text{инт}}(t)) i dt \quad u_{\text{инт}}(t), i_{qlr}(t) = i(t) - i_p(t) - i_{ql}(t). \quad (2.65)$$

В выражениях (2.63)-(2.65)  $U_{\text{диф д}}$  - среднеквадратичное значение дифференциального напряжения  $u_{\text{диф}}(t) = \frac{du(t)}{dt}$ ,  $U_{\text{инт д}}$  - среднеквадратичное значение интегрального напряжения  $u_{\text{инт}}(t) = \int u(t) dt$  [320, 424].

Полная мощность определяется следующим образом:  $S = U_{\text{д}} I_{\text{д}}$ ; «активная мощность:  $P = U_{\text{д}} I_p$ ; индуктивная составляющая реактивной мощности:  $Q_l = U_{\text{д}} I_{ql}$ ; емкостная составляющая реактивной мощности:  $Q_c = U_{\text{д}} I_{qc}$ » [320, 424]; мощность, связанная с остаточным индуктивным реактивным током:  $Q_{lr} = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_l^2}$ ; мощность, связанная с остаточным емкостным реактивным током:  $Q_{cr} = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_c^2}$  [320, 424].

По результатам анализа, отраженного в публикациях, реактивная емкостная мощность согласно данной теории определяется для условий идеального источника напряжения, у которого внутреннее сопротивление пренебрежимо мало [320, 424]. Таким образом, данная теория не может эффективно применяться в энергосистемах ограниченной мощности, где сопротивление источника соизмеримо с сопротивлениями нагрузки. Также критики отмечают, что предложенные определения не могут быть основанием для минимизации полной мощности источника при подключении шунтирующего конденсатора, компенсация остаточных составляющих невозможна с помощью пассивных элементов. При наличии некоторого конечного сопротивления источника напряжения метод Н. Кастерса и В. Мура не может служить для минимизации его полной мощности [320, 424]. Однако, теория Н. Кастерса и В. Мура послужила основой для нескольких методов представления реактивной мощности в виде суммы индуктивной и емкостной составляющих, в частности методов Дж. Фодора, Г. Тевана, С. Пейджа, Х. Хекельмана, Р. Боллнни, А. Годвани и др.

**Теория ортогонального разложения токов Л. Чарнецки (L. Szarnecki).** В научных трудах Л. Чарнецки предложена теория для однофазных и трехфазных сетей, которая основана на физических составляющих тока, определяемых в частотном диапазоне [320, 394-396]. Теория для однофазных сетей была разработана при допущении несинусоидальности со стороны источника и линейного характера нагрузки. Активная составляющая тока  $i_a(t)$  определяется аналогично теории С. Фризе, при этом разность между

полным током и активным током  $i(t)-i_a(t)$  раскладывается на ток рассеяния  $i_s(t)$  и реактивный ток  $i_r(t)$  согласно выражениям, приведенным ниже [320, 394-396].

Мгновенное значение активного тока определяется следующим образом [320, 394-396]:

$$i_a(t) = G_{\text{экв}} u(t), \quad (2.66)$$

где:  $G_{\text{экв}} = P/U_d^2$  - эквивалентная активная проводимость.

Мгновенное значение тока рассеяния определяется как [320, 394-396]:

$$i_{\text{рас}} = (G_0 - G_{\text{экв}})U_0 + \sum_n \sqrt{2}(G_n - G_{\text{экв}})U_n \cos(n\omega t - \alpha_n), \quad (2.67)$$

где:  $G_0 = \frac{I_0}{U_0}$ ,  $G_n = \frac{I_n \cos(\theta_n)}{U_n}$  - соответственно активные проводимости постоянной составляющей и на частоте  $n$ -ой ВГС,  $I_0$  и  $I_n$  - среднеквадратичные значения токов постоянной составляющей и на частоте  $n$ -ой ВГС,  $\theta_n$  - фазовый угол между током и напряжением на частоте  $n$ -ой ВГС [320, 394-396].

Мгновенное значение реактивного тока вычисляется по формуле [320, 394-396]:

$$i_{\text{рас}} = \sum_n \sqrt{2}B_n U_n \sin(n\omega t - \alpha_n), \quad (2.68)$$

где:  $B_n = \frac{I_n \sin(\theta_n)}{U_n}$  реактивная проводимость на частоте  $n$ -ой ВГС.

Действующее значение активного тока определяется следующим образом:

$I_a = G_{\text{экв}} U_d = P/U_d$ ; действующее значение тока рассеяния:

$I_{\text{рас}} = \sqrt{(G_0 - G_{\text{экв}})^2 U_0^2 + \sum_n (G_n - G_{\text{экв}})^2 U_n^2}$ ; действующее значение реактивного тока

вычисляется из соотношения:  $I_p = \sqrt{\sum_n B_n^2 U_n^2}$  [320, 394-396].

Среднее значение полной мощности определяется следующим образом:  $S = U_d I_d$ ;

среднее значение активной мощности:  $P = U_d I_a$ ; среднее значение мощности рассеяния:

$D_{\text{рас}} = U_d I_{\text{рас}}$ ; среднее значение реактивной мощности:  $Q = U_d I_p$  [320, 394-396].

Итоговые соотношения между составляющими тока и мощности для однофазных сетей следующие [320, 394-396]:

$$I_d^2 = I_a^2 + I_{\text{рас}}^2 + I_p^2, \quad S^2 = P^2 + D_{\text{рас}}^2 + Q^2. \quad (2.69)$$

Для трехфазных трехпроводных сетей теория, предложенная Л. Чарнецки, рассматривает симметричный несинусоидальный источник с НН или резкопеременной

нагрузкой. При расчетах нейтральная точка используется только для определения фазных напряжений [320, 394-396].

Трехфазная мгновенная активная мощность определяется следующим образом [394-396]:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T [u_A(t)i_A(t) + u_B(t)i_B(t) + u_C(t)i_C(t)] dt. \quad (2.70)$$

Действующее значение трехфазного тока и напряжения вычисляется по следующим выражениям [320, 394-396]:

$$U_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [(u_A(t))^2 + (u_B(t))^2 + (u_C(t))^2] dt}, \quad I_d = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [(i_A(t))^2 + (i_B(t))^2 + (i_C(t))^2] dt}. \quad (2.71)$$

Аналогично для  $n$ -ой ВГС [320, 394-396]:

$$U_{дн} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [(u_{nA}(t))^2 + (u_{nB}(t))^2 + (u_{nC}(t))^2] dt}, \quad U_{дн} = \sqrt{(U_{nA})^2 + (U_{nB})^2 + (U_{nC})^2}, \quad (2.72)$$

где:  $U_{nA}$ ,  $U_{nB}$ ,  $U_{nC}$  – действующие значения фазных напряжений  $n$ -ой ВГС.

Эквивалентная активная проводимость на частоте основной составляющей:  $G_{эkv} = P/U_d^2$ , и на частоте  $n$ -ой ВГС:  $G_{эkv n} = P_n/U_{дн}^2$ ; эквивалентная реактивная проводимость на частоте  $n$ -ой ВГС:  $B_{эkv n} = Q_n/U_{дн}^2$ . При этом активная и реактивная мощность  $P_n$  и  $Q_n$  определяются для каждой ВГС с учетом фазового угла между напряжением  $U_n$  и током  $I_n$ . Действующее значение активного тока определяется следующим образом:  $I_a = G_{эkv} U_d$ ;

действующее значение тока рассеяния:  $I_{рас} = \sqrt{\sum_{n=1, h} (G_{эkv n} - G_{эkv})^2 U_{дн}^2}$ ; действующее значение

реактивного тока:  $I_p = \sqrt{\sum_{n=1, h} B_{эkv n}^2 U_{дн}^2}$ ; действующее значение тока несимметрии:

$I_{нес} = \sqrt{\sum_{n=1, h} [I_{дн}^2 - (G_{эkv n}^2 + B_{эkv n}^2) U_{дн}^2]}$ ; действующее значение тока ВГС, потребляемого НН:

$I_{нн} = \sqrt{\sum_{m=g} I_g^2}$ . Средние значения мощностей определяются следующим образом. Полная

мощность:  $S = U_d I_d$ ; активная мощность:  $P = U_d I_a$ ; мощность рассеяния:  $D_{рас} = U_d I_{рас}$ ;

реактивная мощность:  $Q = U_d I_p$ ; мощность несимметрии:  $D_{нес} = U_d I_{нес}$ ; мощность,

создаваемая током ВГС со стороны НН:  $D_{нн} = U_d I_{нн}$  [320, 394-396].

Итоговые соотношения между составляющими тока и мощности [320, 394-396]:

$$I_d^2 = I_a^2 + I_{рас}^2 + I_p^2 + I_{нес}^2 + I_{нн}^2, \quad S^2 = P^2 + D_{рас}^2 + Q^2 + D_{нес}^2 + D_{нн}^2. \quad (2.73)$$

**Теория мгновенной мощности, предложенная Х. Акаги (H.Akagi).** Данная теория применима для трехфазных трехпроводных и четырехпроводных систем и основана на фазовых преобразованиях в координатах  $\alpha\beta 0$  и  $dq0$ . Фазные напряжения и токи могут быть преобразованы в систему координат  $\alpha\beta 0$  согласно следующим выражениям [320, 375]:

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.74)$$

После указанных преобразований можно определить составляющие мощности [320, 375]:

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_0 & 0 & 0 \\ 0 & u_\alpha & u_\beta \\ 0 & -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}, \quad (2.75)$$

где:  $p_0$  – мгновенная мощность контура нулевой последовательности,  $p_{\alpha\beta}$  – мгновенная действительная мощность;  $q_{\alpha\beta}$  – мгновенная мнимая мощность [320, 375]. Матрица обратная выражению (2.75) определяет токи в координатах  $\alpha\beta 0$ , которые содержат информацию, необходимую для компенсации искажений и реактивной мощности [375]:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_{\alpha\beta} \\ i_{\alpha\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{u_0 u_{\alpha\beta}^2} \begin{bmatrix} u_{\alpha\beta}^2 & 0 & 0 \\ 0 & u_0 u_\alpha & -u_0 u_\beta \\ 0 & u_0 u_\beta & u_0 u_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_0 \\ p_{\alpha\beta} \\ q_{\alpha\beta} \end{bmatrix}, \quad (2.76)$$

где:  $u_{\alpha\beta}^2 = u_\alpha^2 + u_\beta^2$ .

В результате совершенствования данной теории были выявлены другие составляющие мощности согласно следующему преобразованию [320, 375]:

$$\begin{bmatrix} p \\ q_0 \\ q_\alpha \\ q_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_0 & u_\alpha & u_\beta \\ 0 & -u_\beta & u_\alpha \\ u_\beta & 0 & -u_0 \\ -u_\alpha & u_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}, \quad (2.77)$$

где:  $p$  – мгновенная действительная мощность;  $q_0$ ,  $q_\alpha$  и  $q_\beta$  – мгновенные мнимые мощности. Мощность нулевой последовательности входит в состав действительной мощности, а мнимая мощность в выражении (2.77) разделена на три составляющих:  $q_0$ ,  $q_\alpha$  и  $q_\beta$ . При этом  $q_0$  – мнимая мощность нулевой последовательности, тогда как в исходной теории предполагается, что мнимая мощность не протекает по контуру нулевой последовательности. Активная мощность  $p$  также может быть разложена на составляющие  $\alpha\beta 0$ , в исходной теории  $p$  рассматриваются только составляющие  $\alpha\beta$ . Матрица обратная

выражению (2.77) также определяет токи в координатах  $\alpha\beta 0$ , которые содержат информацию, необходимую для компенсации искажений и реактивной мощности [375]:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_0 & 0 & u_\beta & -u_\alpha \\ u_\alpha & -u_\beta & 0 & u_0 \\ u_\beta & u_\alpha & -u_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_0 & u_\alpha & u_\beta \\ 0 & -u_\beta & u_\alpha \\ u_\beta & 0 & -u_0 \\ -u_\alpha & u_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_0 \\ q_0 \\ q_\alpha \\ q_\beta \end{bmatrix}, \quad (2.78)$$

где:  $u_{\alpha\beta}^2 = u_0^2 + u_\alpha^2 + u_\beta^2$ .

Исследования показывают, что мгновенная активная мощность, определяемая согласно теории Х. Акаджи отличается от классических определений при наличии гармонических искажений и несимметрии трехфазных напряжений источника при любом характере подключенной нагрузки, за исключением чисто активной нагрузки, которая изменяется с течением времени [320, 375]. Исходя из этого, данная теория эффективнее для трехфазных трехпроводных систем. Также некоторыми исследователями установлено, что исходную и усовершенствованную теорию Х. Акаджи наиболее эффективно применять для управления компенсаторами без накопителей энергии в случаях, когда величина напряжения нулевой последовательности небольшая. Результаты некоторых исследований показывают, что мнимые величины данной теории не имеют физического смысла. Результаты математического моделирования, приведенные в некоторых публикациях, показывают невозможность компенсации составляющих нулевой последовательности в рамках рассматриваемой теории. Также в некоторых трудах указывается неэффективность данной теории при наличии несимметрии со стороны нагрузки [320, 375].

**Метод М. Дзепенброка (M. Depenbrock).** Данный метод рассматривает электрическую сеть с числом проводников  $m$  и вводит следующие определения [320, 399]: токи  $i_x$  ( $x = 1$  до  $m$ ), протекающие от источника к нагрузке по  $m$  проводникам, при этом последние предполагаются одинаковыми; напряжения  $u_{xy}$  в количестве  $m-1$  ( $x, y = 1$  до  $m$ ) между проводниками при подключении источника к нагрузке, при этом данные напряжения, измеренные или вычисленные, рассматриваются в качестве идеальных источников напряжения.

Для простых цепей (см. рисунок 3.3) ток  $i_x$  каждого проводника раскладывается на силовой ток  $i_{xp}$  и нулевой ток  $i_{xz}$ . При этом мгновенная суммарная активная мощность будет определяться следующим образом [320, 399]:

$$p_x = u_x i_{xp}. \quad (2.79)$$

Мгновенные значения суммарного тока и напряжения всех проводников определяются как [320, 399]:

$$i_{\Sigma x} = \sqrt{\sum_{x=1}^m i_x^2}, \quad u_{\Sigma x} = \sqrt{\sum_{x=1}^m u_x^2}. \quad (2.80)$$

Соответствующие им действующие значения:

$$i_{\Sigma xд} = \sqrt{\sum_{x=1}^m i_{xд}^2}, \quad u_{\Sigma xд} = \sqrt{\sum_{x=1}^m u_{xд}^2}, \quad (2.81)$$

где:  $u_x = \frac{1}{m} \sum_{y=1}^m u_{xy}$  и  $u_{xд} = \frac{1}{m} \sum_{y=1}^m u_{xyд}$ .

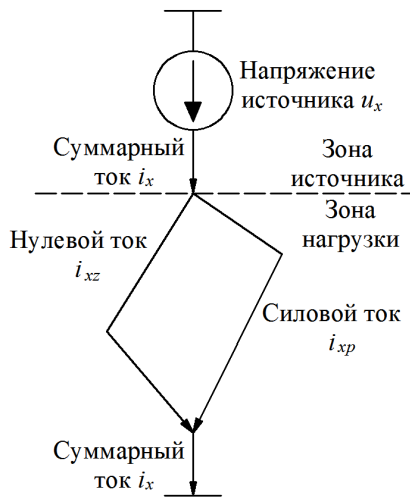


Рисунок 2.14 –  
Обобщенная схема для  
теории Дэпенброка

В рамках данного метода применимы следующие соотношения [320, 399]:  $\sum_{x=1}^m i_x = 0$ ,  $\sum_{x=1}^m u_x = 0$ .

Суммарная полная мощность определяется следующим образом [320, 399]:

$$S_{\Sigma д} = u_{\Sigma д} i_{\Sigma д}. \quad (2.82)$$

Соотношение между напряжением и силовым током

следующее [320, 399]:

$$i_{xp} = G_p(t) u_x, \quad i_{sp} = G_p(t) u_{\Sigma x}, \quad (2.83)$$

где:  $G_p(t) = \frac{p_{\Sigma}(t)}{u_{\Sigma}^2}$  - эквивалентная мгновенная проводимость,  $p_{\Sigma}(t) = \sum_{x=1}^m p_x(t) = \sum_{x=1}^m u_x i_x$ .

Нулевой ток определяется следующим образом [320, 399]:

$$i_{xz} = i_x - i_{xp}. \quad (2.84)$$

Нулевой ток  $i_{xz}$  может быть подавлен компенсирующим устройством, подключенным параллельно нагрузке, без запаздывания. Так как  $p_{\Sigma z}(t) = \sum_{x=1}^m u_x i_{xz} = 0$  компенсатору не нужен накопительный элемент [320, 399].

В процессе компенсации нулевой ток снижается, что влечет за собой уменьшение действующего значения тока источника:  $I_{\Sigma pд} = \sqrt{I_{\Sigma xд}^2 - I_{\Sigma xzд}^2}$  [320, 399].

Активные токи  $i_{xa}$  источника снижаются до минимально возможного действующего значения общего активного тока  $i_{\Sigma aд}$ , который определяется средним значением общей активной мощности  $P_{\Sigma}$ . Для определения активной мощности может использоваться активная проводимость  $G$ . Для одной ветви мгновенные значения следующие [320, 399]:

$$i_{xa} = G u_x; \quad I_{xaд} = G U_{xд}; \quad p_{xa}(t) = G u_x^2; \quad (2.85)$$

суммарные значения [320, 399]:

$$i_{\Sigma a} = Gu_{\Sigma}; I_{\Sigma a d} = GU_{\Sigma d}; p_{\Sigma a}(t) = Gu_{\Sigma}^2; \quad (2.86)$$

где:  $G = \frac{P_{\Sigma}}{u_{\Sigma d}^2}$  - эквивалентная активная

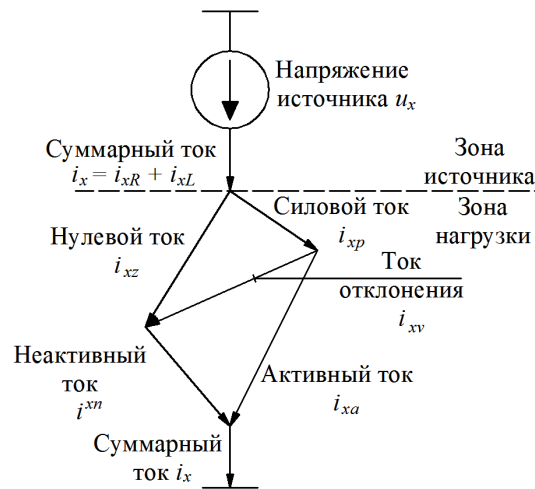


Рисунок 2.15 – Обобщенная схема для теории Дэпенброка в случае сложных цепей

проводимость, величину которой невозможно получить без запаздывания, также как значения  $p_{\Sigma}(t)$  и  $u_{\Sigma}^2$  не могут быть определены без интервала времени осреднения [320, 399].

Для сложных цепей (см. рисунок 2.15) для заданного тока нагрузки  $i_x$  должен быть скомпенсирован неактивный ток  $i_{xn}$ . Соотношение между токами в этом случае следующее [320, 399]:

$$i_{xn} = i_x - i_{xa} = i_{xz} + i_{xv}. \quad (2.87)$$

Если коэффициент мощности равен единице, суммарная активная мощность определяется следующим образом [320, 399]:

$$p_{\Sigma a}(t) = Gu_{\Sigma}^2 = P_{\Sigma} \frac{u_{\Sigma}^2}{u_{\Sigma d}^2} = P_{\Sigma} f_a^2(t), f_a(t) = \frac{u_{\Sigma}}{u_{\Sigma d}}. \quad (2.88)$$

При наличии отклонений от функции  $f_a^2(t)$ , которая зависит только от напряжений, разница должна быть обозначена мгновенной суммарной мощностью отклонения  $p_{\Sigma v}(t)$ . Таким образом, любая функция мгновенной мощности может быть разложена на активную составляющую и составляющую отклонения [320, 399]:

$$p_{\Sigma}(t) = p_{\Sigma a}(t) + p_{\Sigma v}(t) = [G + \Delta G_p(t)]u_{\Sigma}^2.$$

Суммарный неактивный ток, который должен быть скомпенсирован, определяется следующим образом:  $i_{xn} = i_x - i_{xa} = i_{xz} + i_{xv}$  [320, 399].

Мгновенная мощность компенсатора должна быть равна  $-p_{\Sigma v}(t)$ , которая связана с проводимостью следующими выражениями [320, 399]:

$$p_{\Sigma v}(t) = \Delta G_p(t)u_{\Sigma}^2; \Delta G_p(t) = G_p(t) - G; i_{xv} = \Delta G_p(t)u_x; i_{\Sigma v} = \Delta G_p(t)u_{\Sigma}.$$

Согласно теории М. Дэпенброка токи  $i_{xa}$  и  $i_{xz}$  являются ортогональными.

В некоторых публикациях [320] указывается, что недостатком данной теории является невозможность компенсации классической реактивной мощности.



**Определения, предложенные А. Ферреро и Г. Суперти-Фурга (A.M. Ferrero, G. Superti-Furga).** Предложенные определения основаны на фазовых преобразованиях из трехфазной системы  $ABC$  в координаты  $dq0$  согласно следующим выражениям [407]:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} \\ 0 & \sqrt{\frac{1}{2}} & -\sqrt{\frac{1}{2}} \\ \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} & -\sqrt{\frac{1}{6}} \\ 0 & \sqrt{\frac{1}{2}} & -\sqrt{\frac{1}{2}} \\ \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}, \quad (2.89)$$

где:  $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$  – напряжения и токи (мгновенные значения).

Активная мощность определяется следующим образом:  $p_p(t) = u_d i_d + u_q i_q$ ; реактивная мощность:  $q_p(t) = u_q i_d - u_d i_q$ ; мощность нулевой последовательности:  $p_0(t) = u_0 i_0$ ; мгновенная мощность:  $p(t) = p_p(t) + p_0(t)$ . Несмотря на определение мощности нулевой последовательности, данная теория наиболее применима для трехфазных трехпроводных систем [407].

Токи, согласно преобразованиям Парка, определяются следующим образом, что также применимо для трехфазных трехпроводных систем [407]:

$$\begin{bmatrix} i_{Aa} \\ i_{Ba} \\ i_{Ca} \end{bmatrix} = \frac{P_p}{U_\Sigma^2} \begin{bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{bmatrix} \quad \text{и} \quad \begin{bmatrix} i_{Ax} \\ i_{Bx} \\ i_{Cx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{Aa} \\ i_{Ba} \\ i_{Ca} \end{bmatrix}, \quad (2.90)$$

где  $i_{Aa}, i_{Ba}, i_{Ca}$  – активные фазные токи,  $i_{Ax}, i_{Bx}, i_{Cx}$  – остаточные фазные токи,  $P_p = \int_T p_p(t) dt$  и  $U_\Sigma^2 = U_p^2 + U_q^2 + U_0^2$  – среднеквадратичное значение вектора напряжения Парка. При этом токи  $i_{Ax}, i_{Bx}, i_{Cx}$  могут быть использованы для компенсации [407].

**Определения, предложенные Дж. Вильямсом (J. L. Willems).** Данная теория основана на векторах мгновенных значений напряжения и тока. Определения в рамках теории справедливы для однофазных и многофазных систем [529, 530].

Для любой многофазной системы мгновенные напряжения и токи, относящиеся к  $m$  фазам, представляются в виде векторов напряжения  $\overline{u}(t)$  и тока  $\overline{i}(t)$  размерностью  $m$ . Мгновенная мощность, передаваемая от источника к нагрузке, определяется как скалярное произведение векторов мгновенного значения напряжения и тока [529, 530]:

$$\overline{p}(t) = \overline{u}(t)^T \overline{i}(t). \quad (2.91)$$

Вектор мгновенного значения активного тока  $\overline{i_p(t)}$  ортогонален проекции мгновенного полного тока  $\overline{i(t)}$  на вектор напряжения  $\overline{u(t)}$  согласно выражению [529, 530]:

$$\overline{i_p(t)} = \frac{\overline{u(t)}^T \overline{i(t)}}{|\overline{u(t)}|^2} \overline{u(t)}, \quad (2.92)$$

где:  $|\overline{u(t)}|$  это длина вектора  $u(t)$  и определяется как  $\overline{u(t)}^T \overline{u(t)}$ .

Мгновенное значение неактивного тока [529, 530]:

$$\overline{i_q(t)} = \overline{i(t)} - \overline{i_p(t)}, \quad (2.93)$$

где  $\overline{i_q(t)}$  ортогонален  $\overline{i(t)}$ .

Для однофазных сетей справедливо следующее соотношение:  $|\overline{i(t)}|^2 = |\overline{i_p(t)}|^2 + |\overline{i_q(t)}|^2$ , а для трехфазных сетей:  $|\overline{i(t)}|^2 = |\overline{i_A(t)}|^2 + |\overline{i_B(t)}|^2 + |\overline{i_C(t)}|^2$  [519, 520].

Мгновенные значения действительной и мнимой мощностей определяются следующим образом [529, 530]:

$$p(t) = u(t)i_p(t), \quad |q(t)| = |u(t)| \cdot |i_q(t)|. \quad (2.94)$$

Также используются следующие соотношения [529, 530]:

$$|\overline{i_p(t)}|^2 = \frac{p(t)^2}{|u(t)|^2}, \quad |\overline{i_q(t)}|^2 = \frac{q(t)^2}{|u(t)|^2}. \quad (2.95)$$

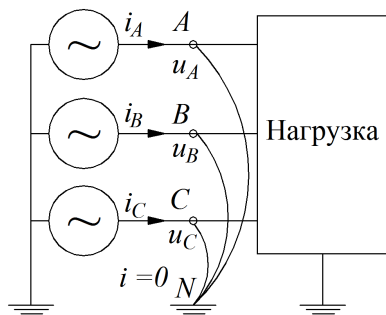


Рисунок 2.16 – Схема для теории Ф. Пенга и Дж. Лая

**Определения, предложенные Ф. Пенгом и Дж. Лаем (F. Z. Peng, J. Lai).** Предложенные определения основаны на теории Х. Акаджи и Дж. Вильямса и применимы для синусоидальных и несинусоидальных, симметричных и несимметричных, трехпроводных и четырехпроводных трехфазных систем. На рисунке 2.16 приведена схема для данной теории [444, 445].

Векторы напряжения и тока определяются следующим образом [444, 445]:

$$\overline{u(t)} = \begin{bmatrix} u_A \\ u_B \\ u_C \end{bmatrix}; \quad \overline{i(t)} = \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix}. \quad (2.96)$$

Мгновенная активная мощность, передаваемая от источника к нагрузке, определяется как скалярное произведение векторов мгновенного напряжения и тока [444, 445]:

$$p(t) = \overline{u(t)} \cdot \overline{i(t)} \text{ или } p(t) = u_A i_A + u_B i_B + u_C i_C. \quad (2.97)$$

Мгновенная неактивная мощность  $q(t)$  определяется как векторное произведение векторов мгновенного тока и напряжения [444, 445]:

$$\overline{q(t)} = \overline{u(t)} \times \overline{i(t)}. \quad (2.98)$$

При этом [444, 445]:

$$\overline{q(t)} = \begin{bmatrix} q_A \\ q_B \\ q_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_B & u_C \\ i_B & i_C \\ u_C & u_A \\ i_C & i_A \\ u_A & u_B \\ i_A & i_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_B i_C - u_C i_B \\ u_C i_A - u_A i_C \\ u_A i_B - u_B i_A \end{bmatrix}, \quad q(t) = \sqrt{q_A^2 + q_B^2 + q_C^2}. \quad (2.99)$$

Векторы мгновенных значений тока и напряжения определяются следующим образом:

$$\overline{i_p(t)} = \begin{bmatrix} i_{Ap} \\ i_{Bp} \\ i_{Cp} \end{bmatrix} = \frac{p(t)}{u(t) \bullet u(t)} \overline{u(t)}, \quad \overline{i_q(t)} = \begin{bmatrix} i_{Aq} \\ i_{Bq} \\ i_{Cq} \end{bmatrix} = \frac{\overline{q(t)} \times \overline{u(t)}}{u(t) \bullet u(t)}. \quad (2.100)$$

Мгновенная полная мощность определяется как [444, 445]:

$$s(t) = u_{3\phi}(t) i_{3\phi}(t), \quad (2.101)$$

где:  $u_{3\phi}(t) = \sqrt{u_A^2 + u_B^2 + u_C^2}$ ,  $i_{3\phi}(t) = \sqrt{i_A^2 + i_B^2 + i_C^2}$ .

Мгновенное значение коэффициента мощности [444, 445]:

$$\lambda(t) = \frac{p(t)}{s(t)}. \quad (2.102)$$

**Определения, приведенные в стандарте IEEE 1459.** В стандарте приводятся определения различных составляющих мощности для синусоидальных, несинусоидальных, симметричных и несимметричных однофазных и трехфазных электрических сетей. Основное назначение стандарта – надлежащая обработка измерительной информации [420].

Для однофазных электрических сетей вводятся следующие определения.

При синусоидальном напряжении и токе [420]:

$$u = \sqrt{2}U \sin(\omega t), \quad i = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \theta) \quad (2.103)$$

мгновенная мощность  $p$  будет состоять из мгновенной активной  $p_a$  и реактивной  $p_q$  мощностей [420]:

$$p = ui = p_a + p_q, \quad (2.104)$$

где:  $p_a = UI \cos \theta [1 - \cos(2\omega t)] = P [1 - \cos(2\omega t)]$ .

Мгновенная активная мощность  $p_a$  это положительная величина, характеризующая односторонний поток энергии от источника к нагрузке, при этом  $p_a$  включает в себя две

составляющих: активную мощность  $P$  и мощность колебаний  $-P \cos(2\omega t)$ , которая присутствует во всех случаях, но не обуславливает потерь энергии [420].

Среднее значение активной мощности определяется следующим образом [420]:

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p dt = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p_a dt = UI \cos \theta. \quad (2.105)$$

Мгновенная реактивная мощность  $p_q$  циркулирует между источником и нагрузкой, не участвуя в передаче энергии и обуславливая потери в проводниках [420]:

$$p_q = -UI \sin \theta \sin(2\omega t) = -Q \sin(2\omega t). \quad (2.106)$$

Среднее значение реактивной мощности  $Q$  обуславливается фазовым сдвигом между напряжением и током [420]:

$$Q = UI \sin \varphi. \quad (2.107)$$

Полная мощность определяется как [420]:

$$S = UI = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (2.108)$$

Коэффициент мощности вычисляется следующим образом [420]:

$$PF = \frac{P}{S}. \quad (2.109)$$

При наличии постоянной составляющей и ВГС тока  $i_n$  и напряжения  $u_n$  помимо основных составляющих  $i_1$  и  $u_1$  справедливы следующие соотношения [420]:

$$u = u_1 + u_n; \quad i = i_1 + i_n, \quad (2.110)$$

где:  $u_1 = \sqrt{2}U_1 \sin(\omega t - \alpha_1)$ ,  $i_1 = \sqrt{2}I_1 \sin(\omega t - \beta_1)$ ,

$$u_n = U_0 + \sqrt{2} \sum_{n \neq 1} U_n \sin(n\omega t - \alpha_n), \quad i_n = I_0 + \sqrt{2} \sum_{n \neq 1} I_n \sin(n\omega t - \beta_n).$$

Таким образом, напряжение и ток при несинусоидальных условиях можно разделить на два компонента: основной ( $u_1$ ,  $i_1$ ) и гармонический ( $u_n$ ,  $i_n$ ). Действующие значения в этом случае определяются следующим образом [420]:

$$U^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} u^2 dt = U_1^2 + U_n^2, \quad I^2 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} i^2 dt = I_1^2 + I_n^2, \quad (2.111)$$

где:  $U_n^2 = U_0^2 + \sum_{n \neq 1} U_n^2 = U^2 - U_1^2$ ,  $I_n^2 = I_0^2 + \sum_{n \neq 1} I_n^2 = I^2 - I_1^2$ .

Суммарные коэффициенты ВГС напряжения и тока определяются следующим образом [420]:

$$THD_U = \frac{U_n}{U_1} = \sqrt{\left(\frac{U}{U_1}\right)^2 - 1}, \quad THD_I = \frac{I_n}{I_1} = \sqrt{\left(\frac{I}{I_1}\right)^2 - 1}. \quad (2.112)$$

Для действующих значений суммарной активной мощности  $P$ , активной мощности основной составляющей  $P_1$ , активной мощности ВГС введены следующие определения [420]:

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p dt = P_1 + P_n, \quad P_1 = U_1 I_1 \cos \theta_1, \quad P_n = P - P_1 = \sum_{n \neq 1} U_n I_n \cos \theta_n. \quad (2.113)$$

В данном стандарте дается определение только составляющей реактивной мощности для первой гармоники, при этом компоненты суммарной мощности искажения определяются по отдельности для напряжения, тока и ВГС посредством коэффициентов  $THD_U$  и  $THD_I$ . При этом не дается никакого физического объяснения для мощностей искажения, также отсутствует определение для суммарной мощности искажения. Указывается, что реактивная мощность относится к колебаниям энергии, а мощность искажения – к несинусоидальности тока и напряжения [420].

Реактивная мощность основной составляющей определяется следующим образом:  $Q_1 = U_1 I_1 \sin \theta_1$ ; полная мощность основной составляющей:  $S_1 = U_1 I_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}$ ; мощность искажения по току:  $D_I = U_1 I_n = S_1 THD_I$ ; мощность искажения по напряжению:  $D_U = U_n I_1 = S_1 THD_U$ ; полная мощность ВГС:  $S_n = U_n I_n = S_1 THD_I THD_U$ ; мощность искажения ВГС:  $D_n = \sqrt{S_n^2 - P_n^2}$  [420].

В итоге полная мощность определяется из следующего соотношения:  $S^2 = (UI)^2 = S_1^2 + D_I^2 + D_U^2 + S_n^2$ ; нефундаментальная полная мощность:  $S_N^2 = S^2 - S_1^2 = D_I^2 + D_U^2 + S_n^2$ ; неактивная мощность:  $N = \sqrt{S^2 - P^2}$  [420].

Коэффициент мощности основной составляющей (коэффициент сдвига мощности):  $PF_1 = \frac{P_1}{S_1}$ ; коэффициент мощности, характеризующий меру использования линии электропередачи:  $PF = \frac{P}{S}$ ; уровень гармонической эмиссии со стороны потребителя:  $HP = \frac{S_N}{S_1}$ . В случае трехфазной четырехпроводной системы эквивалентные значения напряжения и тока вычисляются из следующих соотношений [420]:

$$U_e = \sqrt{\frac{3(U_{an}^2 + U_{bn}^2 + U_{cn}^2) + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{18}}, \quad I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}}. \quad (2.114)$$

Эквивалентная полная мощность в этом случае [420]:

$$S_e = 3U_e I_e = 3\sqrt{\frac{3(U_{an}^2 + U_{bn}^2 + U_{cn}^2) + U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{18}} \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}}. \quad (2.115)$$

Активная мощность определяется как [420]:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T (u_{an} i_a + u_{bn} i_b + u_{cn} i_c) dt. \quad (2.116)$$

В случае трехфазной трехпроводной системы эквивалентная полная и активная мощности определяются следующим образом [420]:

$$S_e = 3U_e I_e = 3\sqrt{\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2}{9}} \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}}, \quad P = \frac{1}{T} \int_0^T (u_{ab}i_a + u_{cb}i_c) dt. \quad (2.117)$$

Эквивалентный коэффициент мощности [420]:

$$PF_e = \frac{P}{S_e}. \quad (2.118)$$

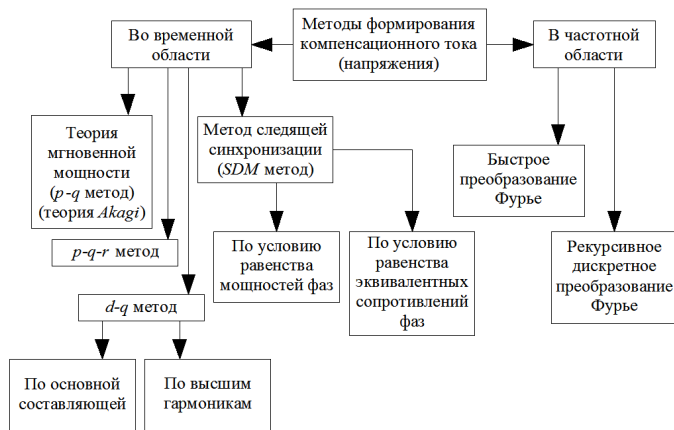
**Анализ представленных теорий.** Среди рассмотренных теорий и методов можно выделить три основных направления по анализу гармонических и неактивных составляющих тока и мощности: теории, основанные на ортогональных составляющих тока, методы выявления составляющих мгновенной мощности, и фазовые преобразования в координатах  $\alpha\beta 0$  и  $dq0$ . Большинство исследователей [87, 320, 321] классическими и не противоречащими основным положениям теории электрических цепей признаются теории К. Будяну и С. Фризе, все остальные методы относятся к гипотетическим [320] и не могут однозначно отражать процессы коррекции ПКЭ и неактивных составляющих полной мощности. Абсолютное большинство методов, связанных с ортогональными составляющими тока, основано на теории С. Фризе, в которой за основу берется определение активной составляющей полного тока через активную мощность и напряжение, либо через активную проводимость:

$$i_a(t) = \frac{P}{U_d^2} u(t), \quad i_a(t) = G_{\text{экр}} u(t). \quad (2.119)$$

При этом эквивалентная активная проводимость определяется относительно действующего значения напряжения  $U_d$ , величина которого учитывает наличие, как основной составляющей, так и постоянной составляющей с ВГС. Разность между полным током и активной составляющей тока дает некую совокупность реактивных и неактивных составляющих тока, которые должны быть скомпенсированы различными техническими средствами и решениями.

Наиболее универсальными и полными с точки зрения информативности определения токовых составляющих являются фундаментальные теории К. Будяну и С. Фризе, при этом также необходимо учитывать развитие теории мгновенной мощности на основе преобразований Кларк, проведенное Х. Акаджи, при определении составляющих полной мощности. Все разработанные и апробированные алгоритмы функционирования АП вне зависимости от сложности и конфигурации основаны именно на указанных теориях и

методах. Обобщенная классификация существующих методов управления АП приведена на рисунке 2.17 [394, 416, 421, 432, 433].



Формирование компенсационного тока непосредственно связано с определением составляющих полной мощности, к которым можно отнести реактивную мощность и неактивную мощность, или как ее называют в некоторых источниках – мощность искажения [426, 427, 474-481].

Рисунок 2.17 - Обобщенная классификация методов управления АП

Согласно теории С. Фризе реактивная мощность определяется следующим образом [320]:

$$Q_F = \sqrt{(UI)^2 - P^2} . \quad (2.120)$$

Выражение (2.120) относит к реактивной мощности геометрическую разницу между вычисленной полной мощностью и измеренной активной мощностью. Данное определение является наиболее близким к классической теории. С другой стороны реактивная мощность, полученная по формуле (2.120), должна содержать составляющие основной гармоники и ВГС, при этом согласно теории К. Будяну, реактивная мощность определяется как [320]:

$$Q_B = \sum_{n=1}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n . \quad (2.121)$$

Таким образом, реактивная мощность, полученная по выражению (2.121), содержит в себе ВГС с учетом основной составляющей. При этом по теориям Д. Шарона и Л. Чарнецки реактивная мощность определяется как произведение действующего значения напряжения сети и ВГС тока с учетом фазового сдвига между напряжением сети и каждой гармоникой тока. Согласно исследованиям Д. Шарона реактивная мощность определяется следующим образом [484]:

$$Q_S = U \sqrt{\sum_n U_n^2 I_n^2 \sin^2 \varphi_n} . \quad (2.122)$$

По теории Л. Чарнецки реактивная мощность это [394-396]:

$$Q_C^2 = U^2 \sum_n U_n^2 I_n^2 \sin^2 \varphi_n . \quad (2.123)$$

Таким образом, проанализировав выражения (2.122)-(2.123), можно сделать вывод, что обе теории не рассматривают по отдельности реактивную мощность основной составляющей и реактивную мощность ВГС одного порядка. С этой точки зрения теории К. Будяну и С.

Фризе более универсальны и информативны для применения в качестве алгоритмической базы АП при повышении эффективности компенсации реактивной мощности [320].

Реактивная мощность, создаваемая ВГС одного порядка со стороны НН с учетом классической теории, может быть определена следующим образом:

$$Q_{BFC} = \sum_{n>1} U_n I_n \sin \varphi_n . \quad (2.124)$$

Выражение (2.124) согласуется с реактивной мощностью, определяемой по теории К. Будяну.

Реактивная мощность основной составляющей определяется по выражению:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1 . \quad (2.125)$$

С другой стороны по результатам многочисленных исследований сумма реактивных мощностей  $Q_{BFC}$  и  $Q_1$  не может быть равна реактивной мощности, определяемой по теории С. Фризе и описанной в классической теории мощностей из-за наличия неактивных составляющих мощности, обусловленных взаимодействием ВГС тока и напряжения разных порядков. Совокупность этих неактивных составляющих мощности в некоторых исследованиях называют кроссгармонической мощностью. Таким образом, можно записать следующее выражение:

$$Q = Q_1 + Q_{BFC} + D , \quad (2.126)$$

где  $D$  – суммарная неактивная или кросскармоническая мощность.

В некоторых публикациях приводится следующее выражение для описания соотношения между составляющими мощности [78, 285, 320]:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + T^2} , \quad (2.127)$$

где  $T$  – параметр, который определяется как мощность искажения, согласно теории К. Будяну. При этом не упоминается, какой характер она носит, активный или реактивный.

Необходимо учитывать, что ВГС напряжения и тока одинаковых порядков при взаимодействии, с учетом положений классической теории, создают дополнительную активную мощность:

$$P_{BFC} = \sum_{n>1} U_n I_n \cos \varphi_n , \quad (2.128)$$

результатом наличия которой является пульсации ЭММ электродвигателей, что связано с проблемой электромеханической совместимости. Данная мощность включена в состав суммарной активной мощности сети по теории К. Будяну.

Таким образом, рассматривая несинусоидальные процессы в электрических цепях любой сложности и конфигурации необходимо четко различать мощности, которые создают ВГС при взаимодействии их между собой, включая и основную составляющую для



надлежащего выбора параметров и режимов работы АП повышения КЭ. В таблице 2.7 приведены данные по составляющим мощности и их упоминание в различных теориях.

Таблица 2.7

Обобщенные данные по составляющим мощности

Наименование	Расчетная формула	Примечание
Активная мощность первой гармоники	$P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1$	В теории К. Будяну она входит в суммарную активную мощность
Реактивная мощность первой гармоники	$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1$	В теории К. Будяну включена в состав суммарной реактивной мощности
Суммарная активная мощность ВГС	$P_{BFC} = \sum_{n>1} U_n I_n \cos \varphi_n$	В теории К. Будяну включена в состав суммарной активной мощности
Суммарная реактивная мощность ВГС	$Q_{BFC} = \sum_{n>1} U_n I_n \sin \varphi_n$	В теории С. Фризе выделена в отдельную составляющую.
Совокупность кроссгармонических составляющих неактивной мощности (мощности искажения)	$D_{BFC} = \sum_{n,m>1} U_n I_m \sin \varphi_{nm} + \sum_{n,m>1} U_m I_n \sin \varphi_{mn} + \sum_{n,m>1} U_n I_m \cos \varphi_{nm} + \sum_{n,m>1} U_m I_n \cos \varphi_{mn}$	Нет единой методики определения

Необходимо помнить, что теория физических составляющих тока, основанная на исследованиях С. Фризе, применима только для трехфазных трехпроводных систем, в то время как теория мгновенной мощности является более универсальной и применима как для трехфазных трехпроводных, так и для четырехпроводных систем. Также в некоторых публикациях утверждается, что применение теории мгновенной мощности более эффективно в случае систем распределенной генерации, для которых характерно наличие ВГС со стороны генераторов, в частности ВЭУ из-за изменения скорости вращения ветроколеса.

Применительно к методам и способам управления АП неактивные составляющие полной мощности в той или иной интерпретации нужны лишь для того, чтобы оценить влияние того или иного технического средства или решения на режим обмена энергией между источником и потребителем при несинусоидальных режимах. Также необходимо

отметить, что все рассмотренные теории и методы разложения тока и мощности могут быть использованы для синтеза систем управления АП (ПАФ, ПСАФ, АВ и др.), и оценку их справедливости и адекватности нужно производить по показателям эффективности коррекции ПКЭ АП [496].

Таким образом, теоретической основой управления АП являются теории составляющих тока, мгновенной мощности, а также различные вариации фазовых преобразований Кларк и Парка с учетом их достоинств и недостатков, которые необходимо учитывать при структурном и параметрическом синтезе ФКУ с АП.

## 2.2. Метод исследования активных преобразователей

Разработанный метод заключается в исследовании АП параллельного и последовательного типа, которые оснащены различными системами управления, при вариации внешних и внутренних факторов для оценки уровня эффективности повышения КЭ.

Предлагаемый метод состоит из следующих этапов.

На первом этапе рассматриваются пять основных случаев формирования несинусоидальных режимов: синусоидальный источник, питающий НН; несинусоидальный источник, питающий ЛН, несинусоидальный источник, питающий НН; синусоидальный источник, питающий узел с ЛН и НН; несинусоидальный источник, питающий узел с ЛН и НН.

Для всех представленных случаев получены соотношения, устанавливающие взаимосвязь суммарного коэффициента мощности и ПКЭ.

Последний из указанных случаев является наиболее общим и распространенным и должен рассматриваться в качестве основного условия, при котором необходимо исследовать и оценивать эффективность функционирования АП.

Для данного случая используется аналитическая взаимосвязь суммарного коэффициента мощности  $\lambda$  с его составляющими (2.20), включающими коэффициент мощности основной составляющей  $\lambda_1$ , коэффициент, характеризующий степень завышения полной мощности трансформаторного и сетевого оборудования  $k_{SI}$ , коэффициент, отражающий наличие неактивных составляющих полной мощности из-за присутствия гармонических искажений  $k_{pBIC}$ .

На втором этапе выбраны основные характерные системы управления последовательными и параллельными АП. Выбор осуществлен по результатам

комплексного анализа множества существующих систем управления АП. Данные системы хорошо известны и апробированы, однако, отсутствуют результаты сравнительного анализа эффективности их работы в части повышения КЭ в условиях вариации параметров питающей сети и подключенной нагрузки.

Для параллельных АП (ПАФ) это следующие системы управления: система управления на основе  $p-q$  теории мгновенной мощности с регулятором напряжения накопительного конденсатора (Система управления №1); система управления на основе фазовых преобразований в системе координат  $\alpha\beta$  токов и напряжений (Система управления №2); система управления на основе непосредственного выявления составляющих тока и напряжения без каких-либо фазовых преобразований на основе теории *Fryze* (Система управления №3); система управления на основе фазовых преобразований в системе координат  $dq$  (Система управления №4); система управления на основе  $p-q$  теории мгновенной мощности без регулятора напряжения накопительного конденсатора (Система управления №5).

Для последовательных АП (ПСАФ) это система управления на основе преобразований Фортескью.

На третьем этапе определены показатели, по которым оценивается эффективность работы активных преобразователей. В соответствии с разработанным методом это следующие показатели: степень снижения коэффициента  $k_U$ ; степень снижения коэффициента  $k_I$ ; степень снижения коэффициента  $k_{U2}$ ; степень снижения коэффициента  $k_{U0}$ ; степень снижения величины отклонения напряжения; степень снижения величины потребляемого нагрузкой тока.

Согласно разработанному методу выбор той или иной степени эффективности по указанным показателям осуществляется согласно следующим критериям: соблюдение требований ГОСТ 32144-2013; минимизация кратности снижения срока службы электрооборудования; минимизация потерь энергии в электроустановках из-за наличия искажений; обеспечение устойчивой работы электрооборудования; минимизация уровня вибрации ЭМК.

На четвертом этапе выявлены внешние и внутренние факторы, которые оказывают непосредственное влияние на показатели эффективности функционирования АП.

В соответствии с разработанным методом в качестве внешних факторов рассматриваются параметры и характеристики питающей сети и подключенной нагрузки, а в качестве внутренних – параметры самих АП.

Согласно разработанному методу в качестве внешних факторов рассматриваются следующие показатели, характеризующие параметры и характеристики питающей сети и подключенной нагрузки: отношение текущего значения сопротивления питающей сети к базисному значению, связанному с мощностью КЗ; отношение активной мощности нелинейной нагрузки к суммарной активной мощности узла нагрузки на частоте основной составляющей.

Мощность КЗ и связанное с ней значение внутреннего сопротивления питающей сети служит основным параметром при расчетах и моделировании электрических сетей. Также изменение величины внутреннего сопротивления питающей сети служит мерой адекватной оценки перехода режима электроснабжения с централизованного на автономный и наоборот.

Любой узел нагрузки в общем случае содержит ЛН и НН, что целесообразно охарактеризовать соотношением их активных мощностей на частоте основной гармоники, так как полезная работа оценивается только по активной мощности.

Диапазоны вариации указанных параметров приняты по результатам анализа теоретических и экспериментальных данных о реальных СЭС НПП.

Согласно разработанному методу в качестве внутренних факторов рассматриваются следующие показатели, характеризующие параметры и характеристики АП: емкость накопительного конденсатора; заданный уровень напряжения накопительного конденсатора; индуктивность выходных дросселей; установленная мощность вольтодобавочного или выходного СТ.

Существующие методики выбора и расчета этих параметров разработаны с учетом специфики конкретных условий применения данных АП. Однако отсутствует оценка возможного влияния системы управления на эффективность работы АП с заданными параметрами.

На пятом этапе осуществляется имитационное моделирование АП последовательного и параллельного типа с выделенными системами управления при вариации внешних и внутренних факторов.

### **2.3. Результаты исследования активных преобразователей в соответствии с разработанным методом**

С целью комплексной оценки эффективности коррекции ПКЭ с использованием рассмотренных методов и теорий при вариации параметров источника, сети и нагрузки

разработана математическая имитационная модель в среде Simulink системы Matlab, включающая ПАФ (ПСАФ), ЛН и НН. Методология математического и компьютерного имитационного моделирования АП изложена в трудах [266-269, 276] и основана на следующих основных положениях [266-269, 276]: методы разделения и моделирования электрических систем по взаимосвязанным подсистемам, изложенная в трудах Г. Крона; способ расчета АП при переменной структуре их схем; методология описания нелинейных процессов и явлений; способы обеспечения устойчивости процессов вычисления; методы баланса мощностей и энергий для оценки правильности моделей, точности расчетов, выбора количества итераций и шага интегрирования; методики итерационного решения систем алгебраических уравнений; методы анализа результатов расчетов (гармонический анализ, частотный анализ); метод симметричных составляющих; метод Эйлера для решения дифференциальных уравнений.

При разделении электрической схемы на взаимосвязанные части влияние одной подсистемы на другие учитывается зависимыми источниками напряжения, а с помощью зависимых источников тока идет учет влияния других подсистем на первую [266-269, 276].

Состояние каждого вентиля описывается функцией  $k_n$ , принимающей значение 0, если вентиль закрыт, и значение 1, если вентиль открыт ( $n$  - номер вентиля,  $n=0, 1, 2, \dots, N-1$ ) [276].

В используемой методологии моделирования при математическом описании систем вводится допущение - на протяжении одного шага интегрирования все нелинейности рассматриваются как линейные зависимости. На следующем шаге расчета по времени состояние устройства, его элементов, а также структура систем уравнений и коэффициенты уравнений уточняются. При этом на протяжении следующего шага интегрирования уравнения вновь рассматриваются как линейные, но имеющие ту же или иную структуру и другие коэффициенты [266-269, 276].

Метод симметричных составляющих используется для анализа многофазных систем переменных (ЭДС, напряжений, токов), имеющих одинаковые частоты. Если в многофазной системе фазные переменные несинусоидальны, то они раскладываются в ряд Фурье. После этого для каждой группы составляющих фазных переменных, имеющих одинаковую частоту, может быть осуществлен анализ методом симметричных составляющих [266-269, 276].

Особенностью рассматриваемой методологии моделирования ЭТК с АП по взаимосвязанным подсистемам является возможность интеграции в одном алгоритме электромагнитных, электромеханических и тепловых расчетов, которые в моделях систем с АП выполняются с учетом работы устройств управления [276]. Подобная интеграция дает

возможность повысить адекватность и точность расчетов исследуемых процессов, потерь энергии, температуры, выполнить анализ и синтез систем с учетом заданной совокупности факторов. При этом обычно сохраняются такие преимущества, как сравнительно малые затраты машинного времени на расчеты, устойчивость вычислительных процессов [276].

Другая особенность методологии заключается в том, что благодаря малым затратам машинного времени на расчеты, она позволяет моделировать АП с большим количеством элементов, узлов и ветвей схем с подробным учетом физических явлений [276].

В рамках метода моделирования предусматривается вариация внешних (параметры питающей сети и подключенной нагрузки) и внутренних (параметры и алгоритм функционирования АП) факторов. По результатам анализа приведенных методов и теорий на предмет их принципиального сходства и отличия при выявлении и коррекции ПКЭ при управлении АП, а также определения опорных величин были выбраны следующие 5 систем управления ПАФ для моделирования: система на основе  $p-q$  теории мгновенной мощности со специальным регулятором напряжения накопительного конденсатора (Система №1); система на основе фазовых преобразований в системе координат  $\alpha\beta$  токов и напряжений (Система №2); система непосредственного выявления составляющих тока и напряжения без каких-либо фазовых преобразований на основе теории К. Будяну и С. Фризе (Система №3); система на основе фазовых преобразований в системе координат  $dq$  (Система №4); Система на основе  $p-q$  теории мгновенной мощности без специального регулятора напряжения накопительного конденсатора (Система №5) [141, 143, 144, 496].

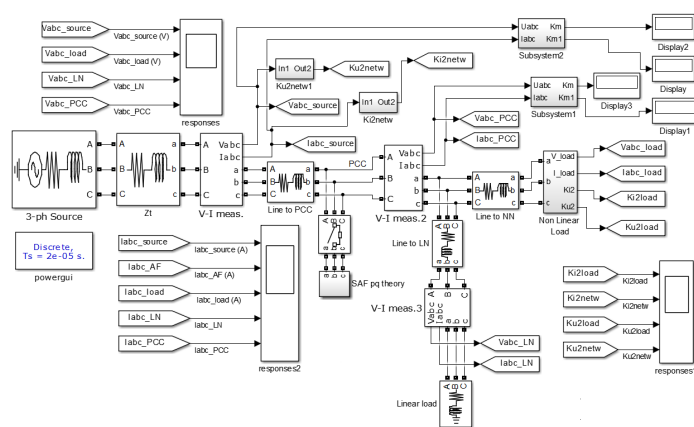


Рисунок 2.18 - Структура имитационной модели ПАФ в сети с ЛН и НН в среде Simulink системы Matlab

модель может быть легко адаптирована к сетям 6(10) кВ.

Структура разработанной имитационной модели в среде Simulink системы Matlab приведена на рисунке 2.18. В данной модели учтены все необходимые параметры реальных энергосистем 0.4 кВ, выявленные по результатам экспериментальных исследований [55, 56], включая сопротивления СТ, питающих линий и подключенных нагрузок, с необходимым уровнем усреднения. Разработанная

В соответствии с методом моделирования рассматриваются следующие режимы работы АП исходя из заданной совокупности внешних и внутренних факторов: изменение соотношения мощностей НН и ЛН в ТОП; изменение величины сопротивления СЭС; изменение точки подключения первичных датчиков тока и напряжения АП (со стороны сети, НН или ТОП) [496].

Указанные режимы в полной мере позволяют оценить степень эффективности коррекции ПКЭ посредством ПАФ с различными системами управления [496]. Результаты моделирования систем (№№1-5) в исходном режиме без изменения каких-либо параметров приведены в таблице 1 Приложения 1, где указаны коэффициенты  $k_U$  и  $k_I$ , коэффициенты несимметрии напряжений  $k_{U2}$  и токов  $k_{I2}$  обратной последовательности на зажимах источника, НН, ЛН и ТОП. В таблице 2 Приложения 1 приведены данные по эффективности коррекции ПКЭ. Методика оценки степени эффективности коррекции ПКЭ АП в рамках моделирования проводилась по следующим показателям [496]:

$$\Delta k_U = \frac{k'_U - k''_U}{k'_U} \cdot 100 \%, \quad (2.129)$$

где  $k'_U$  и  $k''_U$  – суммарные коэффициенты ВГС напряжения в ТОП до и после подключения ПАФ соответственно. По аналогичной формуле оценивается эффективность коррекции  $k_I$ ,  $k_{U2}$ ,  $k_{I2}$ ,  $K_m$  и  $K_{m1}$ . Степень эффективности коррекции отклонения напряжения оценивается по величине  $\Delta U_c$  [496]:

$$\Delta U_c = \frac{U_1 - U_2}{U_H} \cdot 100\% = \frac{(U_H \pm \Delta U_1) - (U_H \pm \Delta U_2)}{U_H} \cdot 100\%, \quad (2.130)$$

где:  $U_1$ ,  $U_2$  – соответственно напряжение после и до подключения ПАФ,  $U_H$  – номинальное напряжение сети,  $\Delta U_1$ ,  $\Delta U_2$  – соответственно величины положительных и отрицательных отклонений напряжения после и до подключения ПАФ. Значение  $\Delta U_c$  показывает насколько эффективно удастся скомпенсировать величину положительного или отрицательного отклонения напряжения. Степень эффективности снижения потребляемого тока сети за счет подавления реактивных составляющих оценивается по величине  $\Delta I_c$ :

$$\Delta I_c = \frac{I_1 - I_2}{I_1} \cdot 100 \%, \quad (2.131)$$

где:  $I_1$ ,  $I_2$  – ток в ТОП до и после подключения ПАФ соответственно.

На рисунке 2.19 приведены зависимости показателей эффективности коррекции ПКЭ ПАФ в ТОП от изменения величины внутреннего сопротивления питающей сети, которое в рамках методики моделирования выражается следующим коэффициентом:

$$k_c = \frac{Z_c}{Z_{cб}}, \quad (2.132)$$

где  $Z_c$  – текущее значение внутреннего сопротивления питающей сети, исходя из мощности трехфазного КЗ,  $Z_{cб}$  – базисное значение внутреннего сопротивления питающей сети, соответствующее идеализированной ЦЭС, полученное по результатам расчетов и обобщения теоретических и экспериментальных данных. Таким образом, в рамках метода моделирования коэффициент  $k_c$  отражает степень изменения внутреннего сопротивления питающей сети при переходах режима энергообеспечения от ЦЭС к РГ и наоборот в рамках систем комбинированного электроснабжения.

В таблице 3 Приложения 1 приведены результаты аппроксимации зависимостей, представленных на рисунке 2.19.

На рисунках 2.20-2.21 приведены аналогичные закономерности для показателей эффективности коррекции ПКЭ на зажимах НН и ЛН.

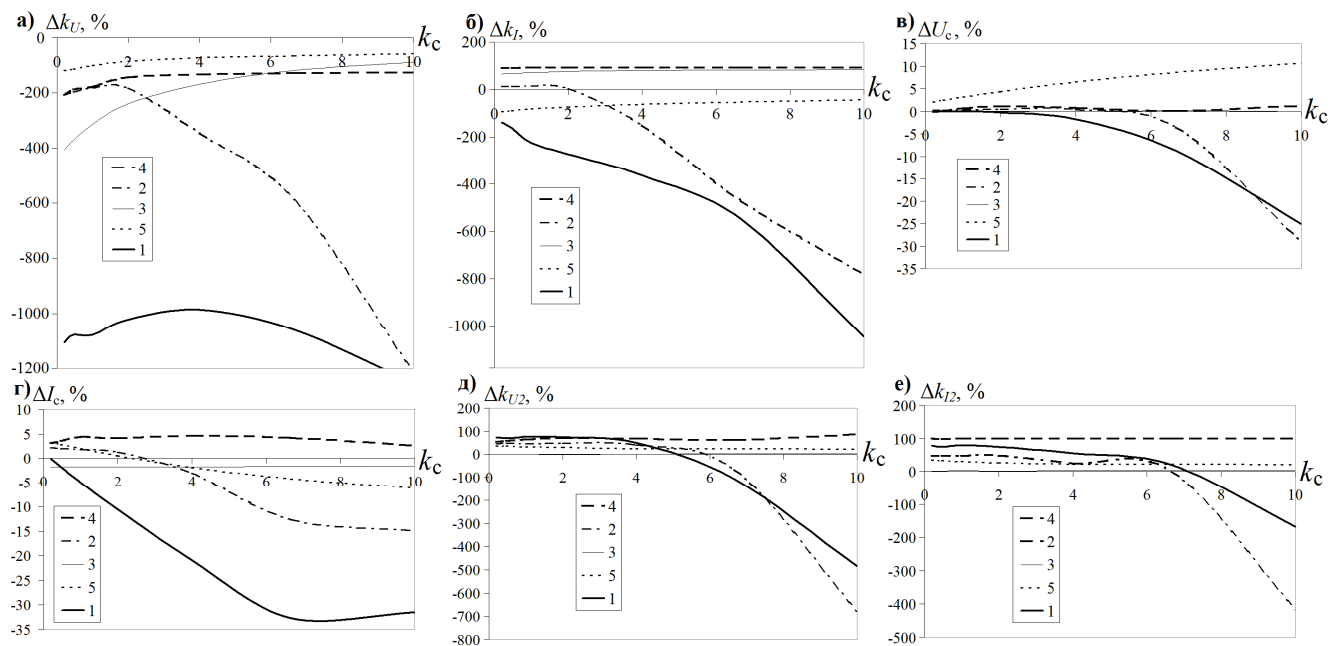


Рисунок 2.19 - Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ в ТОП от  $k_c$

В таблице 3 Приложения 1 приведены результаты моделирования, на основе которых получены зависимости на рисунках 2.19-2.21.

На рисунке 2.22 приведены зависимости  $\Delta k_U$  и  $\Delta k_I$  от соотношения мощностей ЛН и НН в ТОП, которое характеризуется следующим показателем:

$$\beta = \frac{P_{НН}}{P_{ЛН} + P_{НН}}. \quad (2.133)$$



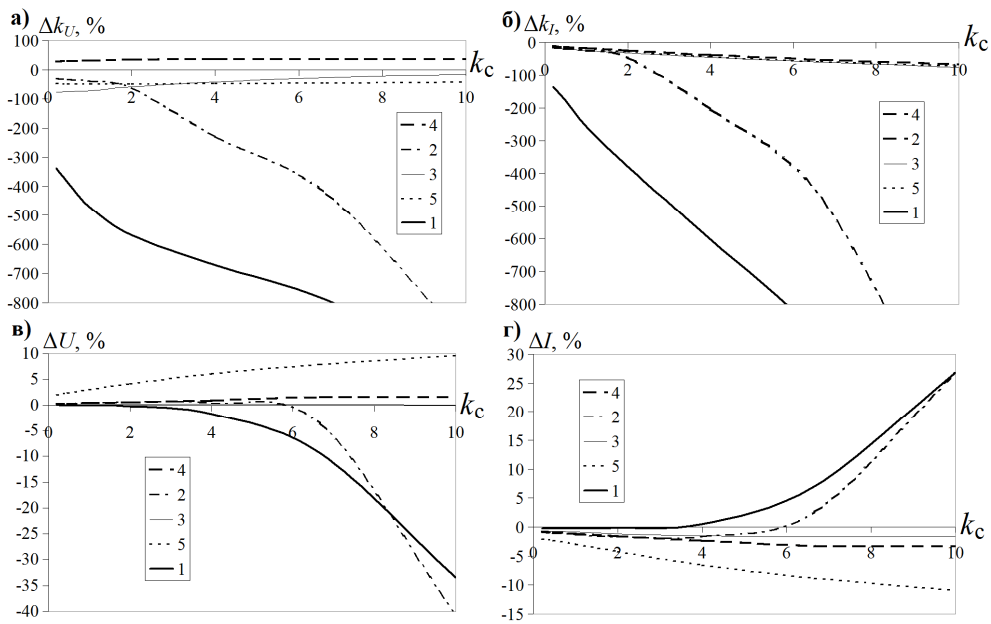


Рисунок 2.20 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ на жазимах НН от  $k_c$

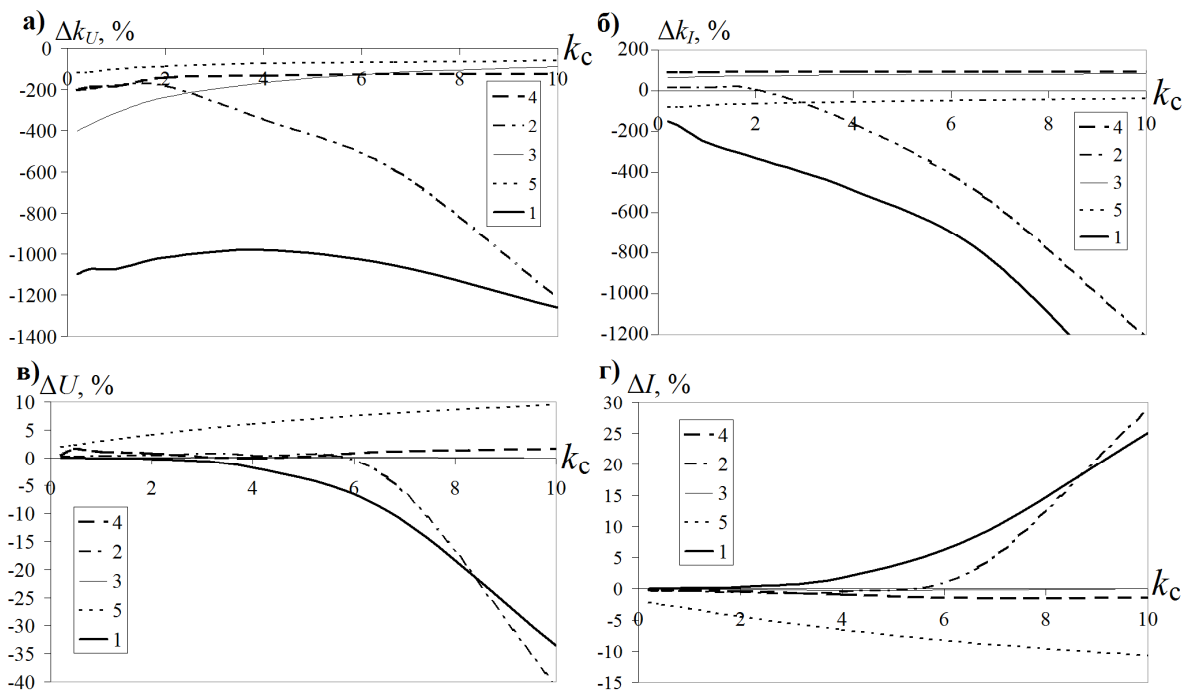


Рисунок 2.21 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ на жазимах ЛН от  $k_c$

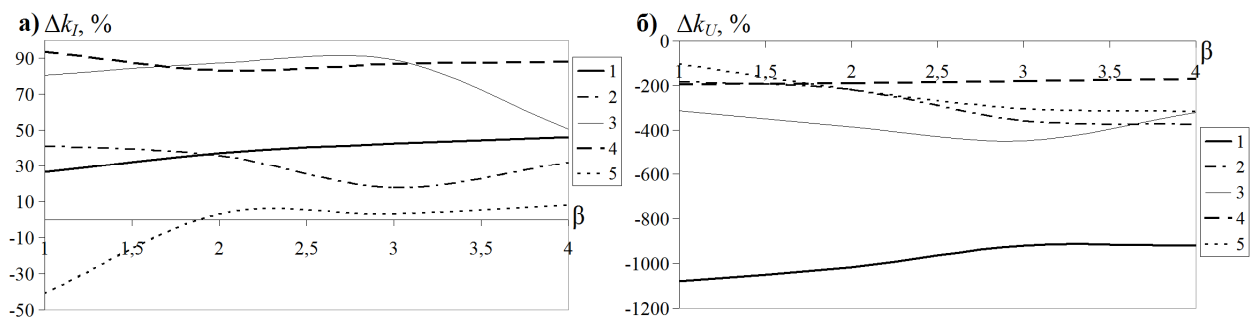


Рисунок 2.22 - Зависимости  $\Delta k_U$  и  $\Delta k_I$  от соотношения мощностей ЛН и НН в ТОП

В таблицах 4 и 5 Приложения 1 приведены данные, на основе которых получены зависимости рисунка 2.22. В таблицах 6 и 7 Приложения 1 приведены данные по результатам моделирования режимов повышения КЭ ПАФ при размещении первичных датчиков тока со стороны ТОП и питающей сети. В таблицах 8 и 9 приведены результаты по показателям эффективности повышения КЭ в указанных режимах.

На рисунках 2.23-2.25 приведены зависимости показателей эффективности повышения КЭ от вариации основных внутренних параметров ПАФ, полученные по результатам моделирования при исходных параметрах питающей сети, подключенных ЛН и НН для указанных систем управления ПАФ.

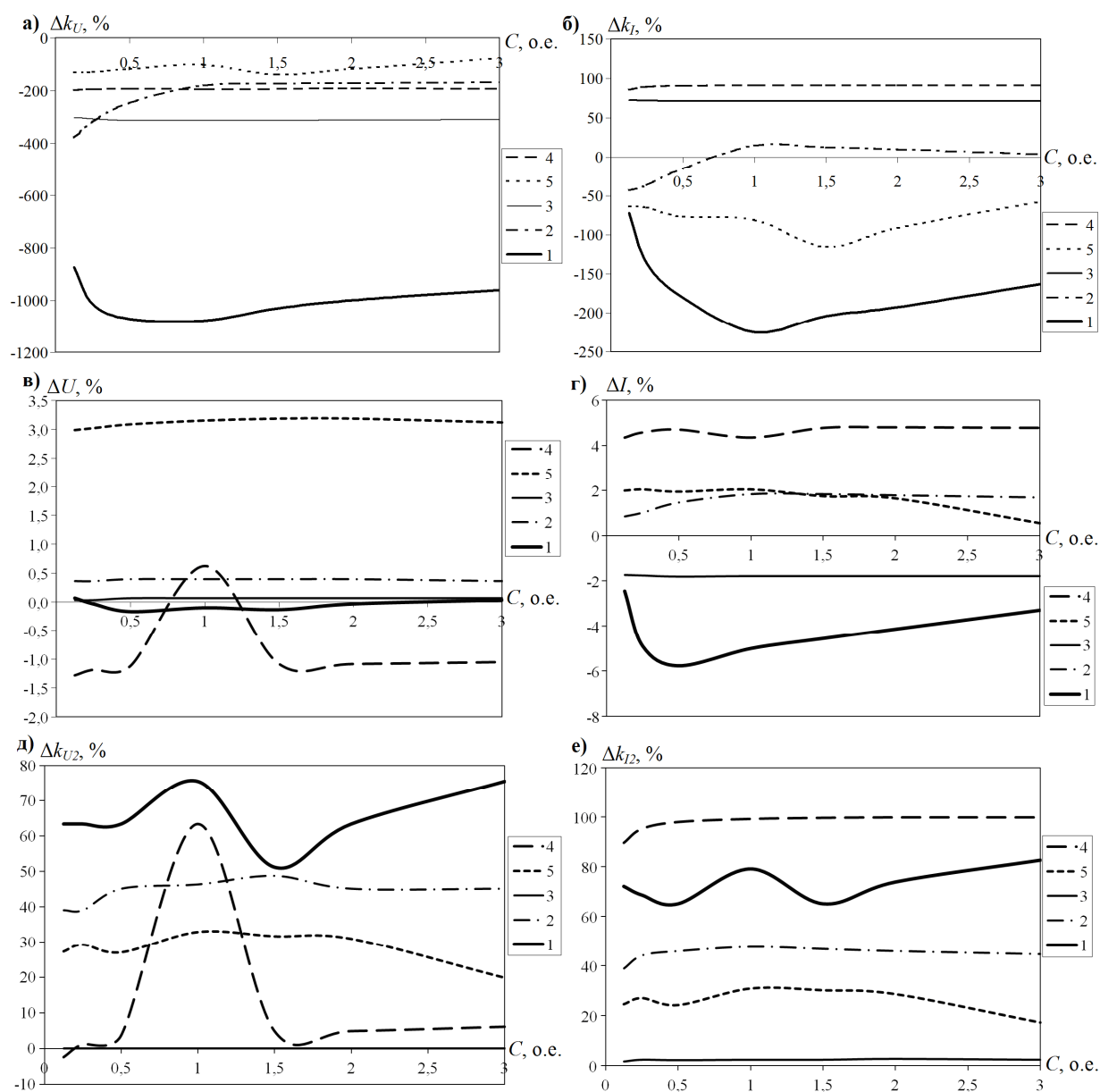


Рисунок 2.23 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ при вариации емкости накопительных конденсаторов  $C$

В процессе моделирования основные внутренние параметры ПАФ, включая индуктивность выходных дросселей  $L$ , емкость накопительных конденсаторов  $C$ , заданный уровень напряжения накопительных конденсаторов  $U_H$ , изменялись в относительных единицах, где за базисные значения принимались величины, полученные по результатам известных расчетных методик [247-250] для идеализированных условий применения ПАФ, диапазон вариации  $L$ ,  $C$  и  $U_H$  принимался исходя из имеющихся характеристик существующих серийно выпускаемых ПАФ [365, 366, 414, 523-526].

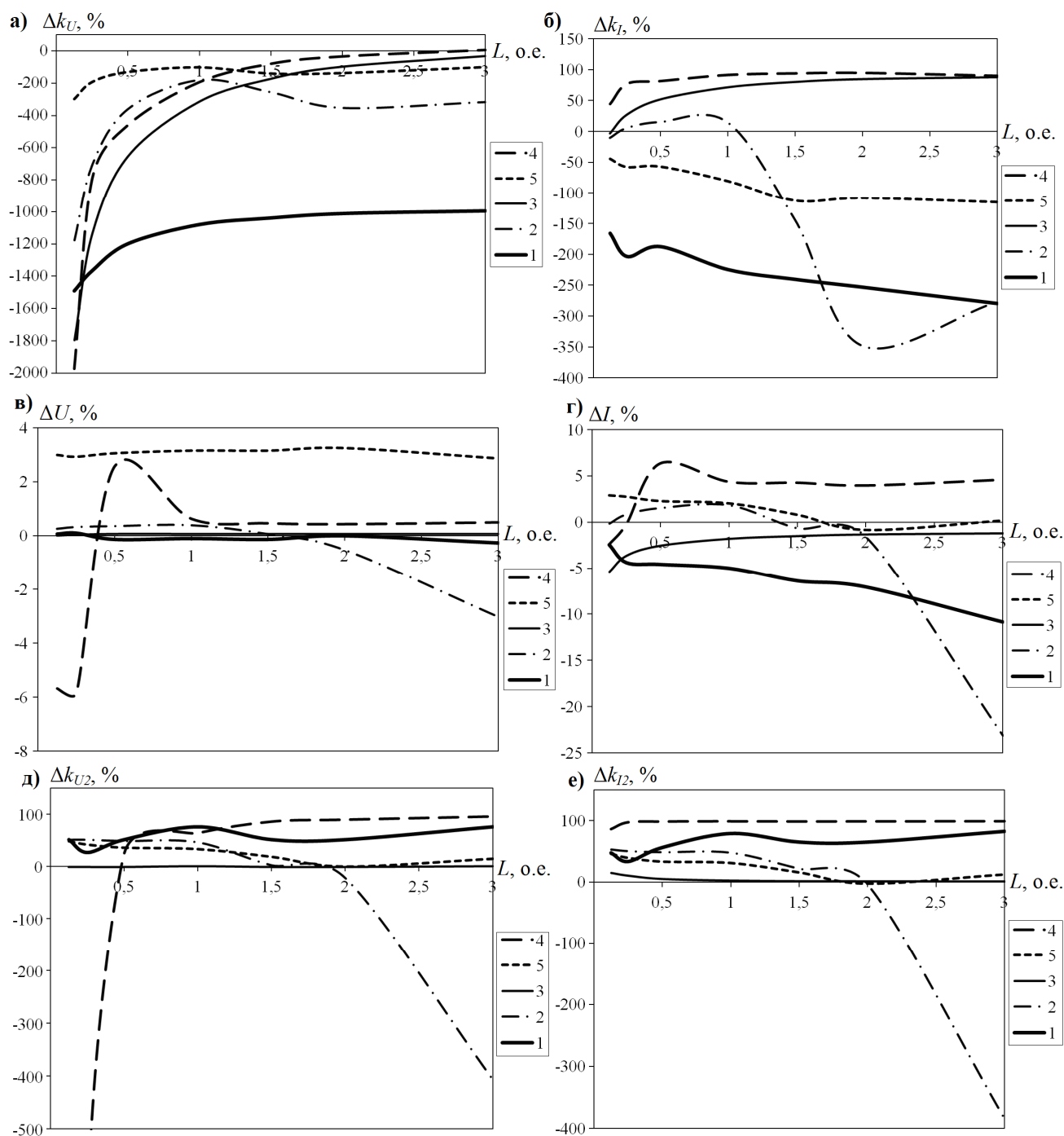


Рисунок 2.24 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ ( $\Delta k_U, \Delta k_I, \Delta U, \Delta I, \Delta k_{U2}, \Delta k_{I2}$ ) при вариации индуктивности выходных дросселей  $L$

Результаты моделирования ПАФ в указанных режимах при вариации внешних и внутренних факторов позволяют сделать следующие фундаментальные выводы:

- ни одна из исследованных систем управления ПАФ не позволяет последнему эффективно осуществлять коррекцию уровня ВГС напряжения при вариации внешних и внутренних факторов;

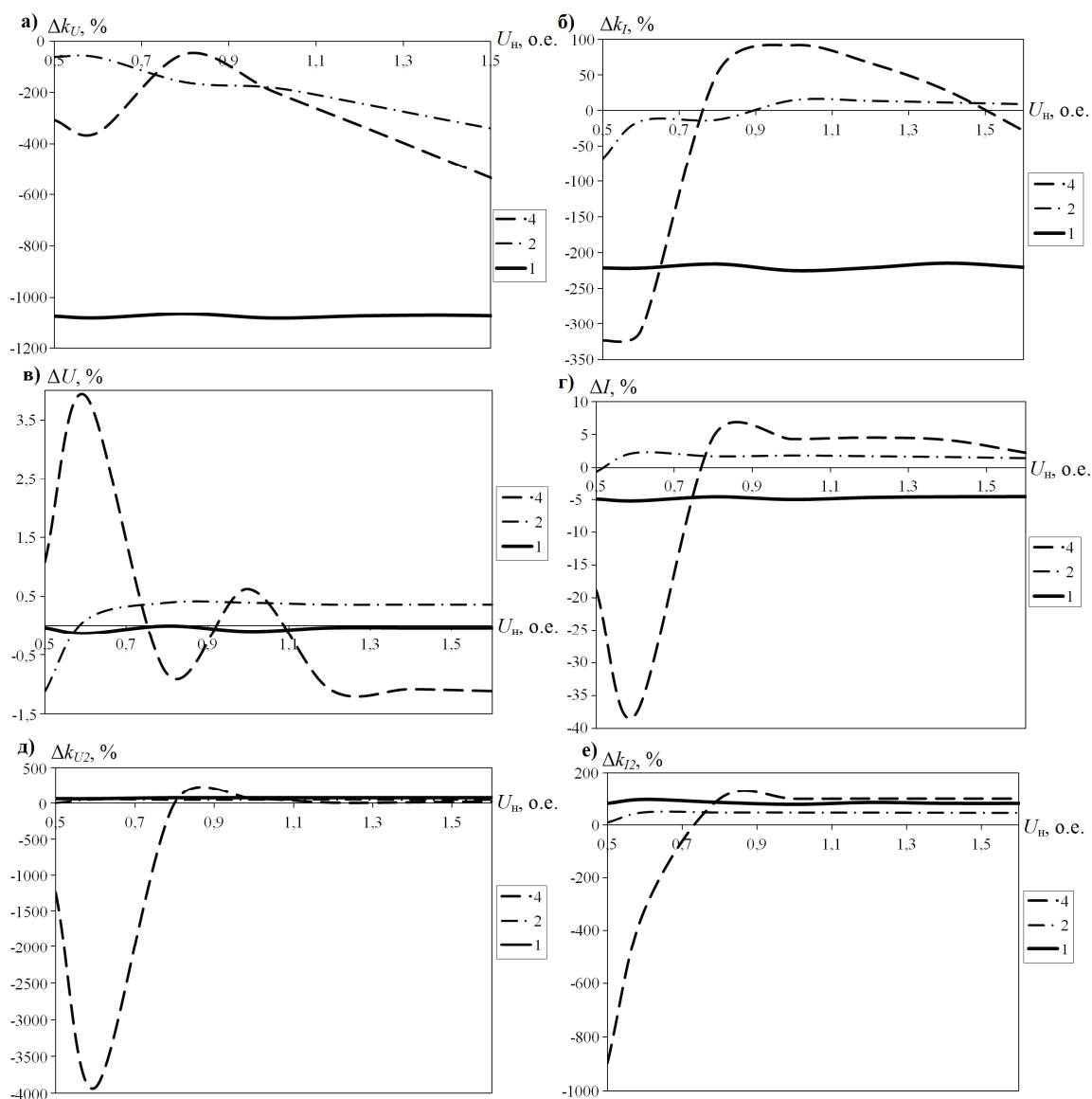


Рисунок 2.25 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПАФ ( $\Delta k_U, \Delta k_I, \Delta U, \Delta I, \Delta k_{U2}, \Delta k_{I2}$ ) при вариации заданного напряжения накопительного конденсатора  $U_H$

- наибольшей эффективностью коррекции неактивных составляющих, ВГС и несимметрии потребляемой нагрузкой тока в стабильном режиме при вариации величины внутреннего сопротивления питающей сети и внутренних параметров ПАФ обладает система управления на основе фазовых преобразований в системе координат  $dq$ ;

- наибольшей эффективностью коррекции отклонений напряжения в стабильном режиме при вариации величины внутреннего сопротивления питающей сети обладает система управления на основе  $p-q$  теории мгновенной мощности без регулятора напряжения накопительного конденсатора;
- ни одна из исследованных систем управления не способна эффективно осуществлять коррекцию несимметрии напряжения в стабильном режиме при вариации внешних и внутренних параметров во всем диапазоне, при этом система на основе фазовых преобразований в координатах  $dq$  при отдельных значениях параметров имеет максимальную эффективность, но в нестабильном режиме;
- все выявленные зависимости с достаточной степенью точности (более 90 %) описываются полиномиальными и логарифмическими уравнениями;
- в области малых значений внутреннего сопротивления питающей сети (ЦЭС) системы управления на основе  $dq$  преобразований,  $\alpha\beta$  преобразований и непосредственного определения составляющих тока и напряжения без фазовых преобразований демонстрируют достаточный уровень коррекции ВГС тока;
- в области малых значений внутреннего сопротивления питающей сети (ЦЭС) все указанные системы управления способны эффективно компенсировать несимметрию и отклонения напряжения, несимметрию токов нагрузки, за исключением непосредственного определения составляющих тока и напряжения без фазовых преобразований;
- в условиях вариации соотношения мощностей ЛН и НН в ТОП наибольшую эффективность коррекции ВГС тока в стабильном режиме демонстрируют системы на основе  $dq$  преобразований и непосредственного выявления составляющих тока и напряжения;
- в области больших значений внутреннего сопротивления питающей сети (РГ) эффективность коррекции ВГС и неактивных составляющих тока сохраняет система на основе  $dq$  преобразований;
- изменение емкости накопительных конденсаторов ПАФ существенно не влияет на показатели эффективности коррекции ПКЭ для систем на основе  $\alpha\beta$  преобразований,  $p-q$  теории без регулятора напряжения накопительных конденсаторов и непосредственного определения составляющих тока и напряжения, при этом значения показателей эффективности коррекции ПКЭ для указанных систем имеют разброс изменения в пределах 10-20 %, для систем на основе  $pq$  теории с регулятором напряжения накопительных конденсаторов и  $dq$  преобразований такой разброс для некоторых значений емкости достигает 100-150 %;

- увеличение индуктивности выходных дросселей ПАФ  $L$  позволяет повысить эффективность коррекции ВГС напряжения для всех систем управления, при этом для системы на основе  $\alpha\beta$  преобразований значительное увеличение  $L$  ведет к резкому снижению эффективности коррекции несимметрии тока и напряжения, компенсации неактивных составляющих тока, а также отклонений напряжения;
- изменение задания по напряжению накопительных конденсаторов ПАФ  $U_H$  оказывает существенное влияние на показатели эффективности коррекции ПКЭ только для системы на основе  $dq$  преобразований, при этом для систем на основе непосредственного определения составляющих тока и напряжения и  $p-q$  теории без регулятора напряжения накопительных конденсаторов возможность изменения  $U_H$  отсутствует.

При применении ПСАФ для коррекции провалов, отклонений, несимметрии и ВГС напряжения наибольшую эффективность, согласно результатам теоретических и экспериментальных исследований [368, 373, 429, 436, 437], показал метод на основе выделения симметричных составляющих [495] или преобразований Фортескью. На рисунке 2.26 приведена структура разработанной математической модели ПСАФ в сети с НН в среде Simulink системы Matlab с использованием данного метода. Параметры источника и подключенной НН приняты аналогичными параметрам модели сети с ПАФ на рисунке 2.18.

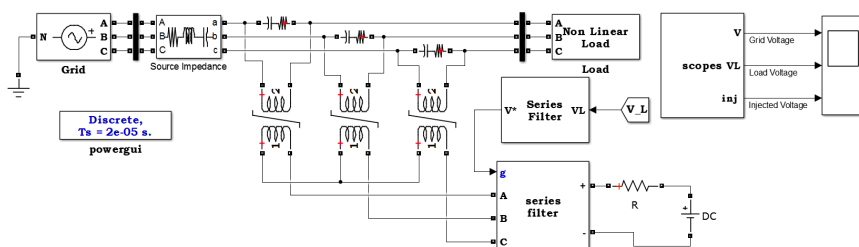


Рисунок 2.26 – Структура математической модели ПСАФ в среде Simulink системы Matlab

В таблице 10 Приложения 1 приведены результаты моделирования ПСАФ в исходном режиме, в таблице 11 – данные по показателям эффективности повышения КЭ. На рисунке 2.27 приведены зависимости

показателей эффективности коррекции ПКЭ ПСАФ от коэффициента  $k_c$ .

На рисунке 2.28 и 2.29 приведены зависимости показателей эффективности коррекции ПКЭ ПСАФ от его основных внутренних параметров: напряжения накопительного конденсатора  $U_H$  и мощности выходного трансформатора  $S_{тр}$ .

Результаты моделирования ПСАФ позволяют сделать следующие выводы:

- в условиях вариации внутреннего сопротивления питающей сети ПСАФ сохраняет достаточный уровень эффективности повышения КЭ в части несинусоидальности кривых тока и напряжения, отклонений напряжения, несимметрии тока и напряжения;

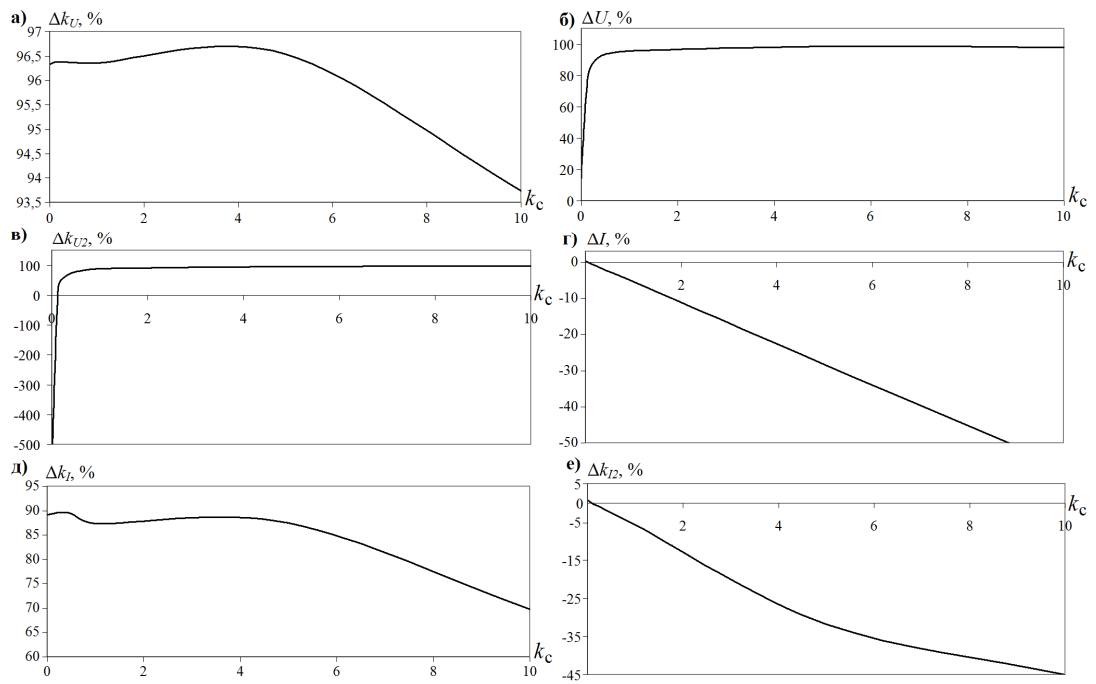


Рисунок 2.27 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПСАФ от коэффициента  $k_c$

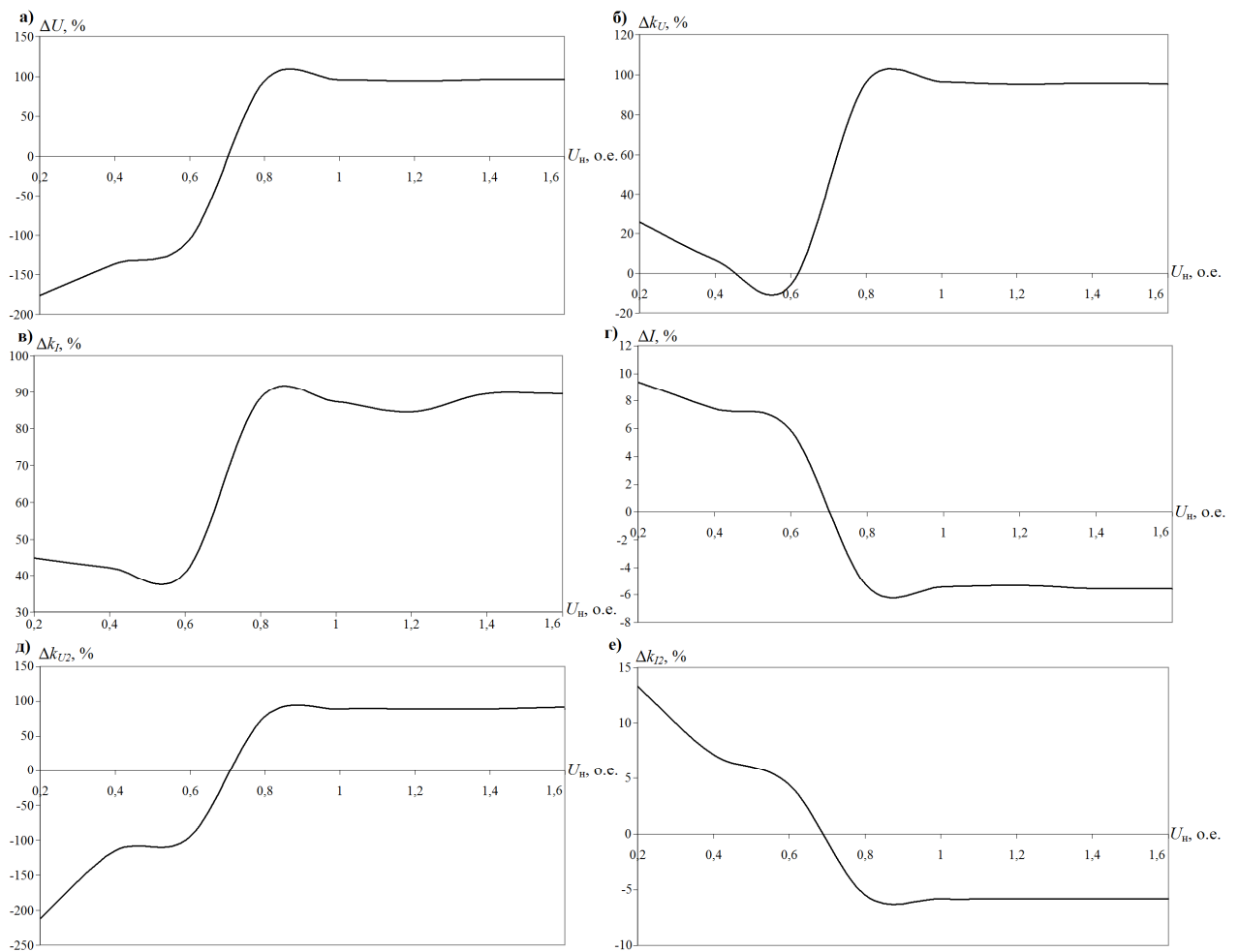


Рисунок 2.28 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПСАФ от напряжения накопительного конденсатора  $U_H$

- с ростом внутреннего сопротивления питающей сети ПСАФ увеличивает потребляемый НН ток, создавая дополнительную нагрузку для питающих линий, что является недопустимым явлением для систем РГ;
- ПСАФ способен осуществлять коррекцию суммарного коэффициента гармоник тока за счет увеличения значения его основной составляющей, что ведет к росту величины потребляемого НН тока;
- ПСАФ не способен осуществлять эффективную коррекцию несимметрии потребляемого тока во всем диапазоне вариации величины внутреннего сопротивления питающей сети;

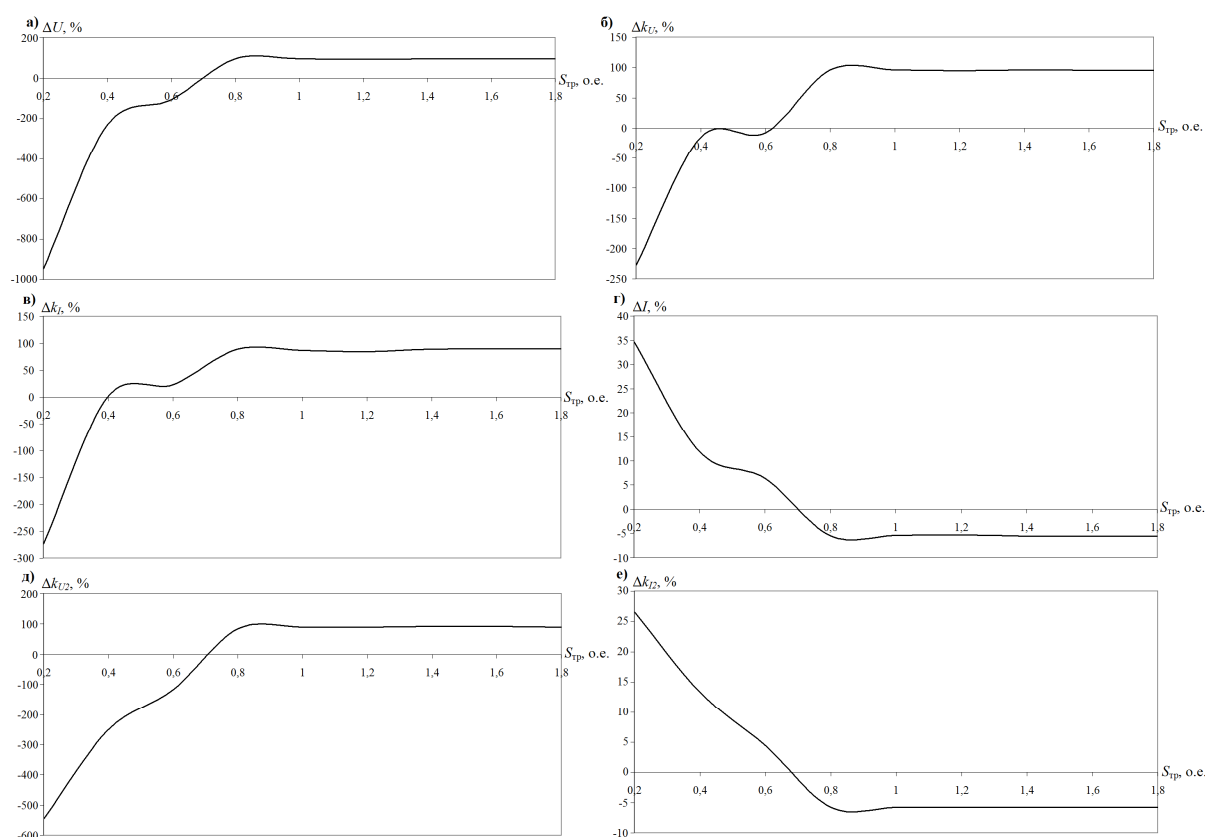


Рисунок 2.29 – Зависимости показателей эффективности повышения КЭ ПСАФ от мощности выходного трансформатора  $S_{tr}$

- уменьшение заданной величины напряжения накопительного конденсатора  $U_H$  и мощности выходного трансформатора  $S_{tr}$  ниже номинального значения снижает эффективность коррекции ПКЭ ПСАФ в части отклонений, несинусоидальности, несимметрии напряжения, несинусоидальности тока;
- увеличение заданной величины напряжения накопительного конденсатора  $U_H$  и мощности выходного трансформатора  $S_{tr}$  выше номинального значения снижает эффективность коррекции ПКЭ ПСАФ в части несимметрии тока, а также ведет к повышению потребляемого НН тока;



- при вариации величины напряжения накопительного конденсатора  $U_H$  и мощности выходного трансформатора  $S_{\text{тр}}$  в диапазоне 0,8 - 1,8 от исходного номинального значения показатели эффективности коррекции ПКЭ ПСАФ в части отклонений, несинусоидальности, несимметрии напряжения, а также несинусоидальности тока остаются практически без изменений.

В таблице 12 Приложения 1 приведены данные по составляющим суммарного коэффициента мощности по результатам моделирования ПАФ и ПСАФ в соответствии с разработанным методом.

#### **2.4. Анализ результатов исследования активных преобразователей**

Таким образом, по результатам исследования АП в рамках предложенного метода установлено следующее:

- ни одна из исследованных систем управления ПАФ не способна сохранить заданный уровень эффективности при вариации внешних и внутренних факторов в заданных диапазонах;
- определены системы управления ПАФ, демонстрирующие максимальный и минимальный уровни эффективности коррекции КЭ по указанным показателям при вариации внешних и внутренних факторов в заданных диапазонах;
- выявлены системы управления ПАФ, которые целесообразно использовать для повышения КЭ при централизованном и автономном электроснабжении исходя из величины коэффициента  $k_c$ ;
- определены степени влияния диапазонов вариации внутренних параметров ПАФ на показатели эффективности его работы для указанных систем управления;
- определены степени влияния ПАФ с различными системами управления на составляющие коэффициента мощности;
- ПСАФ способен сохранять достаточный уровень эффективности коррекции ПКЭ во всем диапазоне вариации коэффициента  $k_c$ , однако с ростом  $k_c$  ПСАФ увеличивает потребляемый НН ток, создавая дополнительную нагрузку для линий, что является недопустимым явлением для систем РГ;
- вариация основных параметров ПСАФ существенно не влияет на показатели эффективности коррекции ПКЭ ПСАФ в части отклонений, несинусоидальности, несимметрии напряжения, а также несинусоидальности тока.

Полученные результаты имитационного моделирования двух основных типов АП служат основой для разработки модифицированного алгоритма их работы, как основного управляемого элемента ФКУ для автоматизированного повышения КЭ для условий ЦЭС, РГ и комбинированных СЭС.

## **2.5. Разработка модифицированного алгоритма автоматизированного повышения качества электроэнергии активными преобразователями с учетом внешних и внутренних факторов**

Перед разработкой алгоритма автоматизированного повышения КЭ АП необходимо в первую очередь определить основные реализуемые ими функции: компенсация ВГС тока и напряжения со стороны ЦЭС, подключенной НН, источников РГ; повышение коэффициента мощности сети; подавление провалов и отклонений напряжения; коррекция несимметрии источников и нагрузки.

Рассмотрим и проанализируем каждую из перечисленных функций по отдельности.

**Компенсация ВГС тока и напряжения.** Основным этапом реализации данной функции является определение опорных напряжений и токов компенсируемой сети, при которых обеспечивается чисто активный характер потребляемого нагрузкой тока. Здесь необходимо выделить две задачи: определения амплитуды опорных напряжений или токов и фазовых соотношений, при которых обеспечивается фазовая синхронизация компенсационных токов или напряжений с сетью. Амплитуду активного тока целесообразно определять по теориям *S. Fryze* и *L. Czarniecki* через вычисление активной проводимости по измеренным действующим значениям потребляемой активной мощности, напряжения сети и основной составляющей напряжения согласно следующим выражениям [394-396]:

$$G = \frac{P}{U_d^2}, \quad (2.134)$$

$$i_a(t) = \sqrt{2}U_1 G \cos(\omega t - \alpha_1) \quad (2.135)$$

где:  $P$  – измеренное действующее значение потребляемой активной мощности,  $U_d$  – измеренное действующее значение напряжения сети,  $U_1$  – измеренное или вычисленное значение основной составляющей напряжения,  $G$  – вычисленная эквивалентная активная проводимость,  $\alpha_1$  – фазовый сдвиг между первыми гармониками тока и напряжения,  $i_a(t)$  – мгновенное значение активного тока потребляемого нагрузкой.

С другой стороны эквивалентная активная проводимость может быть вычислена по основной составляющей напряжения и активной мощности:

$$G_1 = \frac{P_1}{U_1^2}, \quad (2.136)$$

с использованием методов быстрого или дискретного преобразования Фурье. Выделение эквивалентной активной проводимости на частоте основной составляющей позволяет более точно определить действующее и амплитудное значение потребляемого НН активного тока:

$$i_a(t) = \sqrt{2}U_1G_1 \cos(\omega t - \alpha_1). \quad (2.137)$$

Определение фазы опорного активного тока осуществляется посредством систем ФАПЧ, которая является основным элементом адаптивной фазовой синхронизации активных систем коррекции с электрической сетью. В зависимости от используемого алгоритма выявления и компенсации ВГС структура ФАПЧ может меняться, но базовый принцип ее работы остается прежним – выявление начальной фазы токов и напряжений сети с целью адаптивной синхронизации компенсационного тока или напряжения, генерируемого системой коррекции, с сетью. Схемы ФАПЧ, используемые в силовых активных устройствах несколько отличаются от известных классических схем, используемых в радиотехнике и связи [98, 488, 527].

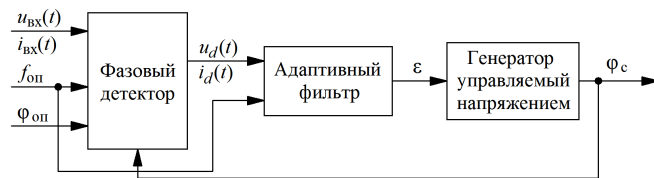


Рисунок 2.30 – Базовая структура ФАПЧ для силовых электронных устройств

управляемого напряжением [341, 342].

Фазовый детектор определяет начальную фазу входных трехфазных напряжений ( $u_{вх}(t)$ ) или токов сети ( $i_{вх}(t)$ ) и сравнивает ее с фазой выходных опорных сигналов  $\varphi_c$  от генератора, управляемого напряжением. В зависимости от структуры и режима работы устройства, где применяется ФАПЧ, на вход фазового детектора могут подаваться опорные значения начальной фазы  $\varphi_{оп}$  и частоты  $f_{оп}$  [343-345].

Далее выделенные фазовым детектором сигналы рассогласования  $u_d(t)$  или  $i_d(t)$  обрабатываются адаптивным фильтром, который может быть выполнен на основе фильтра низких частот или фильтра скользящего среднего [98, 488, 527], и полученный в результате сигнал ошибки  $\varepsilon$  поступает на вход генератора, управляемого напряжением. На выходе генератора, управляемого напряжением, формируется сигнал начальных фаз напряжений

или токов сети  $\varphi_c$ . В зависимости от алгоритмического обеспечения устройства, в составе которого используется ФАПЧ, такой сигнал может быть получен как совокупность единичных опорных синусоидальных сигналов, начальные фазы которых совпадают с фазами напряжений или токов сети, или совокупность опорных единичных сигналов направляющих косинусов  $\cos\theta$  и синусов  $\sin\theta$  [341-345].

ФАПЧ относится к классу следящих систем и ее структура может быть представлена иным образом (см. рисунок 2.31.) [98, 488, 341-345, 527].

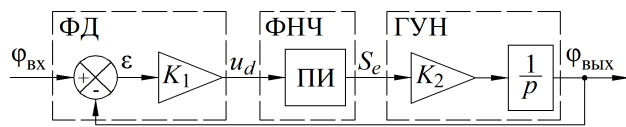


Рисунок 2.31 – Структура ФАПЧ как следящей системы

На рисунке 2.31 обозначено: ФД – фазовый детектор; ГУН – генератор, управляемый напряжением;  $\varphi_{вх}$ ,  $\varphi_{вых}$  –

начальные фазы входного и выходного сигналов соответственно;  $\varepsilon$  – сигнал ошибки между  $\varphi_{вх}$  и  $\varphi_{вых}$ ;  $u_d$  – напряжение на выходе ФД;  $S_e$  – выходной сигнал ФНЧ, который управляет частотой ГУН;  $K_1$ ,  $K_2$  – коэффициенты усиления ФД и ГУН соответственно; ФНЧ – фильтр нижних частот на основе ПИ регулятора [98, 341-345, 488, 527]. Для реализации ФАПЧ как следящей системы используются фазовые преобразования Парка и Кларка во вращающихся системах координат  $\alpha\beta$  и  $dq$  с использованием двух ортогональных составляющих (см. рисунок 3.22) [98, 488, 527].

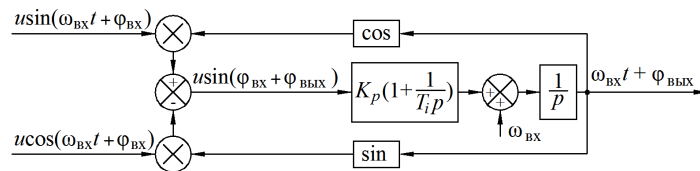


Рисунок 2.32 – Структура ФАПЧ при наличии двух ортогональных составляющих

Фазовые преобразования в этом случае осуществляются следующим образом [98, 527]:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\varphi_{вых}) & \sin(\varphi_{вых}) \\ -\sin(\varphi_{вых}) & \cos(\varphi_{вых}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \sin(\varphi_{вх}) \\ -\cos(\varphi_{вх}) \end{bmatrix}. \quad (2.138)$$

С учетом того, что в установившемся режиме  $\omega_{вх} = \omega_{вых}$  выражения (2.138) можно преобразовать следующим образом [98, 488, 527]:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} \sin(\varphi_{вх}) \cdot \cos(\varphi_{вых}) - \cos(\varphi_{вх}) \cdot \sin(\varphi_{вых}) \\ -\sin(\varphi_{вх}) \cdot \sin(\varphi_{вых}) - \cos(\varphi_{вх}) \cdot \cos(\varphi_{вых}) \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} \sin(\varphi_{вх} - \varphi_{вых}) \\ -\cos(\varphi_{вх} - \varphi_{вых}) \end{bmatrix}. \quad (2.139)$$

Варианты реализации ФАПЧ с использованием фазовых преобразований приведены на рисунках 2.33а и б [98, 488, 527].

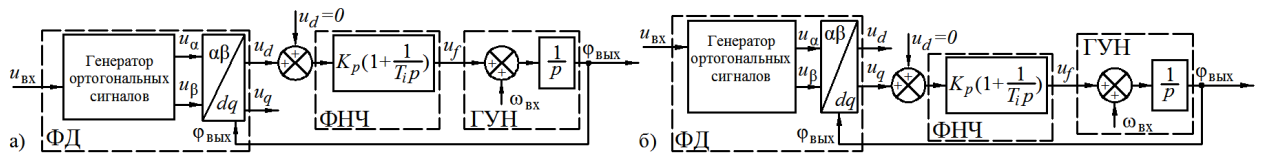


Рисунок 2.33 – Реализация ФАПЧ с использованием фазовых преобразований

**Коррекция провалов и отклонений напряжения, а также несимметрии источников и нагрузки.** Коррекция несимметрии источников и нагрузки основана на применении метода симметричных составляющих. Ключевым этапом является выделение составляющих прямой последовательности напряжений или токов. В случае компенсации несимметрии напряжений источника составляющие прямой последовательности для трех фаз определяются следующим образом [369, 373, 429, 436, 437]:

$$u_{A1} = \frac{1}{3}(u_A + au_B + a^2u_C), u_{B1} = u_{A1}a^2, u_{C1} = u_{A1}a, \quad (2.140)$$

где:  $u_A, u_B, u_C$  – линейные напряжения источника,  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$  – оператор поворота на  $120^\circ$ ,  $u_{A1}, u_{B1}, u_{C1}$  – составляющие прямой последовательности фазных напряжений. Выражения (2.140) наиболее удобно использовать в векторно-матричной форме с использованием преобразований Фортескью [369, 373, 429, 436, 437]:

$$\vec{u}_1 = \begin{bmatrix} u_{A1} \\ u_{B1} \\ u_{C1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} u_{A1} \\ a^2 u_{A1} \\ a u_{A1} \end{bmatrix}. \quad (2.141)$$

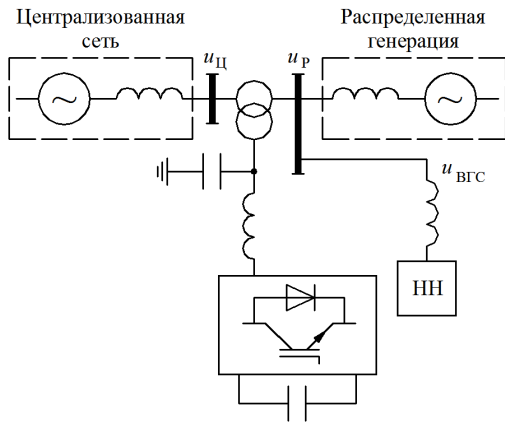


Рисунок 2.34 – АП повышения КЭ в режиме управляемого источника напряжения

В случае параллельной работы ЦЭС и РГ несимметрия напряжений может возникнуть с обеих сторон (см. рисунок 2.34). Исходя из этого векторы напряжений прямой последовательности, вычисленные согласно (2.141), определяются для обеих систем: ЦЭС  $\vec{u}_{1Ц}$  и системы РГ  $\vec{u}_{1Р}$ . Таким образом вектор компенсационного напряжения  $\vec{u}_K$ , создаваемый АП в режиме устранения несимметрии напряжения, определяется следующим образом [429, 436, 437]:

$$\vec{u}_K = \vec{u}_{1Ц} - \vec{u}_{1Ц} - \vec{u}_{1Р} + \vec{u}_{1Р}, \quad (2.142)$$

где  $\vec{u}_{1Ц}$  – вектор исходных напряжений ЦЭС,  $\vec{u}_{1Р}$  – вектор исходных напряжений системы РГ.

Выражения (2.140)-(2.142) описывают базовый принцип компенсации несимметрии напряжений источников ЦЭС и системы РГ по основной составляющей без учета ВГС

прямой, обратной и нулевой последовательности. При наличии НН преобразовательного типа, как наиболее распространенного, в спектре напряжения появляются ВГС порядка  $pk \pm 1$ , которые влияют на несимметрию напряжения нагрузки:

$$U_{1\text{ВГС}} = \sum_{p \geq 6} U_{pk+1}; \quad U_{2\text{ВГС}} = \sum_{p \geq 6} U_{pk-1}, \quad (2.143)$$

где  $p$  – пульсность преобразователя;  $k = 1, 2, 3 \dots$ ;  $U_{pk+1}, U_{pk-1}$  – соответственно мгновенные значения ВГС напряжения прямой и обратной последовательности;  $U_{1\text{ВГС}}, U_{2\text{ВГС}}$  – соответственно суммарное напряжение ВГС прямой и обратной последовательности. Таким образом, выражение (2.143) может быть преобразовано для вектора суммарных напряжений прямой последовательности ВГС:

$$\vec{u}_{1\text{ВГС}} = \begin{bmatrix} u_{A1\text{ВГС}} \\ u_{B1\text{ВГС}} \\ u_{C1\text{ВГС}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} u_{A1pk+1} \\ a^2 u_{A1pk+1} \\ a u_{A1pk+1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \sum_{p \geq 6} U_{a pk+1} \\ \sum_{p \geq 6} a^2 U_{a pk+1} \\ \sum_{p \geq 6} a U_{a pk+1} \end{bmatrix}. \quad (2.144)$$

Вектор компенсационного напряжения по ВГС со стороны НН:

$$\vec{u}_{\text{кВГС}} = \vec{u}_{\text{ВГС}} - \vec{u}_{1\text{ВГС}}, \quad (2.145)$$

где  $\vec{u}_{\text{ВГС}}$  – вектор исходных суммарных напряжений сети по ВГС. Соответственно выражение (2.145) для компенсационного напряжения необходимо дополнить:

$$\vec{u}_{\text{к}} = \vec{u}_{\text{Ц}} - \vec{u}_{\text{ЦЦ}} - \vec{u}_{\text{Р}} + \vec{u}_{\text{ИР}} - \vec{u}_{\text{кВГС}}, \quad (2.146)$$

Если  $\Delta \vec{u}_{\text{ЦК}} = \vec{u}_{\text{Ц}} - \vec{u}_{\text{ЦЦ}}$ ,  $\Delta \vec{u}_{\text{РК}} = \vec{u}_{\text{Р}} - \vec{u}_{\text{ИР}}$ , получим следующее:

$$\vec{u}_{\text{к}} = \Delta \vec{u}_{\text{ЦК}} - \Delta \vec{u}_{\text{РК}} - \vec{u}_{\text{кВГС}}, \quad (2.147)$$

С учетом присутствия ВГС от ЦЭС и РГ:

$$\vec{u}_{\text{к}} = \Delta \vec{u}_{\text{ЦК}} - \Delta \vec{u}_{\text{РК}} - \vec{u}_{\text{кВГС}} - \vec{u}_{\text{ЦЦВГС}} + \vec{u}_{\text{ИРВГС}}, \quad (2.148)$$

где  $\vec{u}_{\text{ЦЦВГС}}, \vec{u}_{\text{ИРВГС}}$  – соответственно вектора напряжений ВГС прямой последовательности со стороны ЦЭС и системы РГ.

Таким образом, выражение (2.148) служит основой для формирования компенсационного напряжения для устранения несимметрии со стороны источников или подключенной нагрузки, как по основной составляющей, так и по ВГС.

**Компенсация реактивной мощности.** При несинусоидальных режимах электрических сетей в процессе оценки эффективности технических средств и решений по компенсации реактивной мощности необходимо учитывать составляющие выражения (2.20), полученные в разделе 2.1.2.

Фазовый сдвиг между первыми гармониками тока и напряжения сети [492]:

$$\lambda_1 = \cos \varphi_1 = P_1 / S_1. \quad (2.149)$$

Степень завышения полной мощности трансформаторного и сетевого оборудования при несинусоидальных режимах [492]:

$$k_{S1} = S_1 / S. \quad (2.150)$$

Степень влияния ВГС на суммарный коэффициент мощности [492]:

$$k_{p\text{ВГС}} = 1 + P_{\text{ВГС}} / P_1. \quad (2.151)$$

Также в некоторых случаях целесообразно вычислять следующий коэффициент [492]:

$$k_{\text{МВГС}} = P_{\text{ВГС}} / S_{\text{ВГС}}, \quad (2.152)$$

где  $P_{\text{ВГС}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n}$ ;  $S_{\text{ВГС}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n}$ .

Выражения (2.149)-(2.152) являются критериями оценки эффективности повышения КЭ АП.

Реактивная мощность по основной частоте и ВГС определяется соответственно по выражениям [492]:

$$Q_1 = U_1 I_1 \sin \varphi_1, \quad Q_n = \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \sin \varphi_n. \quad (2.153)$$

Указанные мощности по отдельности не определяются существующими теориями ортогонального разложения токов и составляющих мощности [492].

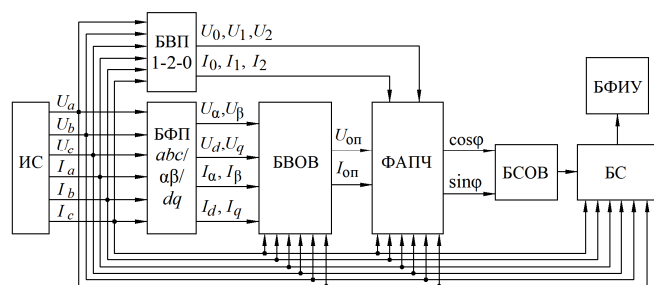


Рисунок 2.35 - Обобщенная структура системы управления АП повышения КЭ

(симметричных составляющих); БВОВ – блок выделения опорных величин (токов, напряжений); БС – блок сравнения; БФИУ – блок формирования импульсов управления.

ИС осуществляет измерение всех необходимых фазных или линейных величин, БФП осуществляет необходимые фазовые преобразования в зависимости от корректируемого ПКЭ или набора корректируемых ПКЭ, ФАПЧ выполняет фазовую синхронизацию преобразованных величин, БВОВ формирует опорные величины для выделения компенсационных сигналов, БС сравнивает сформированные и фактические величины для

### Обобщенная структура системы

управления. На рисунке 2.35 приведена обобщенная структура системы управления АП коррекции ПКЭ.

На рисунке 2.35: ИС – измерительная система; БФП – блок фазовых преобразований  $abc/\alpha\beta$ ,  $\alpha\beta/dq$ ,  $abc/dq$ ; БВОВ – блок выделения последовательностей

минимизации погрешности коррекции, БФИУ генерирует импульсы управления для силовых ключей инверторов.

**Алгоритм работы АП.** На рисунке 2.36 приведен алгоритм работы АП коррекции ПКЭ как отдельного устройства, реализующий все основные функции по автоматизированному повышению КЭ и обеспечению ЭМС электрооборудования. Данный алгоритм предусматривает коррекцию одного или нескольких ПКЭ в зависимости от поставленных целей задач, а также структуры и режимов работы компенсируемой электрической сети и подключенной нагрузки.

В первую очередь осуществляется измерение всех необходимых параметров компенсируемой сети, включая ПКЭ, нормируемые отечественными и международными стандартами, характеристики источника и подключенной нагрузки. Далее необходимо сравнение измерительной информации с нормативными требованиями для определения необходимой степени (глубины) коррекции какого-либо ПКЭ, а также требуемой совокупности (набора) ПКЭ, подлежащих коррекции.

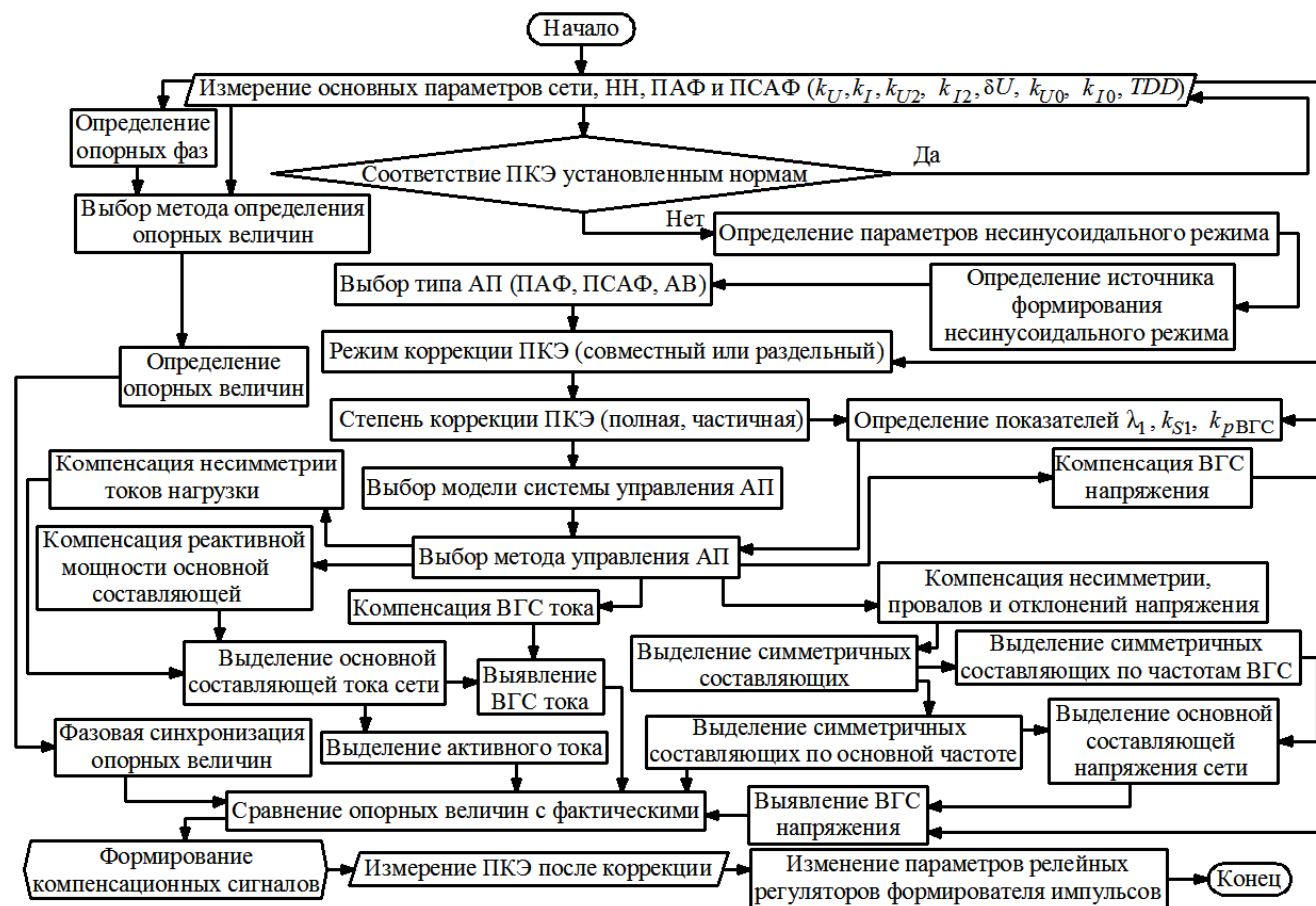


Рисунок 2.36 – Алгоритм автоматизированного повышения КЭ АП

Также учитываются дополнительные факторы, определяющие глубину коррекции ПКЭ, включая дополнительные потери в элементах электрической сети и нагрузки, наработку на



отказ электрооборудования, вибрационные характеристики электромеханических комплексов. Указанные особенности формируют режим работы АП, как части ЭТК повышения КЭ. Затем выбирается метод управления АП, включая способ определения опорных величин, в том числе основные составляющие тока нагрузки и напряжения сети, симметричные составляющие токов и напряжений, преобразования измеренных параметров сети и нагрузки, формирования компенсационных сигналов. Далее после осуществления повышения КЭ при необходимости производится настройка параметров релейных регуляторов формирователя импульсов для оптимизации величины тепловых потерь в силовых элементах АП при заданной глубине коррекции ПКЭ и частоте ШИМ.

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 2

1. Проведен анализ степени влияния АП на параметры несинусоидальных режимов, включая численные зависимости и закономерности, полученные по результатам теоретических и экспериментальных исследований и отражающие параметры несинусоидальных режимов, создаваемые источниками и нагрузкой, что позволяет определить критический уровень ПКЭ.
2. Выявлены ключевые факторы, влияющие на необходимую степень повышения КЭ электротехническими комплексами с АП и ФКУ, включая наработку на отказ и кратность снижения срока службы электрооборудования, статическую и динамическую устойчивость, потери энергии и вибрацию ЭМК с АД и СД. Данные факторы должны рассматриваться в качестве показателей эффективности повышения КЭ ФКУ с АП, а также критериями оптимизации их структуры, режимов работы, методов управления.
3. Показано, что теоретической основой для определения опорных величин компенсационных параметров при управлении АП, оценки показателей эффективности функционирования и математического моделирования АП при вариации внешних и внутренних факторов являются теория составляющих потребляемого тока Будяну и Фризе, теория составляющих мгновенной мощности Акаги, фазовые преобразования Парка-Кларк, метод симметричных составляющих (преобразования Фортескью).
4. Разработан метод исследования АП различной топологии при вариации внешних и внутренних факторов.
5. Разработаны математические модели АП параллельного и последовательного типов с наиболее распространенными и эффективными системами управления. Модели отличаются возможностью учета вариации внешних факторов (параметры источника и подключенной нагрузки) и внутренних факторов (параметры выходных дросселей или трансформаторов, емкости и напряжения накопительных элементов, методы управления АП) при анализе режимов коррекции ПКЭ АП последовательного и параллельного типа.
6. Выявлены закономерности изменения величин ПКЭ и степени их коррекции АП последовательного и параллельного типа, в соответствии с различными системами управления, при вариации параметров источника, нагрузки, самих АП, а также режима измерения и выявления ими опорных величин, что позволяет в заданных условиях произвести обоснованный выбор типа АП, способа управления им, степени коррекции ПКЭ и их количества.

7. Установлены степени влияния диапазонов варьирования внутренних параметров АП, внешних параметров питающей сети и нагрузки на уровень эффективности повышения КЭ, а также свойство АП одновременно влиять на несколько ПКЭ с разной степенью эффективности, которое сопровождается отклонениями режимов работы электрической сети от номинальных параметров, что необходимо учитывать при синтезе структуры ФКУ с АП в заданных условиях.
8. По результатам анализа систем управления АП и математического моделирования разработан модифицированный алгоритм автоматизированного повышения КЭ отдельным АП, позволяющий реализовать оптимальную степень коррекции ПКЭ исходя из совокупности заданных факторов.
9. По результатам математического моделирования выявлены максимальные минимальные уровни эффективности повышения КЭ при различных системах управления АП в условиях вариации внешних и внутренних факторов.
10. Выявлены предельные значения показателей эффективности повышения КЭ для АП последовательного и параллельного типа в условиях вариации внешних и внутренних факторов.
11. Результаты, приведенные во второй главе, являются доказательством первого научного результата, выносимого на защиту.

### ГЛАВА 3. СТРУКТУРЫ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С АКТИВНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

Большинство ЭТК повышения КЭ на основе АП и ФКУ имеют в своей основе гибридные структуры [280-292], на базе АФ и ПФ. Совместное применение АФ и ПФ в рамках единых ЭТК ФКУ целесообразно и эффективно, исходя из следующих факторов: отдельно подключаемые АФ, как правило, имеют значительные номинальные параметры, рассчитанные с учетом полной мощности подключенной НН, что увеличивает стоимость АФ и ограничивает возможности их применения в промышленных СЭС; хорошо известные достоинства ПФ и их наличие в составе многих типов электрооборудования. Указанные факторы доказывают актуальность и перспективность применения АФ и ПФ в рамках единых ЭТК многофункциональных ФКУ с улучшенными технико-экономическими показателями. Подобные ЭТК также называются ГФ, при этом АФ осуществляет регулирование параметрами ПФ [280-292, 304].

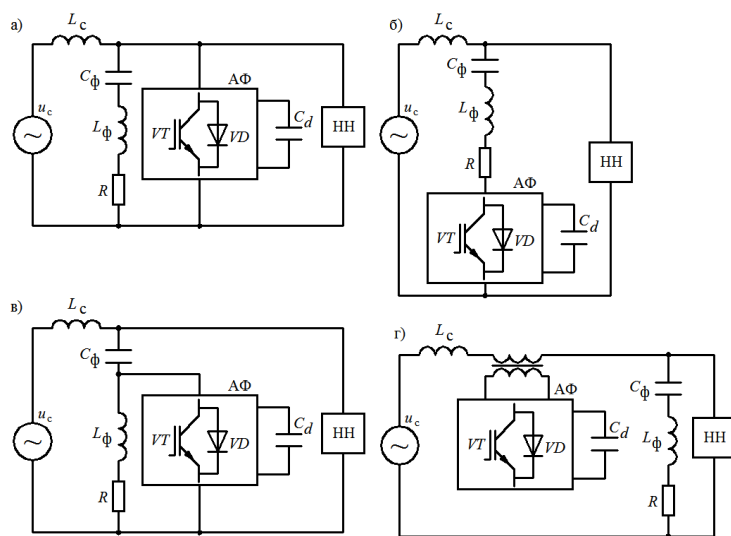


Рисунок 3.1 – Схемы подключения АФ к ПФ

На рисунках 3.1, показаны основные топологии ГФ. Генерацию модулированных величин тока или напряжения на выходе активной части ГФ необходимо рассматривать как изменение мгновенной величины входного сопротивления АФ  $z_{АФ}(t)$ , определяемого средними значениями  $i_{АФ}(t)$  и  $u_{АФ}(t)$  [280-292]. В случае АФ с накопителем в виде конденсатора  $z_{АФ}(t)$  определяется как [280-292]:

$$z_{АФ} = \frac{u_{АФ}(t)}{i_{АФ}(t)} = \frac{U_d m(t)}{i_{АФ}(t)}, \quad (3.1)$$

где  $U_d$  – средняя величина напряжения емкостного накопителя,  $m(t)$  – функция модуляции.

Выражение (3.1) показывает, что при подборе соответствующего характера функции модуляции  $m(t)$  можно добиться, чтобы  $\frac{dz_{АФ}(t)}{dt} = 0$ , что равносильно наличию активного сопротивления, положительного или отрицательного [280-292]. При этом

положительная величина соответствует потреблению энергии из накопительного элемента, а отрицательная - генерацию энергии. Если интегральное значение  $z_{\text{АФ}}(t)$  за период первой гармоники равно нулю, это является признаком обмена неактивными составляющими полной мощности между активной частью ГФ, сетью и подключенной НН. Также есть возможность управления АЧХ и ФЧХ ГФ путем изменением  $z_{\text{АФ}}(t)$ . Ограничительным фактором при этом выступают частотные характеристики силовых ключей АФ и накопительного элемента, емкость которого определяет скорость потребления или генерации энергии. Топология ГФ и вид функции модуляции оказывают непосредственное влияние на характер эквивалентного сопротивления  $z_{\text{АФ}}(t)$ . ГФ позволяют решать следующие ключевые задачи: повысить уровень эффективности фильтрации ВГС в статических режимах работы за счет управления АЧХ ГФ; предотвратить наличие «антирезонанса» на частотах в непосредственной близости к частоте подавляемой ВГС; компенсировать побочные резонансы из-за пассивных элементов ГФ; уменьшить уровень ВГС [280-292]. Таким образом, теория ГФ является основой формирования методологии структурного и параметрического синтеза ЭТК коррекции ПКЭ на основе АП и ФКУ.

### 3.1. Математические модели основных структур фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

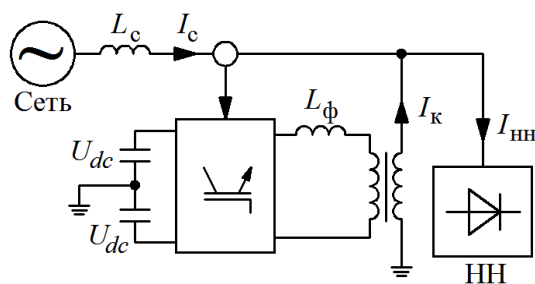


Рисунок 3.2 - ПАФ в виде источника тока, подключенный к сети через согласующий СТ

Все ГФ основаны на ПАФ и ПСАФ, функционирующих соответственно в качестве контролируемого источника тока и напряжения соответственно.

На рисунке 3.2 показано подключение ПАФ через согласующий трансформатор к электрической сети ( $I_c$  – ток сети,  $L_c$  – индуктивность сети,  $L_\phi$  – индуктивность выходных дросселей ПАФ,  $U_{dc}$  – напряжение звена постоянного тока ПАФ,  $I_{\text{НН}}$  – ток, потребляемый НН) [280-292, 429, 438].

В общем случае система управления ПАФ формирует опорный ток для инвертора и для ВГС  $n$ -ого порядка справедливо соотношение:

$$I_{kn} = I_{ннн} - I_{cn}, \quad (3.2)$$

где:  $I_{kn}$  - компенсационный ток ПАФ на частоте  $n$ -ой ВГС,  $I_{ннн}$  - ток  $n$ -ой ВГС, потребляемый НН,  $I_{cn}$  - ток сети на частоте  $n$ -ой ВГС [483].

При условии идеальной компенсации выражение (3.2) примет следующий вид:

$$i_c = i_{нн1}. \quad (3.3)$$

В большинстве существующих и серийно производимых ПАФ для условий низковольтных сетей согласующий СТ, как правило, отсутствует.

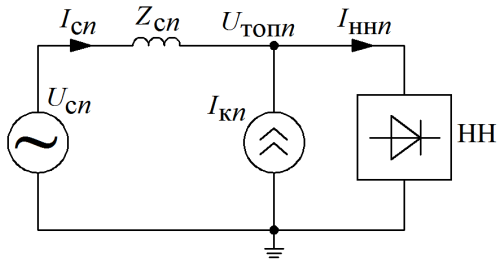


Рисунок 3.3 - Схема замещения ПАФ на частоте  $n$ -ой ВГС

На рисунке 3.3 приведена схема замещения ПАФ на частоте  $n$ -ой ВГС ( $U_{cn}$  – напряжение  $n$ -ой ВГС сети,  $I_{cn}$  – ток  $n$ -ой ВГС сети,  $Z_{cn}$  – полное сопротивление сети на частоте  $n$ -ой ВГС,  $I_{ннн}$  – ток  $n$ -ой ВГС НН,  $U_{топn}$  – напряжение  $n$ -ой ВГС в точке общего присоединения (ТОП) ПАФ и НН,  $I_{kn}$  – компенсационный ток  $n$ -ой ВГС ПАФ) [474-481, 483].

Как видно из схемы рисунка 3.3 для упрощенных расчетов и моделирования ПАФ может быть представлен в виде управляемого источника тока величиной  $I_{kn}$ .

При анализе режимов работы ГФ целесообразно разделить НН на два основных типа: источники ВГС тока и напряжения. При наличии НН в виде источников ВГС тока значение полного сопротивление сети  $Z_c$  не оказывает влияния на эффективность работы ПАФ. В случае присутствия НН в виде источников искаженного напряжения, ток, потребляемый НН, зависит от значения  $Z_c$ , при этом ток на выходе ПАФ, будет протекать через НН и ПАФ не сможет подавить ВГС со стороны питающей сети [483].

На рисунке 3.4а показано подключение ПСАФ к компенсируемой электрической сети, который в таком режиме является контролируемым источником напряжения заданных параметров. В общем случае величина компенсационного напряжения вычисляется следующим образом [483]:

$$U_k = kI_{cn}, \quad (3.4)$$

где  $I_{cn}$  – ток  $n$ -ой ВГС со стороны сети.

На рисунке 3.4б приведена однофазная схема замещения ПСАФ для ВГС  $n$ -ого порядка ( $U_{ннн}$  – напряжение  $n$ -ой ВГС НН,  $U_{топn}$  – напряжение  $n$ -ой ВГС в точке общего присоединения ПСАФ и НН,  $U_{kn}$  – компенсационное напряжение  $n$ -ой ВГС ПСАФ, остальные величины аналогично рисунку 3.3) [483].

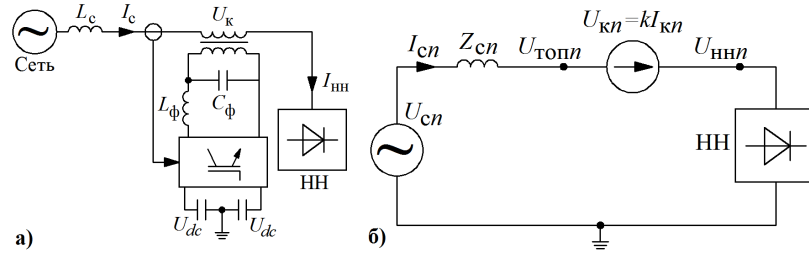


Рисунок 3.4 – а) Схема подключения ПСАФ к электрической сети, б) Схема замещения ПСАФ на частоте  $n$ -ой ВГС

Аналогично рисунку 3.3 для упрощенных расчетов и моделирования ПСАФ может быть представлен в виде управляемого источника тока величиной  $U_{kn}$  [483]. Согласно схеме замещения рисунка 3.4б ток сети может быть рассчитан согласно следующему выражению [474-481, 483]:

$$I_{cn} = \frac{U_{cn}}{(Z_{cn} + k)} - \frac{U_{nнн}}{(Z_{cn} + k)}. \quad (3.5)$$

При допущении, что  $k \gg Z_c$ , ПСАФ способен эффективно подавлять ВГС со стороны сети, таким образом,  $I_{cn} = 0$ . С другой стороны напряжение в ТОП состоит из двух основных составляющих: ВГС напряжения со стороны питающей сети и ВГС напряжения со стороны НН [474-481, 483]:

$$U_{топн} = \frac{k}{(Z_{cn} + k)} U_{cn} - \frac{Z_{cn}}{(Z_{cn} + k)} U_{ннн}. \quad (3.6)$$

При допущении, что  $k \gg Z_c$ , анализ выражений (3.5)-(3.6) показывает возможность ПСАФ эффективно компенсировать ВГС напряжения со стороны сети и НН, если последняя относится к источникам ВГС напряжения. В случае, если НН представлена источником ВГС тока, ПСАФ является малоэффективным решением [474-481, 483].

На рисунке 3.5а приведена структура ГФ, состоящей из последовательного соединения двух ПФ и ПСАФ, функционирующего в режиме управляемого источника напряжения, которая подключена параллельно компенсируемой НН. Данный ГФ описывается следующими соотношениями [474-481, 483]:

$$\begin{aligned} U_k + U_{ПФ} &= U_{НН}; & U_k &= k_T U_{Cф} = 2k_{ПРi} U_{dc} - \Delta U_{Lф}; & U_{ПФ} &= L_{ПФ} \frac{di_k}{dt} + U_{СПФ}; \\ \Delta U_{Lф} &= L_{ф} \frac{di_{ф}}{dt}; & i_c &= i_{НН} + i_k; & i_k &= i_{к5} + i_{к7}; & i_{к5} &= C_5 \frac{dU_{C5}}{dt}; & i_{к7} &= C_7 \frac{dU_{C7}}{dt}, \end{aligned} \quad (3.7)$$

где:  $U_k$  – напряжение компенсации ПСАФ,  $U_{ПФ}$  – напряжение ПФ,  $U_{НН}$  – напряжение НН,  $k_T$  – коэффициент трансформации согласующего СТ;  $U_{Cф}$  – напряжение конденсатора выходного фильтра;  $k_{ПРi}$  – функция состояния силовых ключей АП;  $U_{dc}$  – напряжение

накопительных конденсаторов ПСАФ;  $\Delta U_{L\phi}$  – потеря напряжения на выходных дросселях ПСАФ;  $L_{ПФ}$  – индуктивность ПФ ( $L_5, L_7$ ),  $i_k$  – выходной компенсационный ток ГФ;  $U_{СПФ}$  – напряжение конденсатора ПФ;  $L_\phi$  – индуктивность выходных дросселей ПСАФ;  $i_\phi$  – ток выходных дросселей;  $i_c$  – ток сети;  $i_{НН}$  – ток НН;  $i_{к5}, i_{к7}$  – токи ПФ 5 и 7 ВГС соответственно;  $C_5, C_7$  – емкости ПФ 5 и 7 ВГС соответственно;  $U_{C5}, U_{C7}$  – напряжение емкости ПФ 5 и 7 ВГС соответственно [474-481, 483].

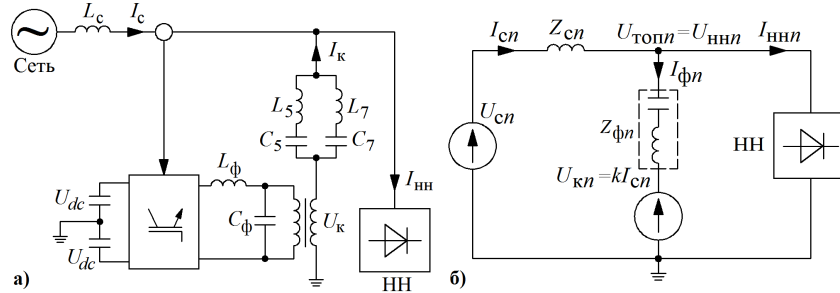


Рисунок 3.5 – а) Структура ГФ на основе ПСАФ и ПФ, подключенной параллельно компенсируемой НН, б) Схема замещения на частоте  $n$ -ой ВГС

На рисунке 3.5б показана эквивалентная схема замещения данного ГФ на частоте  $n$ -ой ВГС, при этом гармонический ток сети может быть определен следующим образом [483]:

$$I_{cn} = \frac{Z_{\phi n}}{(Z_{cn} + Z_{\phi n} + k)} I_{ННn} + \frac{1}{(Z_{cn} + Z_{\phi n} + k)} U_{cn}, \quad (3.8)$$

где  $I_{cn}, U_{cn}$  – ток и напряжение сети на частоте  $n$ -ой ВГС,  $Z_{\phi n}, Z_{cn}$  – соответственно полное сопротивление ПФ и сети на частоте  $n$ -ой ВГС,  $k$  – коэффициент пропорциональности между искаженным током сети  $I_{cn}$  и компенсационным напряжением  $U_k$  ПСАФ [483].

При условии, что параметр  $k$  значительно превышает сопротивления сети  $Z_c$  и ПФ  $Z_\phi$  на частоте основной составляющей, ВГС со стороны сети могут быть эффективно компенсированы за счет настройки параметров  $L$  и  $C$  ПФ. Таким образом, для такого режима справедливы следующие соотношения [483]:

$$k \gg Z_c; k \gg Z_\phi; I_{cn} \approx 0.$$

На рисунке 3.6а приведена структура ГФ, состоящего из параллельного соединения двух ПФ и ПСАФ, функционирующего в режиме управляемого источника напряжения, который подключен параллельно компенсируемой НН. Данная гибридная система описывается следующими выражениями [483]:

$$\begin{aligned} U_k + U_{ПФ} &= U_c; \quad U_{ПФ} = U_{НН}; \quad U_k = k_T U_{C\phi} = 2k_{ПФ} U_{dc} - \Delta U_{L\phi}; \quad U_{ПФ} = L_{ПФ} \frac{di_k}{dt} + U_{СПФ}; \\ \Delta U_{L\phi} &= L_\phi \frac{di_\phi}{dt}; \quad i_c = i_{НН} + i_k; \quad i_k = i_{к5} + i_{к7}; \quad i_{к5} = C_5 \frac{dU_{C5}}{dt}; \quad i_{к7} = C_7 \frac{dU_{C7}}{dt}. \end{aligned} \quad (3.9)$$



Обозначения (3.9) аналогичны уравнениям (3.7).

На рисунке 3.6б показана эквивалентная схема замещения данной гибридной структуры на частоте  $n$ -ой ВГС, при этом гармоническое напряжение ТОП может быть определено следующим образом [483]:

$$U_{\text{топн}} = \frac{k}{(Z_{cn} + k)} U_{cn} + \frac{Z_{cn}}{(Z_{cn} + k)} U_{\text{ннн}}. \quad (3.10)$$

При условии  $k \gg Z_c$  данный ГФ изолирует ТОП от ВГС напряжения со стороны НН.

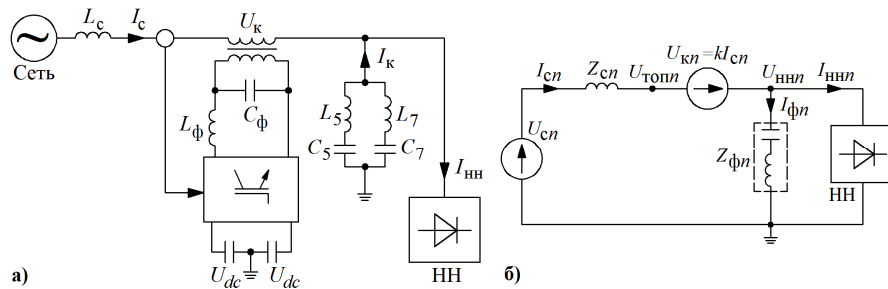


Рисунок 3.6 – а) Структура гибридной системы на основе параллельного соединения ПСАФ и ПФ, подключенной параллельно компенсируемой НН, б) Схема замещения на частоте  $n$ -ой ВГС

На рисунке 3.7а приведена гибридная структура, аналогичная рисунку 3.6а, за исключением применения ПАФ вместо ПСАФ. Данная гибридная структура описывается следующими соотношениями [474-481, 483]:

$$\begin{aligned} I_c &= I_{\text{ПАФ}} + I_{\text{ПФ}} + I_{\text{НН}}; \quad U_{\text{НН}} = U_c = U_{\text{ПФ}}; \quad U_{\text{ПАФ}} + \Delta U_{L_\phi} = U_{\text{НН}}; \\ \Delta U_{L_\phi} &= L_\phi \frac{dI_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad U_{\text{ПАФ}} = 2k_{\text{ПРi}} U_{dc}; \quad I_{\text{ПФ}} = C_5 \frac{dU_{C5}}{dt} + C_7 \frac{dU_{C7}}{dt}. \end{aligned} \quad (3.11)$$

На рисунке 3.7б приведен ГФ, аналогичный рисунку 3.5а, за исключением применения ПАФ вместо ПСАФ и параллельного подключения ПФ к ПАФ.

Данная гибридная структура описывается следующими соотношениями [483]:

$$\begin{aligned} I_c &= I_{\text{ПАФ}} + I_{\text{ПФ}} + I_{\text{НН}}; \quad U_{\text{НН}} = U_c = U_{\text{ПФ}}; \quad U_{\text{ПАФ}} + \Delta U_{L_\phi} = U_{\text{НН}}; \\ \Delta U_{L_\phi} &= L_\phi \frac{dI_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad U_{\text{ПАФ}} = 2k_{\text{ПРi}} U_{dc}; \quad I_{\text{ПФ}} = C \frac{dU_c}{dt}. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Несмотря на различное функциональное назначение ГФ, представленных на рисунках 3.7аб, их обобщенное математическое описание практически идентично согласно выражениям (3.11) и (3.12). В первом случае ПАФ в составе ГФ осуществляет компенсацию остаточных гармонических искажений после двух ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС. Во втором случае ПФ на выходе ПАФ предотвращает возникновение резонансных явлений и снижает уровень пульсаций сетевого напряжения при работе ПАФ [474-481, 483].

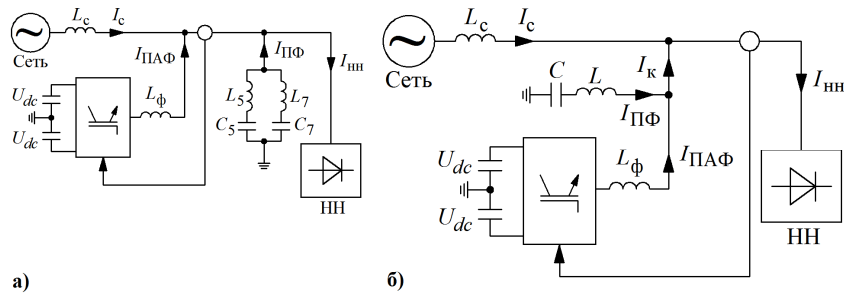


Рисунок 3.7 – а) Структура ГФ на основе параллельного соединения ПАФ и ПФ, подключенного параллельно компенсируемой НН, б) Структура ГФ на основе ПАФ с выходным ПФ, подключенной параллельно компенсируемой НН

Представленные на рисунках 3.5-3.7 ГФ выполнены на базе ПАФ и ПСАФ, функционирующих соответственно в режиме управляемого источника тока и напряжения. Такой режим работы ГФ обеспечивается наличием двухуровневых АИН. Математическое моделирование АИН, как основной части ГФ, наиболее эффективно осуществлять посредством метода разделения принципиальной схемы на подсхемы, который подробно описан в [266, 274, 276]. Схема АИН для моделирования указанным методом приведена на рисунке 3.8. Разделение базовой схемы на подсхемы для анализа режимов работы АИН приведено на рисунке 3.9 [272-275].

На схемах 3.8-3.9 введены следующие обозначения:  $u_{И}$ ,  $R_{И}$ ,  $L_{И}$ ,  $i_{И}$  – соответственно напряжение, активное сопротивление, индуктивность и ток источника питания на стороне постоянного тока АИН,  $i_{зар}$ ,  $R_3$ ,  $k_3$  – соответственно ток, активное сопротивление и функция состояния транзистора цепи защиты от перенапряжений накопительного конденсатора АИН,  $R_c$ ,  $C$  – активное сопротивление и емкость накопительного конденсатора АИН,  $R_{н}$ ,  $L_{н}$ ,  $i_1 \dots i_3$ ,  $u_1 \dots u_3$  – активное сопротивление, индуктивность, ток и напряжение нагрузки на выходе АИН,  $u_{RC}$  – напряжение цепи защиты от перенапряжений, представленное в виде зависимого источника напряжения [450-452],  $i_{и}$ ,  $i_c$  – токи источника питания АИН и накопительного конденсатора,  $k_{i1} \dots k_{i3}$  – функции состояния транзисторов АИН [454-457].

ЭДС в фазах АИН определяются следующим образом [459-464]:

$$e_n = k_{in} u_{RC}. \quad (3.13)$$

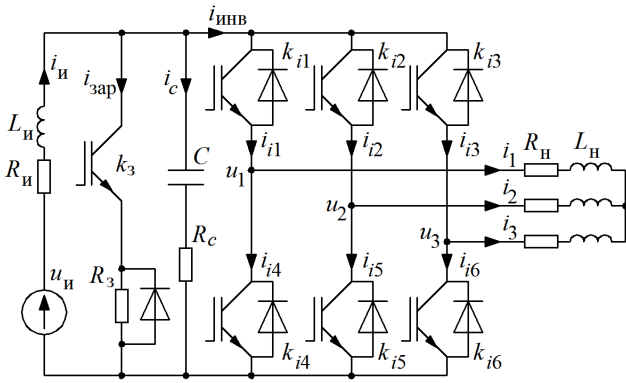


Рисунок 3.8 – Базовая схема АИН для моделирования

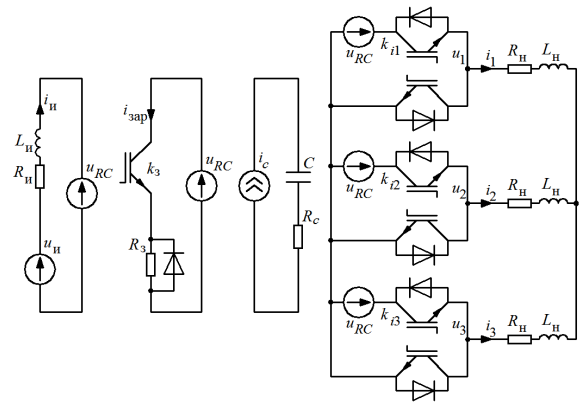


Рисунок 3.9 – Разделение базовой схемы АИН для на подсхемы

Подсхемы, приведенные на рисунке 3.9, описываются следующим образом с использованием метода зависимых источников тока и напряжения.

В ЭДС АИН, определенных по выражению (3.13), могут присутствовать составляющие нулевой последовательности. В целях упрощения определения токов нагрузки на выходе АИН составляющие нулевой последовательности удаляются и фазные ЭДС могут быть определены из выражений [465-470]:

$$e_n = \left( k_{in} - \frac{k_{i1} + k_{i2} + k_{i3}}{3} \right) u_{RC}, \quad e_n = u_n. \quad (3.14)$$

Токи нагрузки на выходе АИН [266, 276]:

$$\frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_n i_n}{L_n}. \quad (3.15)$$

Токи в плечах АИН [266, 276]:

$$i_{in} = k_{in} i_n, \quad i_{in+3} = (k_{in} - 1) i_n, \quad (3.16)$$

где  $n = 1, 2, 3$ .

Мгновенные значения токов  $i_{trn}$  транзисторов АИН и токов  $i_{дн}$  обратных диодов АИН определяются следующими условиями [266, 276]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{если } i_{in} > 0, \text{ то } i_{trn} = i_{in}, i_{дн} = 0, \\ \text{иначе } i_{trn} = 0, i_{дн} = -i_{in}, \end{array} \right\} \quad (3.17)$$

где  $n = 1, 2, \dots 6$ .

Входной постоянный ток АИН [266, 276]:

$$i_{дн} = i_{i1} + i_{i2} + i_{i3}. \quad (3.18)$$

Ток источника питания звена постоянного тока определяется из выражения [266]:

$$\frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - u_{RC} - R_n i_n}{L_n}. \quad (3.19)$$

Ток в цепи защиты накопительного конденсатора от перенапряжений [266, 276]:

$$i_{\text{зар}} = k_3 \frac{u_{RC}}{R_3}, \quad (3.20)$$

где  $k_3 = 1$ , если  $u_{RC}$  превысило уставку защиты, и  $k_3 = 0$ , если значение  $u_{RC}$  находится в допустимых пределах.

Ток накопительного конденсатора [266, 276]:

$$i_c = i_u - i_{\text{зар}} - i_{\text{инв}}. \quad (3.21)$$

Таким образом, математическая модель АИН, входящего в состав ГФ различной структуры, описывается соотношениями (3.13)-(3.21). При наличии ПФ на выходе АИН, согласно структуре ГФ, представленной на рисунке 3.8, математическая модель АИН должна быть дополнена [266, 276].

На рисунке 3.10 приведена схема АИН с выходным пассивным  $RLC$  фильтром и выходными дросселями [266, 276].

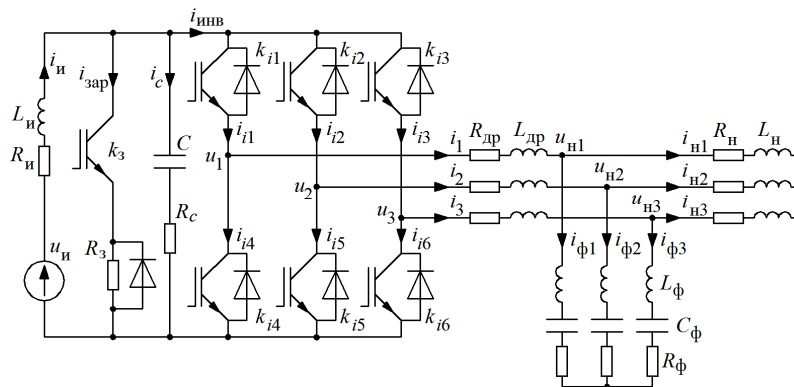


Рисунок 3.10 – Схема АИН с выходным фильтром и дросселями

На рисунке 3.11 приведено разделение исходной схемы АИН с выходным фильтром и дросселями на подсхемы, аналогично рисунку 3.9. Подсхемы плеч АИН, источника питания звена постоянного тока, цепи защиты от перенапряжений и  $RC$  цепи, описываются выражениями (3.13), (3.14), (3.16) - (3.21). При этом уравнение для определения выходного тока АИН будет иметь следующий вид [266, 276]:

$$\frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{\text{др}} i_n - u_{\text{ин}}}{L_{\text{др}}}. \quad (3.22)$$

Напряжение нагрузки АИН [266, 276]:

$$u_{\text{ин}} = R_{\text{фн}} i_{\text{фн}} + L_{\text{фн}} \frac{di_{\text{фн}}}{dt} + u_{\text{Фсн}}, \quad (3.23)$$

где  $u_{\text{Фс}}$  – напряжение на конденсаторах  $RLC$  фильтра, ток которого определяется следующим образом [266, 276]:

$$i_{\phi n} = C_{\phi n} \frac{du_{\phi cn}}{dt}. \quad (3.24)$$

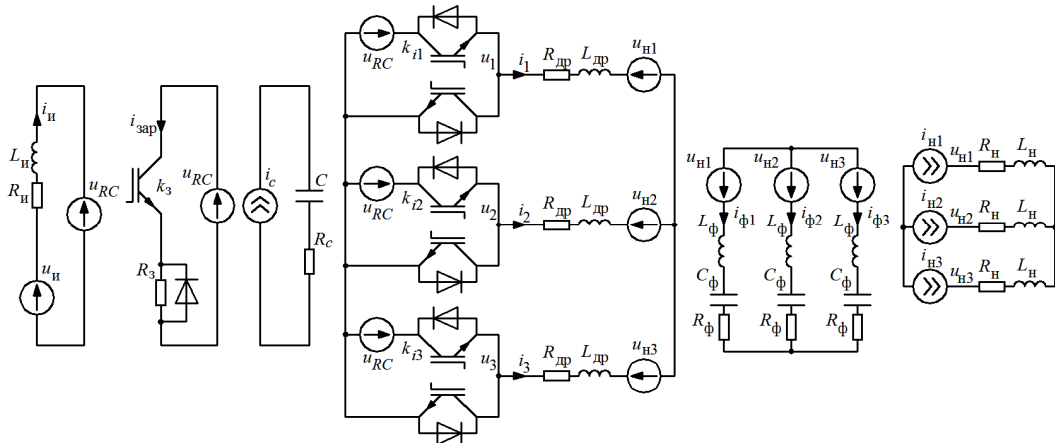


Рисунок 3.11 – Разделение схемы АИН с выходными дросселями и фильтром для моделирования на подсхемы

Ток нагрузки АИН [266, 276]:

$$\frac{di_{нн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{нн} = i_n - i_{\phi n}. \quad (3.25)$$

Таким образом, совокупность уравнений (3.13), (3.14), (3.16) - (3.25), является математической моделью АИН, на основе которого выполнено большинство активных систем коррекции ПКЭ, таких как ПАФ и устройства СТАТКОМ различных модификаций.

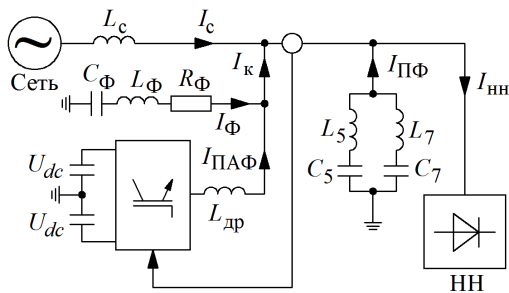


Рисунок 3.12 – Базовая структура гибридного ЭТК

При использовании АИН с фильтрацией выходного напряжения в составе ГФ, приведенного на рисунке 3.7а, образуется гибридный ЭТК который может рассматриваться как комбинация ГФ, показанных на рисунках 3.7аб. Базовая структура такого ЭТК приведена на рисунке 3.12 [493-494].

Результаты теоретических и экспериментальных исследований [55, 56] показали, что на выходе ПАФ, работающих в режиме управляемого источника компенсационного тока, необходимо устанавливать RC фильтры для подавления высокочастотных составляющих в спектре выходного тока ПАФ. Таким образом, представляется целесообразным провести комплексный анализ эффективности гибридного ЭТК, состоящего из ПАФ, на выходе которого подключен RC фильтр, и ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС [42, 43].

На рисунке 3.13 приведено разделение АИН в составе гибридного ЭТК на подсхемы, аналогично рисунку 3.11 [266, 276].

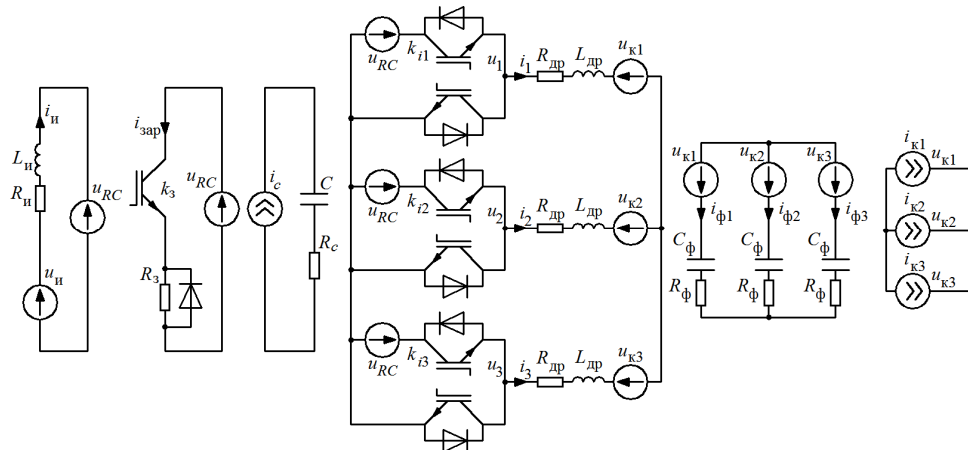


Рисунок 3.13 – Разделение АИН на подсхемы в составе гибридного ЭТК

Функционирование АИН описывается следующими уравнениями [266, 276]:

$$e_n = k_{in} u_{RC}, \quad i_{in} = k_{in} i_n, \quad i_{in+3} = (k_{in} - 1) i_n, \quad i_{дн} = i_{i1} + i_{i2} + i_{i3},$$

$$\frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - u_{RC} - R_n i_n}{L_n}, \quad i_{зап} = k_3 \frac{u_{RC}}{R_3}, \quad i_c = i_u - i_{зап} - i_{инв}, \quad (3.26)$$

где обозначения величин аналогичны выражениям (3.13)-(3.20).

Компенсационные параметры определяются следующим образом [266, 276]:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{фн}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{фн}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{дп} i_n - u_{кн}}{L_{дп}},$$

$$u_{кн} = R_{фн} i_{фн} + u_{Фсн}, \quad i_{фн} = C_{фн} \frac{du_{Фсн}}{dt}, \quad i_{инн} - i_c = i_k + i_{ПФ},$$

где:  $u_k$  и  $i_k$  – соответственно компенсационное напряжение и ток на выходе АИН с фильтрацией выходного напряжения, который выполняет функцию ПАФ в составе гибридного ЭТК.

В зависимости от структуры, параметров и режима работы компенсируемой сети конфигурация ПФ на выходе ПАФ может быть различной для повышения эффективности коррекции ПКЭ. При наличии выходного  $RLC$  фильтра уравнения (3.27) примут следующий вид:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{фн}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{фн}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{дп} i_n - u_{кн}}{L_{дп}},$$

$$u_{кн} = R_{фн} i_{фн} + u_{Фсн} + L_{фн} \frac{di_{фн}}{dt}, \quad i_{фн} = C_{фн} \frac{du_{Фсн}}{dt}, \quad i_{инн} - i_c = i_k + i_{ПФ}. \quad (3.28)$$

При наличии  $RL$  фильтра выражения (3.27) примут следующий вид:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{\phi n}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{др}i_n - u_{кн}}{L_{др}},$$

$$u_{кн} = R_{\phi n}i_{\phi n} + L_{\phi n} \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{НН} - i_c = i_k + i_{ПФ}.$$
(3.29)

При наличии  $LC$  фильтра выражения (3.27) примут следующий вид:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{\phi n}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{др}i_n - u_{кн}}{L_{др}},$$

$$u_{кн} = u_{\phi cn} + L_{\phi n} \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{\phi n} = C_{\phi n} \frac{du_{\phi cn}}{dt}, \quad i_{НН} - i_c = i_k + i_{ПФ}.$$
(3.30)

При наличии выходных фильтров, конфигурация которых приведена на рисунках 3.14абв, выражения (3.27) примут вид:

- для конфигурации рисунка 3.14а:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{\phi n}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{др}i_n - u_{кн}}{L_{др}},$$

$$u_{кн} = \frac{u_{\phi cn} - \sqrt{3}i_{\phi n}R_{\phi n}}{\sqrt{3}}, \quad i_{\phi n} = \sqrt{3}C_{\phi n} \frac{du_{\phi cn}}{dt}, \quad i_{НН} - i_c = i_k + i_{ПФ}.$$
(3.31)

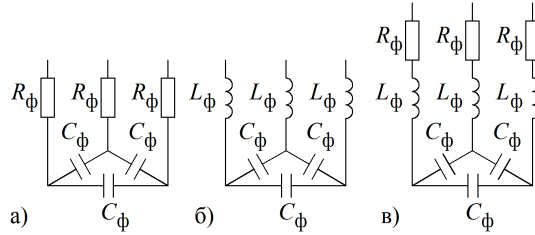


Рисунок 3.14 – Конфигурации ПФ на выходе ПДФ

- для конфигурации рисунка 3.14б:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{\phi n}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{др}i_n - u_{кн}}{L_{др}}, \quad u_{\phi Ln} = L_{\phi} \frac{di_{\phi n}}{dt},$$

$$u_{кн} = \frac{u_{\phi cn} - \sqrt{3}u_{\phi Ln}}{\sqrt{3}}, \quad i_{\phi n} = \sqrt{3}C_{\phi n} \frac{du_{\phi cn}}{dt}, \quad i_{НН} - i_c = i_k + i_{ПФ}.$$
(3.32)

- для конфигурации рисунка 3.14в:

$$\frac{di_{кн}}{dt} = \frac{di_n}{dt} - \frac{di_{\phi n}}{dt}, \quad i_{кн} = i_n - i_{\phi n}, \quad \frac{di_n}{dt} = \frac{u_n - R_{др}i_n - u_{кн}}{L_{др}}, \quad u_{\phi Ln} = L_{\phi} \frac{di_{\phi n}}{dt},$$

$$u_{кн} = \frac{u_{\phi cn} - \sqrt{3}(u_{\phi Ln} + i_{\phi n}R_{\phi n})}{\sqrt{3}}, \quad i_{\phi n} = \sqrt{3}C_{\phi n} \frac{du_{\phi cn}}{dt}, \quad i_{НН} - i_c = i_k + i_{ПФ}.$$
(3.33)

Таким образом, выражения (3.27)-(3.33) являются комплексом математических моделей гибридного ЭТК, функционирующего в режиме управляемого источника тока для компенсации ВГС тока НН и коррекции коэффициента мощности, и реализованного на основе параллельного соединения ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС

НН, и ГФ, выполненного на основе параллельного соединения ПАФ и ПФ. При перемене местами ПАФ и ПФ выражения (3.27)-(3.33) остаются без изменения.

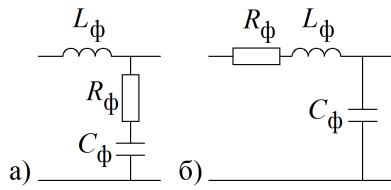


Рисунок 3.15 –

Конфигурации ПФ на выходе ПСАФ

При изменении конфигурации ПФ на выходе инвертора ГФ, приведенной на рисунке 3.6а, в соответствии со структурами рисунка 3.14 уравнения (3.9) изменяться следующим образом:

- для структуры рисунка 3.15а:

$$\begin{aligned}
 U_{\kappa} + U_{\text{ПФ}} &= U_{\text{с}}; \quad U_{\text{ПФ}} = U_{\text{НН}}; \quad U_{\kappa} = k_{\text{T}}(U_{\text{C}\phi} + U_{\text{R}\phi}) = 2k_{\text{ПРi}}U_{\text{dc}} - \Delta U_{L\phi}; \\
 U_{\text{ПФ}} &= L_{\text{ПФ}} \frac{di_{\kappa}}{dt} + U_{\text{СПФ}}; \quad \Delta U_{L\phi} = L_{\phi} \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad i_{\text{с}} = i_{\text{НН}} + i_{\kappa}; \quad i_{\kappa} = i_{\kappa 5} + i_{\kappa 7}; \\
 i_{\kappa 5} &= C_5 \frac{dU_{\text{C5}}}{dt}; \quad i_{\kappa 7} = C_7 \frac{dU_{\text{C7}}}{dt}.
 \end{aligned} \tag{3.34}$$

- для структуры рисунка 3.15б:

$$\begin{aligned}
 U_{\kappa} + U_{\text{ПФ}} &= U_{\text{с}}; \quad U_{\text{ПФ}} = U_{\text{НН}}; \quad U_{\kappa} = k_{\text{T}}U_{\text{C}\phi} = 2k_{\text{ПРi}}U_{\text{dc}} - \Delta U_{L\phi} - \Delta U_{R\phi}; \\
 U_{\text{ПФ}} &= L_{\text{ПФ}} \frac{di_{\kappa}}{dt} + U_{\text{СПФ}}; \quad \Delta U_{L\phi} = L_{\phi} \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad \Delta U_{R\phi} = i_{\phi} R_{\phi}; \\
 i_{\text{с}} &= i_{\text{НН}} + i_{\kappa}; \quad i_{\kappa} = i_{\kappa 5} + i_{\kappa 7}; \quad i_{\kappa 5} = C_5 \frac{dU_{\text{C5}}}{dt}; \quad i_{\kappa 7} = C_7 \frac{dU_{\text{C7}}}{dt}.
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

Таким образом, выражения (3.9), (3.34)-(3.35) являются комплексом математических моделей гибридного ЭТК, функционирующего в режиме управляемого источника напряжения для компенсации ВГС напряжения сети и коррекции несимметрии напряжений сети на основе параллельного соединения ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС сети, и ГФ, выполненного на основе последовательного соединения ПСАФ и ПФ. При перемене местами ПСАФ и ПФ выражения (3.9), (3.34)-(3.35) остаются без изменения.

### 3.2. Режимы функционирования фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

Большинство существующих алгоритмов функционирования ГФ различной конфигурации основано на алгоритмах выявления и компенсации ВГС, провалов и отклонений напряжения, а также неактивных и реактивных составляющих полной мощности для АП, рассмотренных в главе 3. Подобные алгоритмы используют фазовые преобразования Парка-Кларк, принцип ФАПЧ, методы выделения составляющих полной мощности (теория мгновенной мощности, описанная в [365]) и потребляемого тока.



Метод реализации алгоритма для какого-либо ЭТК коррекции ПКЭ непосредственно определяется его функциональным назначением: компенсация высших гармоник отдельно, или вместе с реактивной мощностью на частоте основной составляющей, устранение провалов и отклонений напряжения, коррекция несимметрии сети или нагрузки, обеспечение гарантированного и бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей, синхронизацию функционирования различных автономных источников в рамках РГ [1, 448].

### 3.2.1. Обеспечение бесперебойного питания

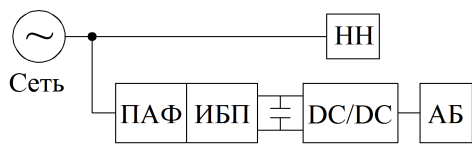


Рисунок 3.16 – Обобщенная структура ЭТК на основе ПАФ и ИБП

На рисунке 3.16 приведена обобщенная структура ЭТК на основе ПАФ и ИБП, функционирующего в режиме «off-line» [473, 521].

На рисунке 3.17а приведена реализация структуры, изображенной на рисунке 3.16, в однофазном исполнении [471].

Для определения алгоритма функционирования такого ЭТК в данном случае целесообразно использовать метод разбиения на подсхемы, использованный в разделе 3.3, для двух режимов работы системы: ПАФ и ИБП. Результат разбиения схемы рисунка 3.17а на подсхемы для режима ПАФ приведен на рисунке 3.17б.

Результат разбиения схемы рисунка 3.17а на подсхемы для режима ИБП приведен на рисунке 3.18.

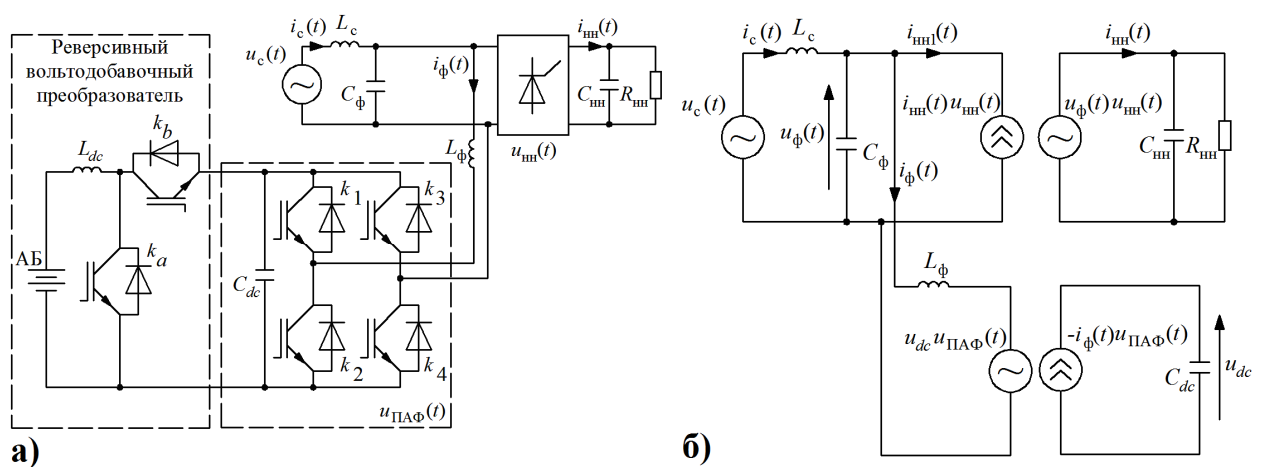


Рисунок 3.17 – а) Реализация ЭТК на основе ПАФ и ИБП, б) Результат разбиения схемы ГФ на подсхемы для режима ПАФ

На рисунках 3.17б и 3.18  $u_{\text{НН}}(t)$ ,  $u_{\text{ПАФ}}(t)$  – функции переключения силовых ключей соответственно силового преобразователя НН и инвертора ПАФ,  $u_c(t)$ ,  $u_\phi(t)$ ,  $u_{dc}$  – соответственно напряжение сети, ПАФ и накопительного конденсатора,  $i_{\text{НН1}}(t)$ ,  $i_{\text{НН2}}(t)$  – токи соответственно на входе и выходе силового преобразователя НН,  $C_{\text{НН}}$ ,  $R_{\text{НН}}$  – параметры НН,  $i_\phi(t)$  – ток на выходе ПАФ,  $L_\phi$ ,  $C_\phi$  – параметры ПФ на выходе ПАФ,  $L_c$  – индуктивность сети.

Схемы на рисунках 3.17б и 3.18 описываются следующими уравнениями:

$$C_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = -i_\phi(t)u_{\text{ПАФ}}(t); \quad u_\phi(t) = u_c(t) - L_c \frac{di_c(t)}{dt};$$

$$C_\phi \frac{du_\phi(t)}{dt} = i_c(t) - i_\phi(t) - i_{\text{НН}}(t)u_{\text{НН}}(t); \quad L_\phi \frac{di_\phi(t)}{dt} = u_\phi(t) - u_{dc}u_{\text{ПАФ}}(t).$$

Рисунок 3.18 - Результат разбиения схемы ЭТК на подсхемы для режима ИБП

В режиме активной фильтрации ВГС необходимо выявление опорного тока, одним из способов определения которого является  $p$ - $q$  теория [375], при этом справедливо следующее:

$$\begin{bmatrix} p(t) \\ q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_r(t) & u_i(t) \\ -u_i(t) & u_r(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_r(t) \\ i_i(t) \end{bmatrix},$$

где:  $u_r(t)$ ,  $u_i(t)$  – соответственно вещественная и мнимая части комплекса напряжения сети,  $i_r(t)$ ,  $i_i(t)$  – соответственно вещественная и мнимая части комплекса тока, потребляемого НН,  $p(t)$ ,  $q(t)$  – соответственно мгновенная активная и реактивная мощности. Согласно  $p$ - $q$  теории мгновенная активная мощность  $p(t)$  состоит из трех компонентов [375, 503]:

$$p(t) = \bar{p}(t) + \tilde{p}(t) + \bar{p}_c(t),$$

где:  $\bar{p}(t)$  – мгновенная активная мощность, потребляемая НН,  $\tilde{p}(t)$  – мгновенная активная мощность ВГС для компенсации ПАФ,  $\bar{p}_c(t)$  – мгновенная активная мощность для заряда накопительного конденсатора ПАФ, которая определяется по следующему выражению:

$$p_c = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} C_{dc} U_{dc}^2 \right).$$

Таким образом, величина опорного тока для режима ПАФ определяется следующим образом [371, 472, 473, 504]:

$$i_{\text{ПАФ}}^* = \frac{u_r(t)\tilde{p}(t) + u_r(t)\bar{p}_c(t) - u_i(t)q(t)}{u_r^2(t) + u_i^2(t)}. \quad (3.36)$$

Выражение (3.28) учитывает составляющую тока, необходимую для заряда накопительного конденсатора, реактивный ток и ВГС, подлежащие компенсации. Структура системы управления для реализации выражения (3.36) приведена на рисунке 3.19 [361, 462]. Схемы на рисунке 3.18 описываются следующими уравнениями [472, 504]:

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = -i_{\phi}(t)u_{\text{ПАФ}}(t); \quad i_{\phi}(t) = i_{\text{нн}}(t)u_{\text{нн}}(t) - C_{\phi} \frac{du_{\phi}(t)}{dt}; \quad u_{\phi}(t) = u_{dc}u_{\text{ПАФ}}(t) + L_{\phi} \frac{di_{\phi}(t)}{dt}.$$

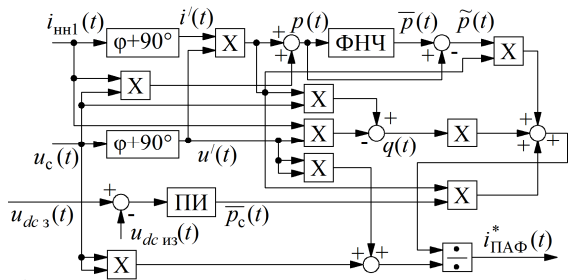


Рисунок 3.19 – Структура системы управления для определения опорного тока ПАΦ согласно *p-q* теории

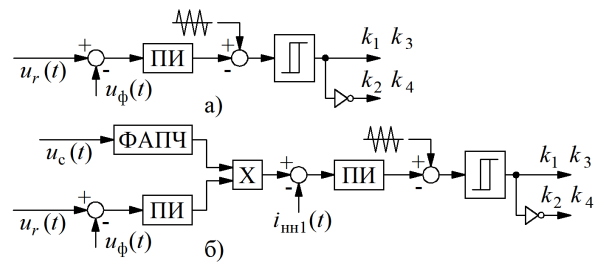


Рисунок 3.20 – Структура системы управления для режима ИБП: а) контроль напряжения, б) контроль тока и напряжения

На рисунке 3.20а и б приведены реализации систем управления режимом ИБП в режиме контроля напряжения и режиме контроля напряжения и тока соответственно. Таким образом, для управления данным ГФ в двух режимах работы необходимо определение опорного тока и напряжения с помощью методов ФАПЧ и теории составляющих мгновенной мощности [374, 378, 381, 471, 500, 501].

### 3.2.2. Компенсация искажений напряжения

Коррекция уровня синусоидальности может также осуществляться путем устранения ВГС напряжения посредством использования ПСАФ, которые подключаются к ТОП НН к сети [368, 373]. При этом, ПСАФ функционирует в режиме управляемого источника напряжения и способен, при соответствующем алгоритмическом обеспечении, помимо ВГС компенсировать провалы и отклонения напряжения. Также совместно с ПСАФ могут использоваться один или несколько ПФ, подключенных параллельно НН [415, 422, 423]. Структура подобного ЭТК приведена на рисунке 3.21 [429].

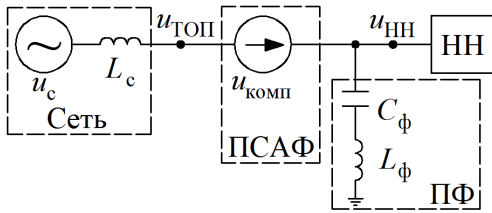


Рисунок 3.21 – ЭТК на основе ПСАФ и ПФ

Для управления ЭТК, приведенным на рисунке 3.21, можно применить несколько способов: методы теории мгновенной мощности ( $p$ - $q$  теория), методы физических составляющих тока и т.д., в зависимости от функций, которые необходимо реализовать [361, 429].

Такой ЭТК способен выполнять следующие функции: компенсация искажений, провалов и отклонений напряжения в ТОП, коррекция коэффициента мощности сети, устранение несимметрии напряжений со стороны сети. Так как ПСАФ в составе данного комплекса, функционируя в режиме управляемого источника напряжения, устраняет только ВГС напряжения в ТОП, ВГС тока, потребляемые НН, должны устраняться ПФ или группой ПФ, настроенными на частоты канонических ВГС. Исходя из этого, основное назначение ПСАФ в рамках данного комплекса – коррекция уровня и гармонического состава напряжения.

Одним из эффективных методов компенсации величины и гармонического состава напряжения в этом случае является формирование компенсационного сигнала на основе опорной идеализированной активной нагрузки, при этом справедливо следующее [371]:

$$[u] = R_{\text{экр}} [i],$$

где  $R_{\text{экр}}$  – эквивалентное сопротивление опорной нагрузки,  $[u]$ ,  $[i]$  – векторы тока и напряжения. При этом, среднее значение активной мощности, потребляемое из сети, определяется следующим образом:

$$P_{\text{ср}} = I_1^2 R_{\text{экр}},$$

где  $I_1^2$  - действующее значение основной составляющей тока.

Мгновенная активная мощность ПСАФ, среднее за период значение которой в случае идеального активного компенсатора должно быть равно нулю, является разницей между мгновенной мощностью, потребляемой НН, и мощностью, генерируемой источником для питания НН [387, 434, 435]:

$$p_{\text{ПСАФ}}(t) = p_{\text{НН}}(t) - p_{\text{ИСТ}}(t), \quad P_{\text{ПСАФ}} = \frac{1}{T} \int p_{\text{ПСАФ}}(t) dt = 0.$$

Таким образом [387, 434, 435]:

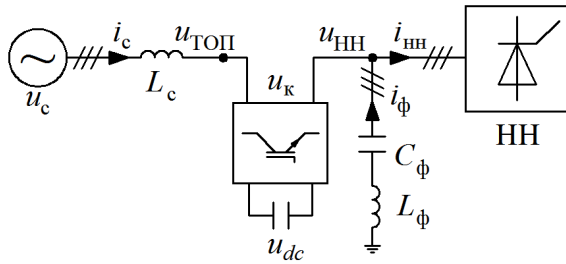
$$0 = \frac{1}{T} \int p_{\text{НН}}(t) dt - I_1^2 R_{\text{экр}}.$$

При этом эквивалентное активное сопротивление идеализированной нагрузки определяется, как [387, 434, 435]:

$$R_{\text{ЭКВ}} = \frac{P_{\text{НН}}}{I_1^2},$$

где  $P_{\text{НН}} = \frac{1}{T} \int p_{\text{НН}}(t) dt.$

На рисунке 3.22 приведена реализация ЭТК.



Для разработки системы и алгоритма управления данным ГФ ЭТК, включающий в себя ПСАФ, ПФ и НН, предполагается идеализированным. Напряжение в ТОП описывается следующим выражением:

Рисунок 3.22 – Реализация ЭТК на основе ПСАФ и ПФ для компенсации провалов и отклонений напряжения

$$\mathbf{u}_{\text{ТОП}\alpha\beta} = \frac{P_{\text{НН}}}{I_1^2} \mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta}, \quad (3.37)$$

где  $\mathbf{u}_{\text{ТОП}\alpha\beta} = [u_{\text{ТОП}\alpha} \quad u_{\text{ТОП}\beta}]^T$  - вектор напряжения ТОП в  $\alpha\beta$  координатах,  $\mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta} = [i_\alpha \quad i_\beta]^T$  - транспонированный вектор тока источника в  $\alpha\beta$  координатах. Напряжение, приложенное к НН, определяется следующим образом, на основе теории мгновенной мощности [435] в векторной форме в  $\alpha\beta$  координатах:

$$\mathbf{u}_{\text{НН}\alpha\beta} = \frac{P_{\text{НН}}}{i_{\text{с}\alpha\beta}^2} \mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta} + \frac{q_{\text{НН}}}{i_{\text{с}\alpha\beta}^2} \mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta\perp}, \quad (3.38)$$

где  $p_{\text{НН}}$ ,  $q_{\text{НН}}$  – соответственно мгновенная активная и реактивная мощность НН,  $\mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta\perp} = [i_\beta \quad -i_\alpha]^T$  - транспонированный вектор тока сети в  $\alpha\beta$  координатах, перпендикулярный  $\mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta}$ . Опорный сигнал напряжения на выходе ПСАФ [435]:

$$\mathbf{u}_{\text{ПСАФ}\alpha\beta}^* = \mathbf{u}_{\text{ТОП}\alpha\beta} - \mathbf{u}_{\text{НН}\alpha\beta}.$$

С учетом (3.37) и (3.38), справедливо следующее [435]:

$$\mathbf{u}_{\text{ПСАФ}\alpha\beta}^* = \left( \frac{P_{\text{НН}}}{I_1^2} - \frac{P_{\text{НН}}}{i_{\alpha\beta}^2} \right) \mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta} - \frac{q_{\text{НН}}}{i_{\alpha\beta}^2} \mathbf{i}_{\text{с}\alpha\beta\perp}. \quad (3.39)$$

Когда выходное компенсационное напряжение ПСАФ приложено к сети, данный электротехнический комплекс совместно с НН представляет собой активное

сопротивление  $R_{\text{ЭКВ}}$ . В случае несимметрии и несинусоидальности тока в качестве идеализированной опорной нагрузки рассматривается симметричная активная нагрузка, эквивалентное сопротивление которой определяется как [435]:

$$R_{\text{ЭКВ}} = \frac{P_{\text{НН}}}{I_{+1}^2},$$

$I_{+1}$  - действующее значение основной составляющей прямой последовательности. При этом, (3.39) можно записать в следующем виде [435]:

$$\mathbf{u}_{\text{ПСАФ } \alpha\beta}^* = \left( \frac{P_{\text{НН}}}{I_{+1}^2} - \frac{P_{\text{НН}}}{i_{\alpha\beta}^2} \right) \mathbf{i}_{c \alpha\beta} - \frac{q_{\text{НН}}}{i_{\alpha\beta}^2} \mathbf{i}_{c \alpha\beta \perp}. \quad (3.40)$$

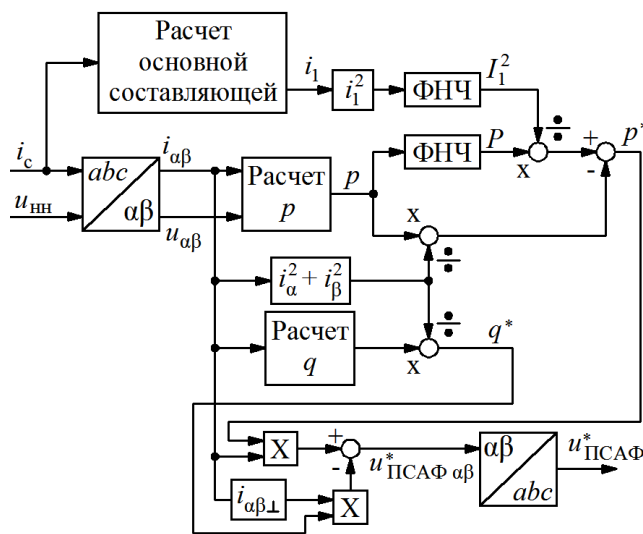


Рисунок 3.23 – Структура системы управления ПСАФ в составе ЭТК

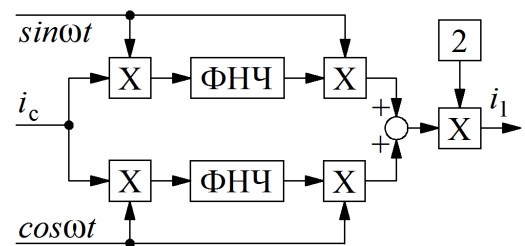


Рисунок 3.24 – Определение основной составляющей тока сети

Реализация (3.40) в виде системы управления ПСАФ приведена на рисунках 3.23-3.24 [401, 423].

### 3.2.3. Компенсация высших гармоник тока и коррекция коэффициента мощности сети

При несинусоидальных режимах в электрических сетях различной структуры и разнородным характером подключенной нагрузки существует несколько способов определения коэффициента мощности. Каноническое выражение для определения коэффициента мощности [70, 78, 86, 370, 492]:

$$k_M = \frac{P}{S}, \quad (3.41)$$

где  $P, S$  – соответственно действующие значения активной и полной мощности сети с учетом наличия ВГС. Также коэффициент мощности определяется по основным составляющим [70, 78, 86, 370, 492]:

$$k_{M1} = \frac{P_1}{S_1}, \quad (3.42)$$

где  $P_1, S_1$  – соответственно действующие значения активной и полной мощности сети на частоте первой гармоники.

Соответственно, если ЭТК функционирует в режиме компенсации ВГС, ее влияние на коэффициент мощности сети необходимо оценивать по выражению (3.41), в случае функционирования такого ЭТК в режиме компенсации реактивной мощности основной составляющей, для оценки эффективности необходимо использовать формулу (3.42). Также необходимо рассматривать соотношения, приведенные в разделе 2.2. В некоторых публикациях [420] дается определение термину «коэффициент мощности искажения», который может быть вычислен по следующей формуле:

$$k_{\text{Миск}} = \frac{S_1}{S}. \quad (3.43)$$

Таким образом, при несинусоидальных режимах электрических сетей коэффициент мощности может быть определен различными методами с учетом наличия того или иного ЭТК коррекции ПКЭ, функционирующего в определенном режиме. На рисунке 3.25 приведена структура ЭТК, функционирующего для подавления ВГС и повышения коэффициента мощности первой гармоники.

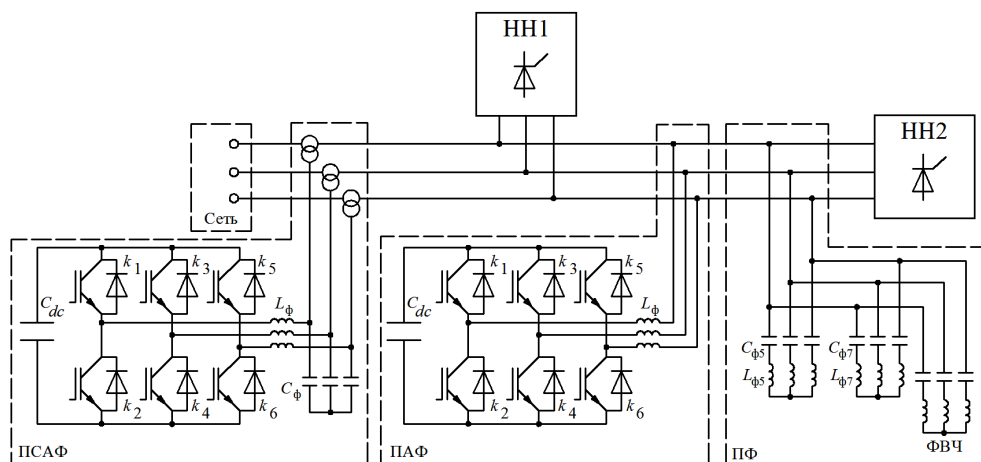


Рисунок 3.25 - Структура ЭТК, работающего для подавления ВГС и реактивной мощности основной составляющей (НН1 – НН, чувствительная к провалам и отклонениям напряжения, НН2 - НН, не чувствительная к провалам и отклонениям напряжения, ФВЧ – фильтр верхних частот)

Подобный комплекс может рассматриваться как частный случай УК, описанного во 2 главе, при этом, в качестве ДКИН используется ПСАФ, а в качестве СТАТКОМ – ПАФ [347-351].

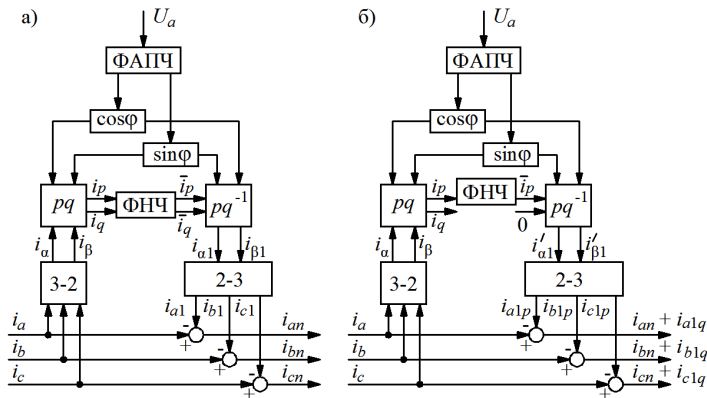


Рисунок 3.26 - Структура системы управления ЭТК на основе ПАФ, ПСАФ и ПФ для режимов: а) компенсации ВГС напряжения ПСАФ, б) компенсации ВГС тока и реактивной мощности ПАФ

Система управления данного ЭТК также основывается на фазовых преобразованиях и принципе ФАПЧ, что отражено на рисунке 3.26, на котором обозначено:  $i_a, i_b, i_c$  – фазные токи сети,  $i_{na}, i_{nb}, i_{nc}$  – фазные компенсационные токи ВГС,  $i_{a1}, i_{b1}, i_{c1}$  – фазные токи основной составляющей,  $i_{a1p}, i_{b1p}, i_{c1p}$  – активные фазные токи основной составляющей,  $i_{a1q}, i_{b1q}, i_{c1q}$  – реактивные фазные токи основной

составляющей. Составляющие полного тока сети  $i_p$  и  $i_q$  согласно элементам теории мгновенной мощности определяются следующим образом (см. рисунок 3.26а) [146]:

$$\begin{bmatrix} i_p \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & -\sin \omega t \\ -\sin \omega t & -\cos \omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & -\sin \omega t \\ -\sin \omega t & -\cos \omega t \end{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (3.44)$$

Основная составляющая тока сети в этом случае определяется как [146]:

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{b1} \\ i_{c1} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \cos \omega t & -\sin \omega t \\ -\sin \omega t & -\cos \omega t \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{i}_p \\ \bar{i}_q \end{bmatrix}, \quad (3.45)$$

где  $\bar{i}_p$  и  $\bar{i}_q$  - постоянные составляющие полного тока, полученные согласно (3.44), на выходе ФНЧ.

Компенсационный ток для формирования компенсационного напряжения на выходе ПСАФ [141-146]:

$$\begin{bmatrix} i_{an} \\ i_{bn} \\ i_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{b1} \\ i_{c1} \end{bmatrix}. \quad (3.46)$$



Согласно структуре, приведенной на рисунке 3.26б, активный ток сети определяется следующим образом [141-146]:

$$\begin{bmatrix} i_{a1p} \\ i_{b1p} \\ i_{c1p} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \cos\omega t & -\sin\omega t \\ -\sin\omega t & -\cos\omega t \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} i_p \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (3.47)$$

В первом случае в режиме компенсации ВГС напряжения (см. рисунок 3.26а) при вычитании токов основной составляющей ( $i_{a1}, i_{b1}, i_{c1}$ ) из фактических токов сети ( $i_a, i_b, i_c$ ) остаются токи ВГС ( $i_{an}, i_{bn}, i_{cn}$ ), создающие ВГС напряжения, подлежащие компенсации ПСАФ. Во втором случае в режиме компенсации ВГС тока и компенсации реактивной мощности на частоте основной составляющей (см. рисунок 3.26б) при вычитании активных токов основной составляющей ( $i_{a1p}, i_{b1p}, i_{c1p}$ ) из фактических токов сети ( $i_a, i_b, i_c$ ) остаются токи, содержащие ВГС ( $i_{an}, i_{bn}, i_{cn}$ ) и реактивную составляющую тока сети на основной частоте, подлежащие компенсации ПАФ и ПФ. В обоих случаях система управления использует фазовые преобразования и ФАПЧ для определения  $p$  и  $q$  составляющих тока сети, первая из которых несет информацию об активной мощности сети, а вторая – о реактивной мощности сети. Поэтому во втором режиме составляющая  $i_q$  при формировании компенсационных сигналов обнуляется [472].

### 3.2.4. Универсальные компенсаторы

Приведенные структуры ЭТК, выполняющих основные функции по коррекции ПКЭ, обладают достоинствами и недостатками, которые определяют область их применения. Одновременно рассмотренные ЭТК служат основой для создания УК, подробно описанных в ряде отечественных и зарубежных публикаций [347-351, 506, 507]. Подобные УК могут быть сосредоточенными, как описано в главе 2, так и распределенными, как описано в разделе 3.4.3, когда их активные части не имеют силовой электрической связи и подключены к разным точкам электрической сети, где установлена компенсируемая НН, чувствительная к определенным факторам. Также распределенные УК могут иметь информационную связь между составными элементами (ПАФ, ПСАФ, ПФ), что будет обеспечивать согласованную коррекцию ПКЭ, или не иметь подобной связи. В последнем случае ПКЭ корректируются изолированно без привязки к режиму работы сети [506].

При использовании в составе ЭТК АП, контроль их функционирования осуществляется различными методами. В частности, при использовании ПАФ, как управляемого источника тока для компенсации ВГС тока, система и алгоритм

управления ПАФ основаны на определении опорного тока различными способами: методами теории мгновенной мощности, методом контроля напряжения накопительного конденсатора, методом эквивалентирования компенсируемой НН, методом непосредственного определения величины потребляемого НН тока. При этом, во всех случаях используется система ФАПЧ и в большинстве случаев – фазовые преобразования. То же самое справедливо для управляемых источников напряжения. Также ключевым фактором является параметр компенсируемой электрической сети, от которого осуществляется отстройка синхронизированной работы ПАФ или ПСАФ, и определение опорного тока или напряжения. Принцип ФАПЧ, являющийся основой системы управления любым АП, играет ключевую роль, когда такая система является синхронизирующим звеном между двумя различными локальными источниками или между ЦЭС и системой РГ [1].

УК, являющиеся более сложным видом ЭТК коррекции ПКЭ, и обладающие более широким набором функций, также необходимо классифицировать в соответствии с тем же набором факторов, что и ГФ. Поскольку основой УК являются ПАФ и ПСАФ, на базе которых также выполнены СТАТКОМ и ДКИН соответственно, основой классификации является тип и порядок подключения ПАФ и ПСАФ к компенсируемой сети. На рисунке 3.27 приведены основные варианты подобной классификации для сосредоточенных УК при отсутствии ПФ.

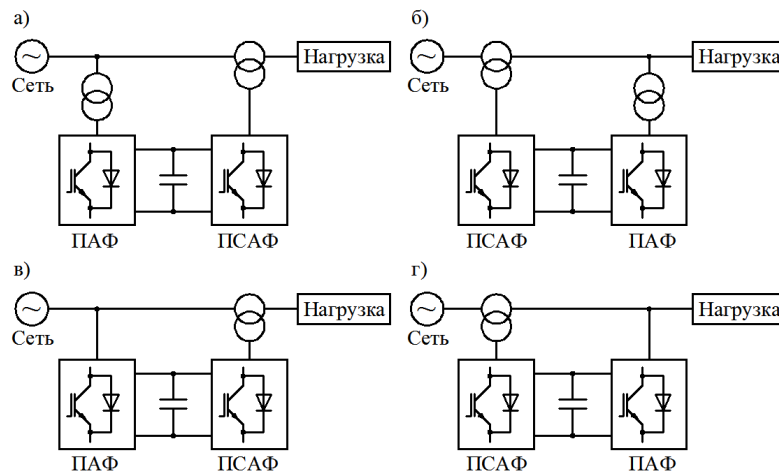


Рисунок 3.27 – Базовая классификация сосредоточенных УК по типу и порядку подключения основных элементов к компенсируемой сети при отсутствии ПФ

Обобщенная математическая модель структуры рисунка 3.27а может быть разработана (см. рисунок 3.28) в соответствии с методологией, использованной в разделах 3.2 и 3.3:

- для цепи ПСАФ:

$$\begin{aligned}
u_k &= k_{\text{тр}2} u_{C2} = 2k_{\text{пр}2} u_{dc} - \Delta u_{L3}; \quad u_{\text{ПСАФ}} = L_3 \frac{di_{\text{ПСАФ}}}{dt} + U_{C2} = 2k_{\text{пр}2} u_{dc}; \\
u_k &= k i_{\text{ТОП}}; \quad i_c = i_k + i_{\text{ТОП}}; \quad u_c = i_c Z_c + i_{\text{ТОП}} k + u_n; \quad u_k = i_{\text{ТОП}} k; \\
u_{\text{ТОП}} &= i_{\text{ТОП}} k + u_n; \quad i_{\text{ТОП}} = i_n; \quad S_{\text{ПСАФ}} = \sqrt{3} k I_{\text{ТОП}}^2;
\end{aligned}
\tag{3.48}$$

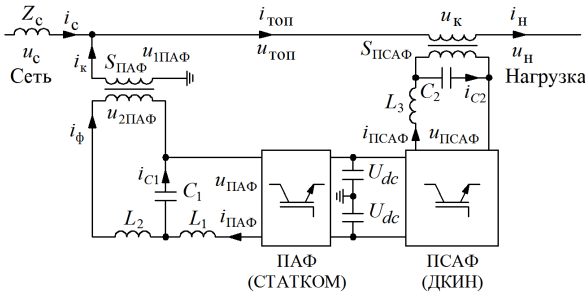


Рисунок 3.28 – Схема для моделирования УК со структурой на рисунке 3.27а

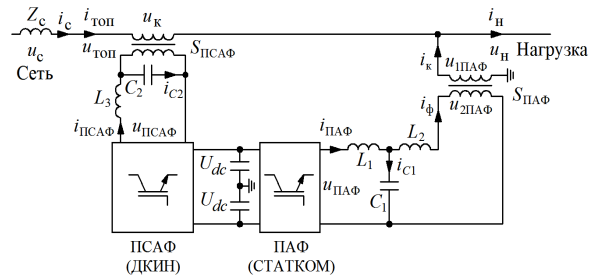


Рисунок 3.29 – Схема для моделирования УК со структурой на рисунке 3.27б

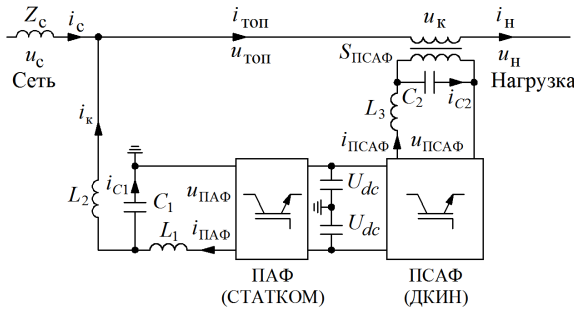


Рисунок 3.30 – Схема для моделирования УК со структурой на рисунке 3.27в

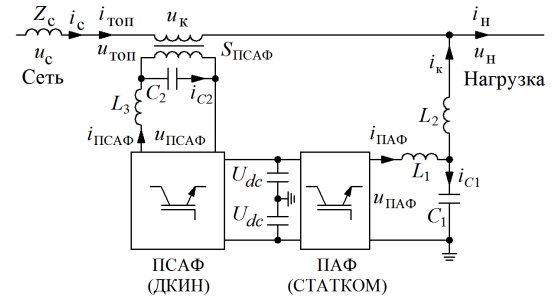


Рисунок 3.31 – Схема для моделирования УК со структурой на рисунке 3.27г

- для цепи ПАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\text{ПАФ}} &= 2k_{\text{пр}1} u_{dc} = \Delta u_{L1} + u_{C1}; \quad u_{C1} = \Delta u_{L2} + u_{2\text{ПАФ}}; \\
\Delta u_{L1} &= L_1 \frac{di_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad \Delta u_{L2} = L_2 \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad i_{C1} = C_1 \frac{du_{C1}}{dt}; \\
k_{\text{тр}1} &= \frac{u_{1\text{ПАФ}}}{u_{2\text{ПАФ}}}; \quad i_{\text{ПАФ}} = i_{C1} + i_{\phi}; \quad S_{\text{ПАФ}} = \sqrt{3} u_{1\text{ПАФ}} i_k = \sqrt{3} u_{2\text{ПАФ}} i_{\phi}.
\end{aligned}
\tag{3.49}$$

Аналогично для структуры рисунка 3.27б (см. рисунок 3.29):

- для цепи ПСАФ:

$$\begin{aligned}
u_k &= k_{\text{тр}2} u_{C2} = 2k_{\text{пр}2} u_{dc} - \Delta u_{L3}; \quad u_{\text{ПСАФ}} = L_3 \frac{di_{\text{ПСАФ}}}{dt} + U_{C2} = 2k_{\text{пр}2} u_{dc}; \\
u_k &= k i_c; \quad i_c = i_{\text{ТОП}} = i_k + i_n; \quad u_c = i_c (Z_c + k) + u_{\text{ТОП}}; \quad u_k = i_{\text{ТОП}} k; \\
u_{\text{ТОП}} &= i_{\text{ТОП}} k + u_n; \quad S_{\text{ПСАФ}} = \sqrt{3} k I_{\text{ТОП}}^2;
\end{aligned}
\tag{3.50}$$

- для цепи ПАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\text{ПАФ}} &= 2k_{\text{пр1}}u_{dc} = \Delta u_{L1} + u_{C1}; \quad u_{C1} = \Delta u_{L2} + u_{2\text{ПАФ}}; \\
\Delta u_{L1} &= L_1 \frac{di_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad \Delta u_{L2} = L_2 \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad i_{C1} = C_1 \frac{du_{C1}}{dt}; \quad k_{\text{тр1}} = \frac{u_{1\text{ПАФ}}}{u_{2\text{ПАФ}}}; \\
i_{\text{ПАФ}} &= i_{C1} + i_{\phi}; \quad S_{\text{ПАФ}} = \sqrt{3}u_{1\text{ПАФ}}i_{\kappa} = \sqrt{3}u_{2\text{ПАФ}}i_{\phi}; \\
u_{\kappa} &= u_{\kappa} + u_{\text{н}} = u_{\kappa} + u_{\text{ПАФ}} + \Delta u_{\text{ПАФ}} = u_{\kappa} + u_{\text{ПАФ}} + \sqrt{3}i_{\kappa}Z_{\text{трПАФ}}.
\end{aligned} \tag{3.51}$$

Аналогично для структуры рисунка 3.27в (см. рисунок 3.30):

- для цепи ПСАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\kappa} &= k_{\text{тр2}}u_{C2} = 2k_{\text{пр2}}u_{dc} - \Delta u_{L3}; \quad u_{\text{ПСАФ}} = L_3 \frac{di_{\text{ПСАФ}}}{dt} + U_{C2} = 2k_{\text{пр2}}u_{dc}; \\
u_{\kappa} &= ki_{\text{ТОП}}; \quad i_{\kappa} = i_{\kappa} + i_{\text{ТОП}}; \quad u_{\kappa} = i_{\kappa}Z_{\kappa} + i_{\text{ТОП}}k + u_{\text{н}}; \quad u_{\kappa} = i_{\text{ТОП}}k; \\
u_{\text{ТОП}} &= i_{\text{ТОП}}k + u_{\text{н}}; \quad i_{\text{ТОП}} = i_{\text{н}}; \quad S_{\text{ПСАФ}} = \sqrt{3}kI_{\text{ТОП}}^2;
\end{aligned} \tag{3.52}$$

- для цепи ПАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\text{ПАФ}} &= 2k_{\text{пр1}}u_{dc} = \Delta u_{L1} + u_{C1}; \quad u_{C1} = \Delta u_{L2} + u_{2\text{ПАФ}}; \\
\Delta u_{L1} &= L_1 \frac{di_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad \Delta u_{L2} = L_2 \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad i_{C1} = C_1 \frac{du_{C1}}{dt}; \quad i_{\text{ПАФ}} = i_{C1} + i_{\kappa}.
\end{aligned} \tag{3.53}$$

Аналогично для структуры рисунка 3.27г (см. рисунок 3.31):

- для цепи ПСАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\kappa} &= k_{\text{тр2}}u_{C2} = 2k_{\text{пр2}}u_{dc} - \Delta u_{L3}; \quad u_{\text{ПСАФ}} = L_3 \frac{di_{\text{ПСАФ}}}{dt} + U_{C2} = 2k_{\text{пр2}}u_{dc}; \\
u_{\kappa} &= ki_{\kappa}; \quad i_{\kappa} = i_{\text{ТОП}} = i_{\kappa} + i_{\text{н}}; \quad u_{\kappa} = i_{\kappa}(Z_{\kappa} + k) + u_{\text{ТОП}}; \quad u_{\kappa} = i_{\text{ТОП}}k; \\
u_{\text{ТОП}} &= i_{\text{ТОП}}k + u_{\text{н}}; \quad S_{\text{ПСАФ}} = \sqrt{3}kI_{\text{ТОП}}^2;
\end{aligned} \tag{3.54}$$

- для цепи ПАФ:

$$\begin{aligned}
u_{\text{ПАФ}} &= 2k_{\text{пр1}}u_{dc} = \Delta u_{L1} + u_{C1}; \quad u_{C1} = \Delta u_{L2} + u_{2\text{ПАФ}}; \\
\Delta u_{L1} &= L_1 \frac{di_{\text{ПАФ}}}{dt}; \quad \Delta u_{L2} = L_2 \frac{di_{\phi}}{dt}; \quad i_{C1} = C_1 \frac{du_{C1}}{dt}; \quad i_{\text{ПАФ}} = i_{C1} + i_{\kappa}.
\end{aligned} \tag{3.55}$$

На рисунках 3.28-3.31 обозначено:  $S_{\text{ПАФ}}$ ,  $S_{\text{ПСАФ}}$  – мощности выходных СТ ПАФ и ПСАФ соответственно;  $u_{\text{ПАФ}}$ ,  $u_{\text{ПСАФ}}$  – напряжения на выходе инверторов ПАФ и ПСАФ соответственно;  $U_{dc}$  – напряжение в звене постоянного тока;  $i_{\text{ПАФ}}$ ,  $i_{\text{ПСАФ}}$  – токи на выходе инверторов ПАФ и ПСАФ соответственно;  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  – параметры выходных фильтров ПАФ и ПСАФ соответственно;  $Z_{\kappa}$  – внутреннее сопротивление сети;  $u_{\kappa}$ ,  $u_{\text{ТОП}}$ ,  $u_{\text{н}}$  – напряжение сети, ТОП и нагрузки соответственно;  $i_{\kappa}$ ,  $i_{\text{ТОП}}$ ,  $i_{\text{н}}$  – ток сети, ТОП и нагрузки соответственно;  $i_{\kappa}$ ,  $u_{\kappa}$  – компенсационный ток ПАФ и компенсационное напряжение ПСАФ;  $i_{C1}$ ,  $i_{C2}$ ,  $i_{\phi}$  – токи выходных фильтров ПАФ и ПСАФ;  $k_{\text{пр1}}$ ,  $k_{\text{пр2}}$  – функции состояния силовых ключей преобразователей ПАФ и ПСАФ соответственно;  $k_{\text{тр1}}$ ,  $k_{\text{тр2}}$  – коэффициенты трансформации СТ ПАФ и ПСАФ соответственно;  $u_{1\text{ПАФ}}$ ,  $u_{2\text{ПАФ}}$  – напряжения на первичной и вторичной обмотках СТ ПАФ.

Таким образом, обобщенные математические модели (3.48)-(3.55) служат теоретической основой описания электромагнитных процессов, происходящих в УК при коррекции ПКЭ, устанавливают взаимосвязь между параметрами ПАФ и ПСАФ в рамках единого ЭТК. Также данные модели лежат в основе имитационного моделирования режимов работы УК [347-351].

Структуры на рисунках 3.27а и б, в которых ПАФ подключен к сети через трансформатор, в большей степени применимы для высоковольтных сетей, а структуры на рисунках 3.27в и г – для низковольтных. Структуру на рисунке 3.27г наиболее эффективно использовать в промышленных распределительных сетях нефтедобычи, так как при значительной длине воздушных линий 6(10) кВ и возможности подключения к ним в любом месте трассы резкопеременной нагрузки (буровые установки), на зажимах НН необходимо компенсировать отклонения напряжения и подавлять ВГС тока, генерируемые НН. Структуры на рисунках 3.27а и в целесообразно применять для нелинейных резкопеременных нагрузок, где необходима компенсация провалов напряжения и ВГС тока [36]. Структуру на рисунке 3.27б можно эффективно использовать в точке соединения сетей разного класса напряжения параллельно понижающему СТ, со стороны первичной обмотке которого необходимо компенсировать провалы и отклонения напряжения, а со стороны вторичной обмотки – ВГС тока [347-351].

В структуре УК, также как и в любом ином ЭТК коррекции ПКЭ со стороны нагрузки может быть подключен АВ, в случае если она особо чувствительна к малейшим отклонениям напряжения. Также необходимо отметить, что ГФ и УК могут быть неотъемлемой частью ЭТК систем РГ, а также выполнять функции синхронизации режимов работы ЦЭС и локальной сети при их параллельной работе на общую нагрузку [508-511].

### **3.3. Имитационное моделирование повышения качества электроэнергии фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями**

Рассмотренные в разделах 3.3 и 3.4 ГФ, являющиеся основой для структурного и параметрического синтеза ЭТК коррекции ПКЭ на основе ФКУ с АП, могут выполнять несколько функций, как по отдельности, так и одновременно с различным уровнем эффективности, который необходимо оценить с целью формирования теоретических и практических основ методологии разработки и применения данных ЭТК. Для этого необходимо выполнить имитационное моделирование основных структур ЭТК на основе совокупности математических моделей, разработанных в разделах 3.3 и 3.4, и на основании

полученных результатов дать комплексную оценку выявленным закономерностям и сформировать научные основы теории разработки и применения ЭТК коррекции ПКЭ на основе АП и ФКУ. Имитационное моделирование ЭТК коррекции ПКЭ проводилось в соответствии со следующими этапами: моделирование эффективности коррекции ПКЭ АП с выходными ПФ различной конфигурации; моделирование эффективности коррекции ПКЭ АП в комбинации с ПФ, настроенными на подавление канонических ВГС; моделирование эффективности коррекции ПКЭ АП с выходными ПФ различной конфигурации в комбинации с ПФ, настроенными на подавление канонических ВГС [143].

На рисунке 3.32 приведена структура модели ЭТК на основе ПАФ с выходным ПФ в среде Simulink в системы Matlab [140, 141, 143-146, 223].

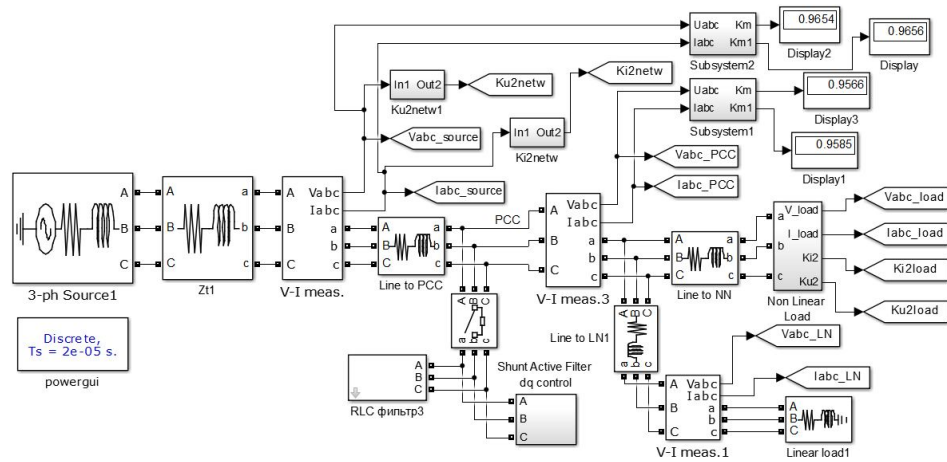


Рисунок 3.32 - Структура модели ЭТК на основе ПАФ с выходным ПФ в среде Simulink в системы Matlab

Согласно результатам моделирования АП с различными алгоритмами управления, приведенными в главе 2 (раздел 2.3), в условиях вариации внутреннего сопротивления источника в широких пределах при переходе с режима электроснабжения с централизованного на автономный или комбинированный наибольшую эффективность компенсации ВГС, являющейся основной функцией ПАФ, продемонстрировал алгоритм на основе фазовых преобразований в системе координат  $dq$ . В модели, приведенной на рисунке 3.28, применен ПАФ с данным алгоритмом выявления и компенсации ВГС. Моделирование выполнялось для различных структур ПФ, приведенных на рисунке 3.33 [361, 363].

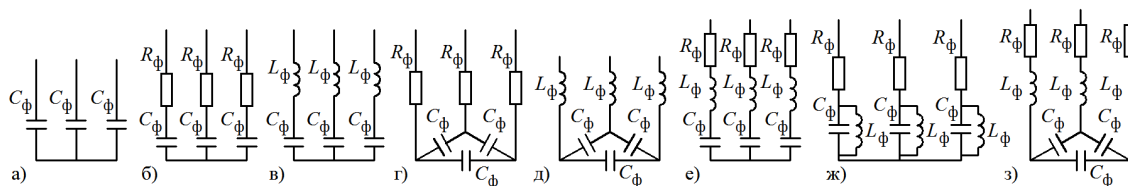


Рисунок 3.33 – Конфигурации ПФ на выходе ПАФ

В процессе моделирования проводился комплексный анализ АЧХ и ФЧХ выходных ПФ по критерию повышения эффективности функционирования активной части. Результаты моделирования указанных режимов приведены в таблицах 1-11 приложения 2. АЧХ выходных ПФ различной конфигурации приведены на рисунках 3.34-3.41.

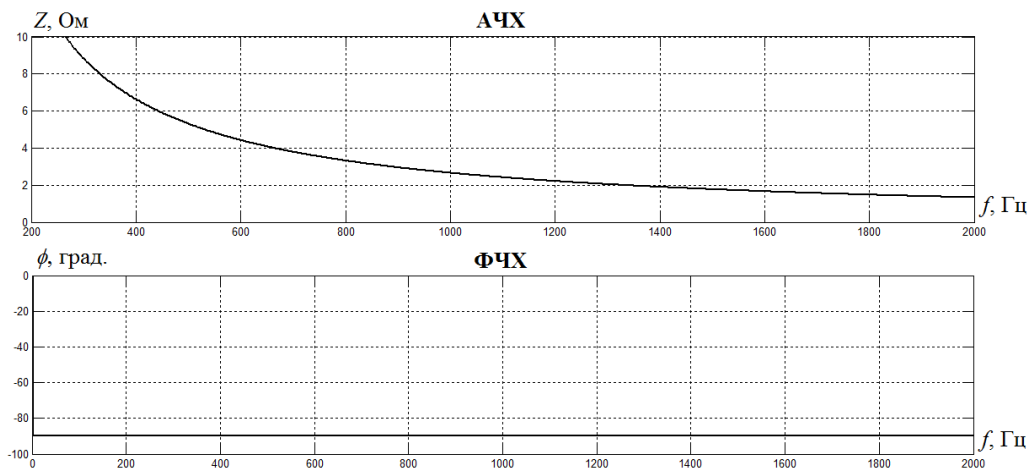


Рисунок 3.34 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 а

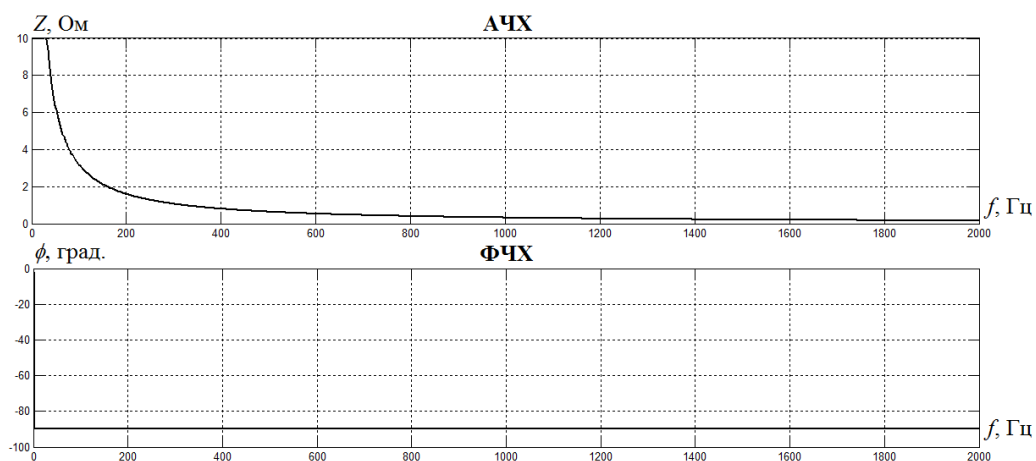


Рисунок 3.35 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 б

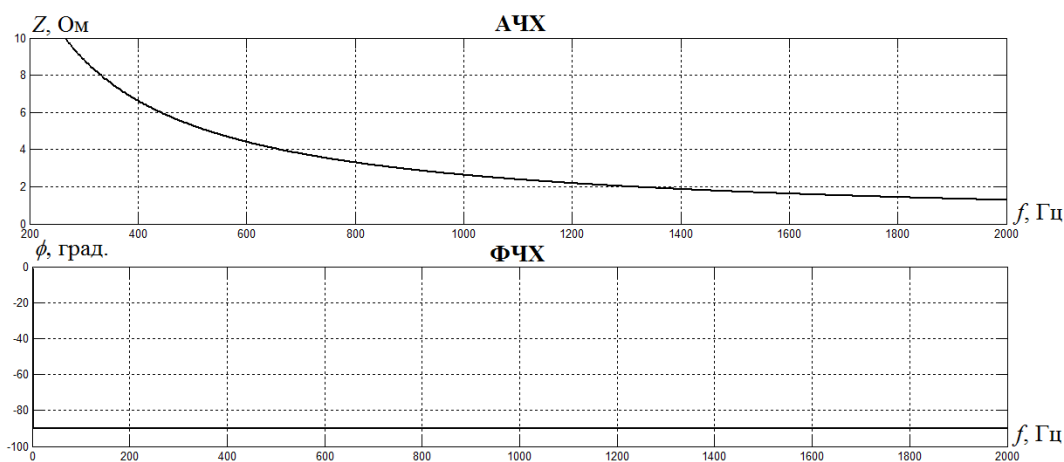


Рисунок 3.36 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 в

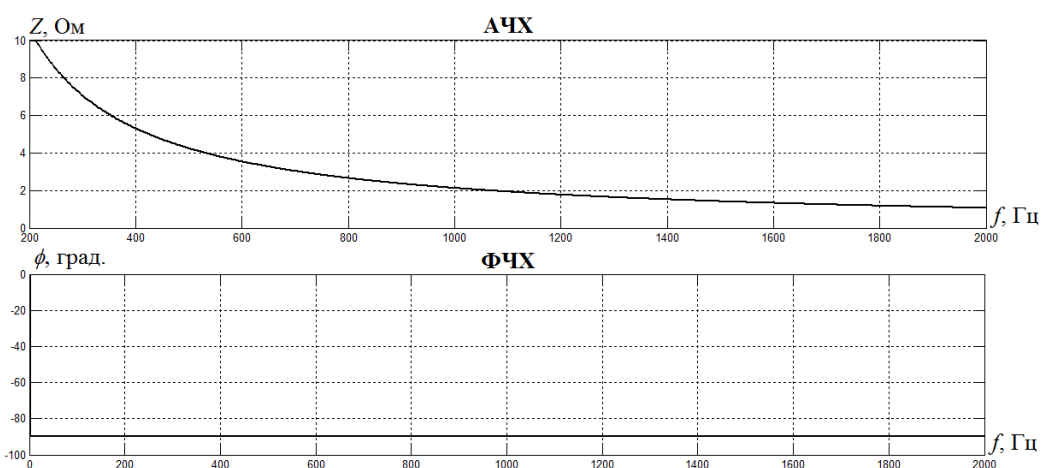


Рисунок 3.37 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 г

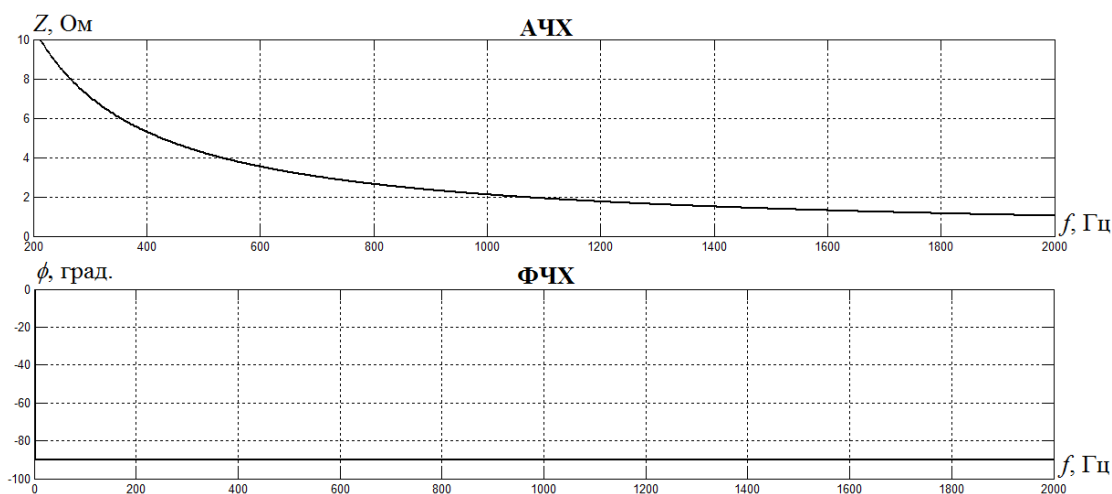


Рисунок 3.38 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 д

Полученные АЧХ показывают, что модуль полного сопротивления  $Z$  для ПФ, установленного на выходе ПАФ, должно изменяться в пределах от 1 до 10 Ом для порядка компенсируемых ВГС от 2 до 40. Анализ результатов моделирования, приведенных в таблицах 1-9 приложения 2, показывает, что наличие ПФ на выходе ПАФ существенно повышает эффективность последнего при коррекции ВГС напряжения в условиях РГ (высокое значение внутреннего сопротивления источника, при моделировании оно принято равным 10 о.е., базисное значение такое же, как в математических моделях раздела 3.3), что согласуется с результатами экспериментальных исследования ПАФ с выходными ПФ в электрических сетях НДП ОАО «Оренбургнефть» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» [47, 48, 52, 55, 56]. Таким образом, данный факт подтверждает широкие функциональные возможности ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ.

Результаты имитационного моделирования позволяют сделать следующие выводы [361, 363]:



- результаты теоретических и экспериментальных исследований показали необходимость установки ПФ на выходе ПАФ для повышения эффективности коррекции ВГС тока и напряжения;
- наличие ПФ на выходе ПАФ позволяет достичь эффективной коррекции ВГС напряжения сети в условиях централизованного и автономного электроснабжения (РГ);
- модуль полного сопротивления ПФ на выходе ПАФ должен находиться в пределах от 1 до 15 Ом в частотном диапазоне от 2 до 40 ВГС для сохранения эффективности коррекции ПКЭ ПАФ;
- АЧХ ПФ, установленного на выходе ПАФ, должна иметь гиперболический характер без резонансных точек в частотном диапазоне от 2 до 40 ВГС для сохранения эффективности коррекции ПКЭ ПАФ, при этом АЧХ ПФ может аппроксимирована выражением  $|Z| = \frac{4210\pi}{\omega}$  с точностью более 97 %;

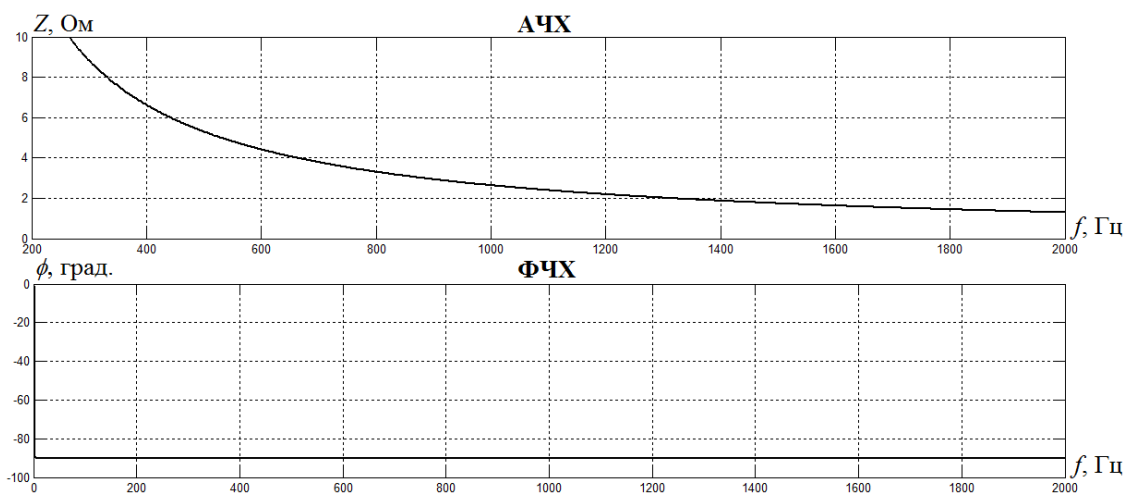


Рисунок 3.39 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 е

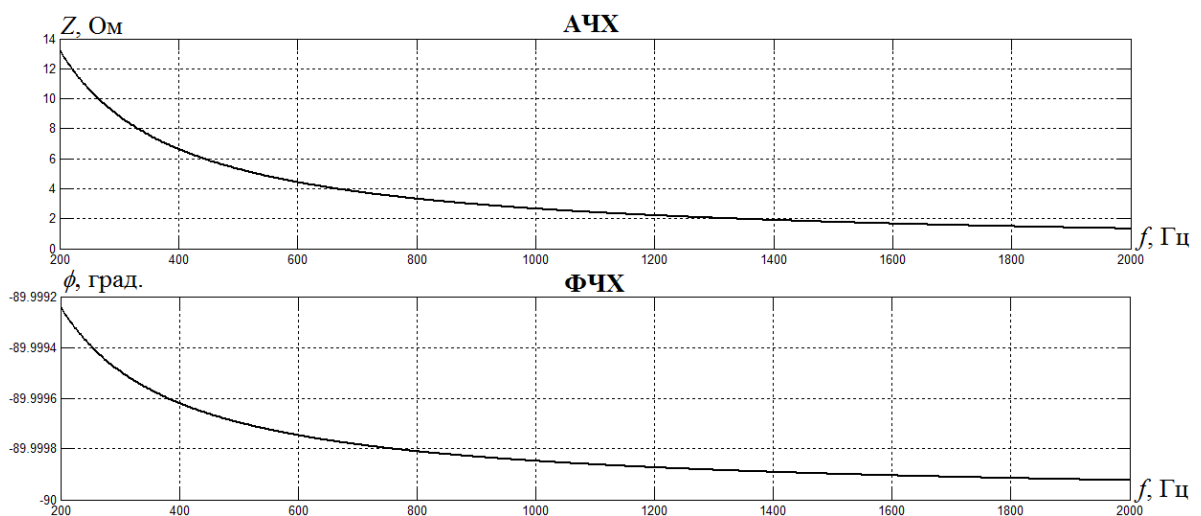


Рисунок 3.40 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 ж

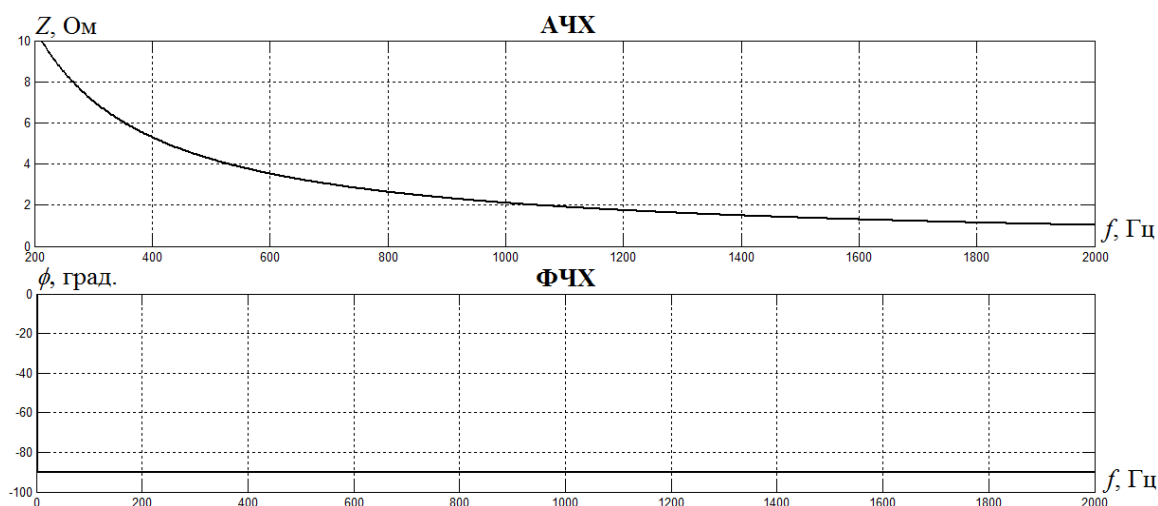


Рисунок 3.41 – АЧХ и ФЧХ фильтра, приведенного на рисунке 3.29 з

- наибольшую эффективность при коррекции совокупности ПКЭ, включая ВГС тока и напряжения, несимметрию тока и напряжения, отклонения напряжения, а также степень снижения потребляемого нагрузкой тока, демонстрирует на выходе ПАФ активно-емкостной ПФ, в котором конденсаторы соединены в треугольник, что также согласуется с результатами экспериментальных исследований [47, 48, 52, 55, 56];
- максимальную эффективность коррекции отклонений и ВГС напряжения, а также ВГС тока демонстрирует на выходе ПАФ активно-индуктивно-емкостной ПФ, в котором конденсатор и индуктивность соединены параллельно, а последовательно с ними резистор;
- максимальную эффективность коррекции несимметрии напряжения и тока демонстрируют несколько выходных ПФ, из которых наиболее простым является емкостной ПФ;
- максимальную эффективность компенсации неактивных составляющих тока, потребляемых ЛН и НН, и реактивной мощности демонстрирует на выходе ПАФ активно-емкостной ПФ, в котором конденсатор и резистор соединены последовательно.

Помимо ПАФ с выходным ПФ, ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ могут быть представлены различными видами соединений ПАФ и ПФ. Результаты исследований [361, 363] показывают, что для снижения массогабаритных показателей ПАФ, как самой дорогой части любого ЭТК, целесообразно использование ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, совместно с ПАФ, который будет осуществлять коррекцию остаточных искажений с меньшими номинальными параметрами.

Для оценки эффективности данных решений разработана математическая имитационная модель аналогичная приведенной на рисунке 3.32 с учетом возможности

подключения в ТОП двух ПФ, настроенных на подавление 5 и 7 ВГС. Моделирование производилось в соответствии со следующими этапами (см. рисунок 3.42): коррекция ПКЭ с помощью ПФ, настроенных на подавление 5 и 7 ВГС (см. рисунок 3.42а); подключение ПАФ для компенсации остаточных искажений после ПФ, настроенных на подавление 5 и 7 ВГС (см. рисунок 3.42б); подключение ПФ на выход ПАФ (см. рисунок 3.42в) [361, 363].

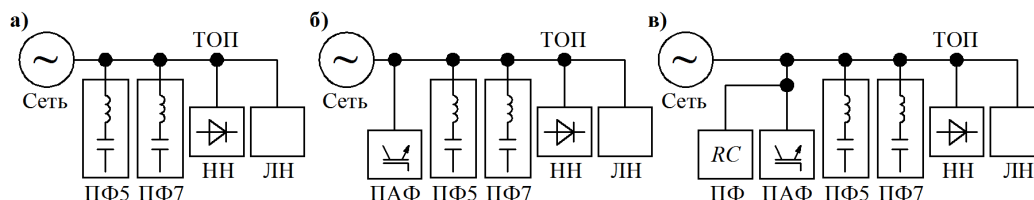


Рисунок 3.42 – Этапы моделирования ЭТК на основе ПАФ и ПФ

Результаты моделирования приведены в таблицах 12-17 приложения 2.

По результатам моделирования можно сделать следующие выводы [361, 363]:

- ЭТК коррекции ПКЭ, реализованная на основе ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, и ПАФ с ПФ на выходе, способна эффективно компенсировать ВГС тока и напряжения в условиях ЦЭС, РГ и комбинированного электроснабжения (в условиях вариации величины внутреннего сопротивления источника);
- уменьшение заданного напряжения накопительного конденсатора ПАФ на 25 %, емкости накопительного конденсатора в 4 раза и индуктивности выходных дросселей в 2 раза позволяет сохранить эффективность компенсации несимметрии, реактивных составляющих, ВГС тока, а также отклонений, несимметрии и ВГС напряжения ЭТК коррекции ПКЭ на основе ПФ и ПАФ с ПФ на выходе;
- применение ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, совместно с ПАФ, на выходе которого установлен активно-емкостной ПФ, позволяет снизить номинальные параметры ПАФ, как самого дорогого и сложного компонента ЭТК коррекции ПКЭ;
- применение ПФ совместно с ПАФ повышает эффективность последнего при коррекции ПКЭ в условиях автономных энергосистем РГ более чем в 2 раза;
- структура ЭТК коррекции ПКЭ на основе ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, и ПАФ, на выходе которого установлен активно-емкостной ПФ, должна быть переменной в зависимости от совокупности корректируемых ПКЭ, заданных уровней остаточных значений ПКЭ и режима энергообеспечения.

Аналогичное моделирование производилось для ПСАФ при его совместном применении с ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, в рамках ЭТК коррекции ПКЭ. На рисунке 3.43 приведены режимы моделирования [495].

Так как основным функциональным назначением ПСАФ, как контролируемого источника напряжения, является коррекция параметров напряжения, то для коррекции

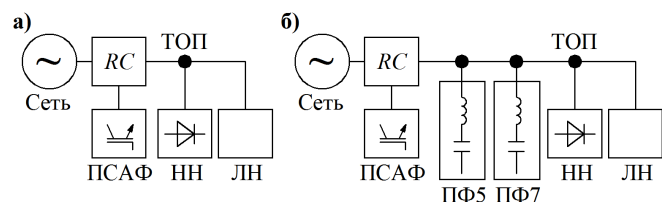


Рисунок 3.43 – Этапы моделирования ЭТК коррекции ПКЭ на основе ПСАФ и ПФ

выходного  $RC$  фильтра (см. рисунок 3.43а); коррекция ПКЭ с помощью ПСАФ и ПФ, настроенных на подавление 5 и 7 ВГС (см. рисунок 3.43б).

Результаты моделирования приведены в таблицах 18-22 приложения 2.

По результатам моделирования можно сделать следующие основные выводы:

- ЭТК коррекции ПКЭ, реализованный на основе ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, и ПСАФ с ПФ на выходе способен эффективно компенсировать ВГС тока и напряжения в условиях ЦЭС, РГ и комбинированного электроснабжения (в условиях вариации величины внутреннего сопротивления источника);
- в условиях РГ (высокое внутреннее сопротивление питающей сети) наличие ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, которые установлены со стороны подключенной нагрузки, позволяет повысить эффективность коррекции ВГС напряжения ПСАФ;
- при совместном применении ПСАФ и ПФ, настроенных на подавление канонических ВГС, существует возможность снижения величин номинальных параметров ПСАФ в определенном диапазоне с сохранением достаточного уровня эффективности коррекции ПКЭ, при этом уменьшение заданного напряжения накопительного конденсатора ПСАФ  $U_n$  возможно в более широких пределах (до 50 % от номинального значения), чем номинальной мощности выходного трансформатора ПСАФ  $S_{тр}$  (до 25 % от номинального значения), что показывает более высокую значимость параметра  $S_{тр}$  по сравнению с  $U_n$  для ПСАФ, функционирующего в рамках ЭТК коррекции ПКЭ в условиях вариации величины внутреннего сопротивления питающей сети;
- изменение емкости накопительного конденсатора ПСАФ в пределах аналогичных для ПАФ существенно не влияет на степень эффективности коррекции ПКЭ.

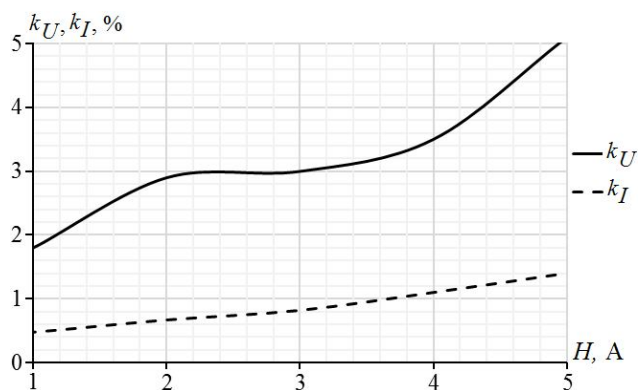


Рисунок 4.44 - Зависимости коэффициентов  $k_U$  и  $k_I$  от величины зоны нечувствительности релейных регуляторов тока формирователя импульсов АП

441].

На рисунке 3.44 приведены зависимости коэффициентов  $k_U$  и  $k_I$  от величины зоны нечувствительности релейных регуляторов тока формирователя импульсов АП, полученные по результатам моделирования [42, 43]. Данные закономерности позволяют рационально настроить релейные регуляторы тока согласно заданной глубине коррекции ВГС тока и напряжения по результатам работы АП. Такой подход обеспечивает оптимальный режим коммутации силовых ключей АП [42, 43] по критерию допустимости тепловых потерь [439,

### 3.4. Разработка модифицированного алгоритма функционирования фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для автоматизированного повышения качества электроэнергии

Разработанный модифицированный алгоритм функционирования ЭТК повышения КЭ приведен на рисунке 3.45. На начальном этапе необходимо измерение фазных и линейных напряжений и токов трех основных элементов: питающей сети, НН и самой гибридной системы, которая может быть реализована на основе ПАФ или ПСАФ. Далее происходит анализ уровня КЭ на предмет их соответствия нормам ГОСТ 32144-2013 и выявление показателей подлежащих коррекции. Исходя из этого, определяется набор функций, которые будет выполнять ЭТК: комбинированная или отдельная коррекция каких-либо ПКЭ [422, 425, 429, 430, 447]. На следующем этапе выполняются фазовые преобразования измеренных токов и напряжений согласно функциональной схеме, приведенной на рисунке 3.46. Результаты фазовых преобразований 3-2 в  $\alpha\beta$  координаты используется для определения опорных величин для подавления ВГС и выявления первой гармоники тока и напряжения для коррекции коэффициента мощности основной составляющей. Фазовые преобразования  $\alpha\beta/dq$  необходимы для определения реактивных составляющих токов и напряжений [422, 425, 429, 430, 447].

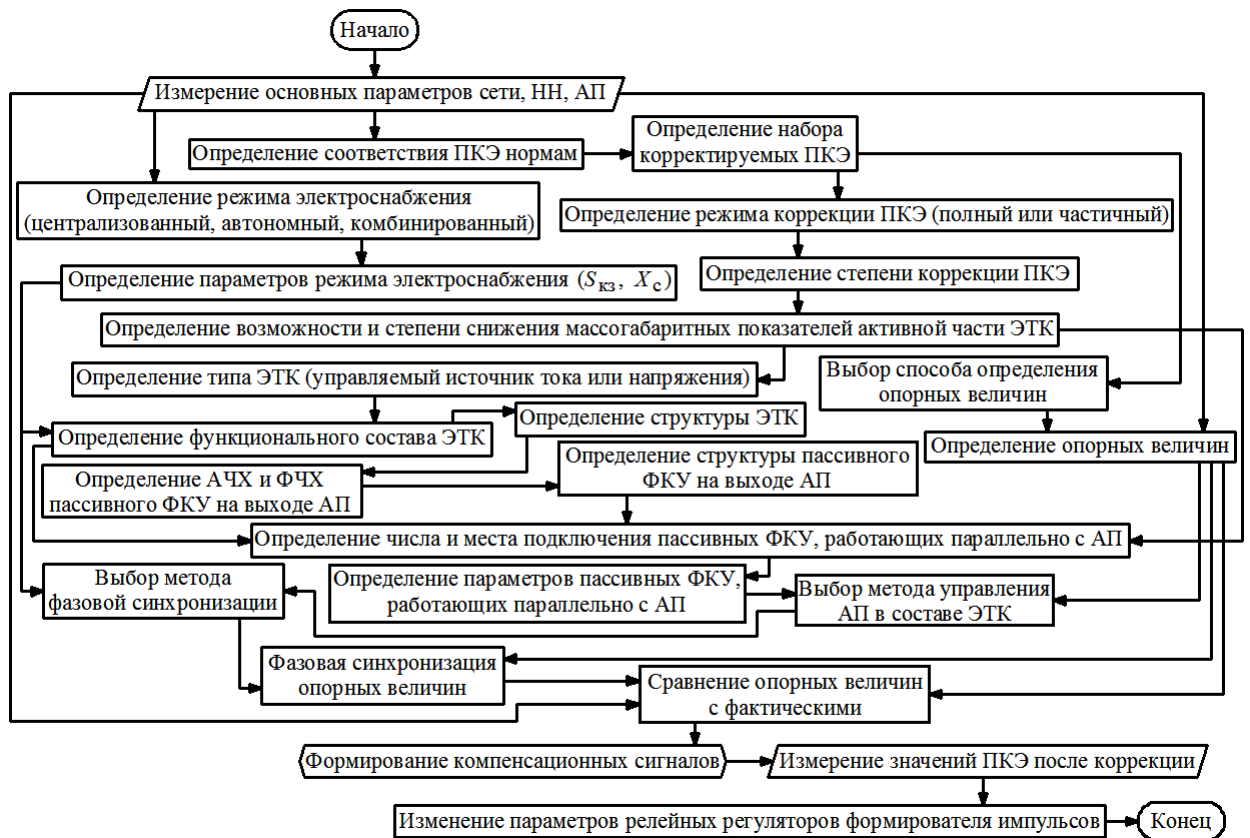


Рисунок 3.45 - Модифицированный алгоритм управления ФКУ с АП для автоматизированного повышения КЭ

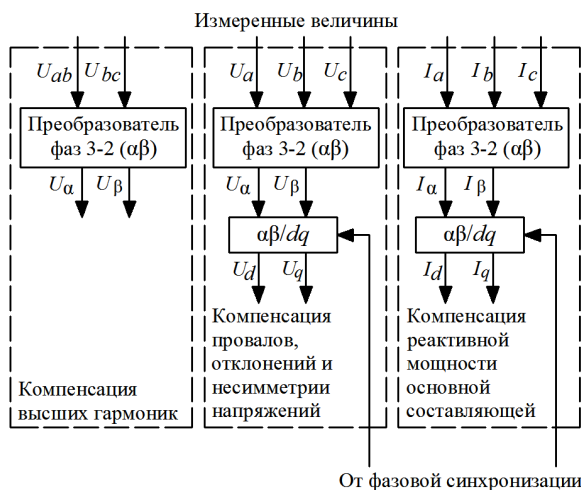
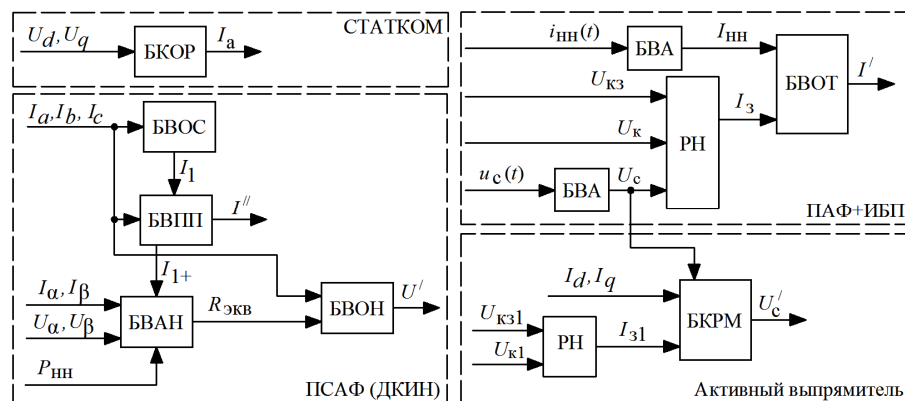


Рисунок 3.46 – Структура фазовых преобразований для модифицированного алгоритма

Определение опорных величин выполняется согласно функциональной схеме, приведенной на рисунке 3.47, где обозначено:  $P_{нн}$  – действующее значение активной мощности, потребляемой НН,  $u_c(t)$ ,  $i_{нн}(t)$  – мгновенные значения напряжения сети и тока, потребляемого НН соответственно,  $U_{кз}$ ,  $U_k$  – соответственно заданное и фактическое напряжение накопительного конденсатора ПАФ,  $U_{кз1}$ ,  $U_{к1}$  – соответственно заданное и фактическое напряжение накопительного конденсатора ПСАФ,  $I_3$ ,  $I_{31}$  – соответственно задания по току

ПАФ и ПСАФ,  $I_1$  – основная составляющая тока, потребляемого НН,  $I_{1+}$  – составляющая прямой последовательности первой гармоники тока, потребляемого НН, БКОР – блок компенсации отклонений напряжения и реактивной мощности, БВОС – блок выделения

основной составляющей, БВПШ – блок выделения прямой последовательности, БВАН – блок выделения активной нагрузки, БВОН – блок выделения опорного напряжения, БВА – блок выделения амплитуды, РН – регулятор напряжения, БКРМ – блок компенсации реактивной мощности, БВОТ – блок выделения опорного тока [29, 37, 39, 44, 53].



Для надлежащего выполнения всех функций ЭТК, необходимо определение следующих опорных величин: опорного синусоидального тока основной составляющей ( $I'$ ), опорного синусоидального напряжения основной

Рисунок 3.47 – Определение опорных величин составляющей ( $U'$ ), активных составляющих синусоидальных напряжений ( $U'_c$ ) и токов ( $I_a$ ) основной составляющей, активного сопротивления опорной идеализированной линейной нагрузки ( $R_{эжв}$ ). Опорный ток  $I'$  необходим в первую очередь для компенсации ВГС тока ПАФ, а также для бесперебойного питания подключенной нагрузки при переводе ПАФ в режим ИБП. Опорное напряжение  $U'$  определяется для возможности компенсации искажений и несимметрии напряжения на зажимах НН. Активная составляющая напряжения сети  $U'_c$  определяется с целью выполнения коррекции коэффициента мощности на зажимах НН в случае перевода ПСАФ в режим, аналогичный принципу функционирования АВ. В свою очередь, активная составляющая тока  $I_a$  сети необходима также для коррекции коэффициента мощности, а также колебаний напряжения в случае перевода ПАФ в режим функционирования СТАТКОМ. Фазовая синхронизация реализуется в соответствии со схемами, приведенными в разделе 2.4, для определения  $dq$  составляющих токов и напряжений, а также для синхронизации выходных компенсационных сигналов с сетью.

По результатам сравнения опорных и фактических величин, сигналы рассогласования подаются на входы релейных регуляторов, которые формируют импульсы управления силовыми ключами преобразователей ПАФ и ПСАФ [29, 37, 39, 44, 53].

### ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3

1. Приведены основные структуры и факторы классификации гибридных фильтров, которые являются основой для структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП.
2. Разработаны математические модели ФКУ с АП различной топологии и компонентного состава, включая модели универсальных компенсаторов, отличающиеся учетом вариации структуры и параметров пассивных фильтров на выходе активной части в зависимости от степени воздействия совокупности внешних и внутренних факторов, влияющих на уровень эффективности повышения КЭ с учетом возможности наличия резонансных явлений.
3. Установлены закономерности, отражающие степень влияния конфигурации ФКУ с АП на уровень повышения КЭ, что позволяет определить оптимальное соотношение параметров активной и пассивной части по критерию максимального снижения параметров активной части как наиболее дорогостоящей с сохранением заданного уровня повышения КЭ, исходя из заданной совокупности факторов. В частности, установлено, что применение пассивных ФКУ совместно с АП в условиях распределенной генерации повышает эффективность повышения КЭ данными преобразователями более чем в 2 раза.
4. Выявлены допустимые диапазоны вариации параметров АП в рамках ФКУ, обеспечивающие сохранение заданного уровня повышения КЭ. В частности, установлено, что снижение номинальных параметров АП на 25-50 % от исходных значений позволяет сохранить требуемый уровень повышения КЭ. Указанные диапазоны также позволяют оценить степень значимости отдельных параметров АП при снижении их массогабаритных показателей в составе ФКУ.
5. Разработан модифицированный алгоритм управления ФКУ с АП для автоматизированного повышения КЭ, предусматривающий выбор оптимальной конфигурации ФКУ и способа его управления, исходя из требуемой степени коррекции ПКЭ и заданного уровня снижения параметров активной части.
6. Полученные результаты математического и имитационного моделирования служат основой формирования теоретических и методологических положений создания совершенных электротехнических комплексов ФКУ с АП.
7. Результаты, приведенные в третьей главе, являются доказательством второго научного результата, выносимого на защиту.



# **ГЛАВА 4. ИНТЕГРАЦИЯ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С АКТИВНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ В СИСТЕМЫ КОМБИНИРОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ**

## **4.1. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системы комбинированного электроснабжения**

Согласно требованиям Энергетической стратегии РФ на период до 2030 уровень надежности существующих ЦЭС должен быть существенно увеличен, в частности вероятности бездефицитной работы ЦЭС должна вырасти с 0,996 до 0,9997, что невозможно без комплексного внедрения принципов и технологий РГ в ЦЭС и формирования комбинированных СЭС. При этом АП входят в состав ЭТК РГ, НН, а также отдельно подключаемых ФКУ, поэтому методология интеграции ЭТК ФКУ с АП в комбинированные СЭС должна предусматривать выполнение ФКУ с АП всех необходимых функций не только по повышению КЭ. Основными видами источников РГ являются солнечные электростанции (ФЭС), ветроэнергетические установки (ВЭУ) и микротурбинные установки (МГТУ), работающие на попутном или природном нефтяном газе [2, 3, 12, 25-29, 448].

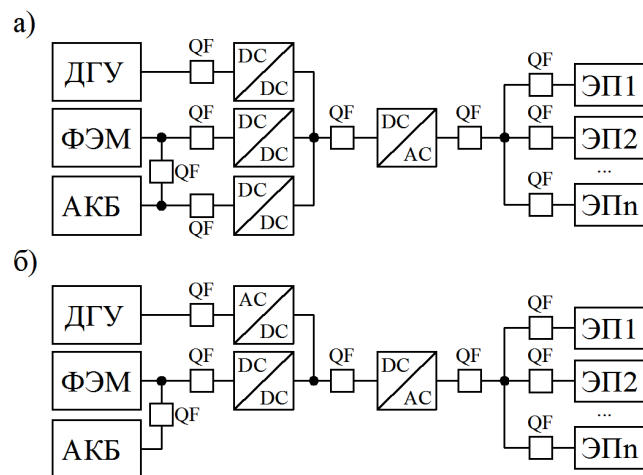
В комбинированных СЭС, функционирующих на основе параллельной работы ЦЭС и РГ, в аварийных режимах при переходе режима электроснабжения с одного источника на другой, сопровождающегося изменением внутреннего сопротивления сети и отключением части ответственной преобразовательной НН, необходима оперативная корректировка следующих ключевых данных и параметров: карты уставок срабатывания релейной защиты; значения токов КЗ в узловых точках; параметры КЭ в узловых точках; режимы работы подключенных активных и пассивных ФКУ при изменении количества и мощности работающих источников. Последний из указанных факторов оказывает непосредственное влияние на выбор и обоснование структуры, основных параметров и режимов работы ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в сетях комбинированного электроснабжения. В ряде научных исследований [336-340] обоснована возможность использования АП в качестве устройства сопряжения РГ и ЦЭС. При этом не учитывается возможность параллельной работы

нескольких разнотипных автономных источников в более общем случае, а рассматривается только взаимодействие одного локального источника с ЦЭС. В условиях комбинированных СЭС представляется эффективным и целесообразным рассматривать ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в первую очередь в качестве основного элемента обеспечения ЭМС электрооборудования при изменении режимов электроснабжения [12, 25-29, 448].

#### 4.1.1. Структуры электротехнических комплексов распределенной генерации

**ЭТК солнечной электростанции.** По результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований [25-29] для условий удаленных и территориально-рассредоточенных потребителей предприятий МСК разработаны структуры ЭТК ФЭС (рисунок 4.1а, б) для системы РГ [3]. В состав ЭТК с ФЭС входят 3 источника питания: фотоэлементы (ФЭМ), ДГУ и блок АКБ [3, 92, 93]. Структура на рисунке 4.1а содержит дополнительный АП постоянного напряжения (DC/DC) для независимого подключения АКБ. В структуре на рисунке 4.1б для ФЭМ и АКБ предусмотрен один общий АП (DC/DC). ФЭМ являются источниками напряжения  $U_{\text{ФЭМ}}$  и тока  $I_{\text{ФЭМ}}$ , значения которых зависят от следующих основных параметров [3, 14, 15, 20, 21, 23, 25-28]:

$$U_{\text{ФЭМ}}, I_{\text{ФЭМ}} = f(L_{\text{ins}}, t^{\circ}, t, T, F_k, k) \quad (4.1)$$



$L_{\text{ins}}$  – уровень солнечной инсоляции на территории потребителя;  $t^{\circ}$  – температура окружающей среды,  $t$  – время суток,  $T$  – время года,  $F_k$  – коэффициент затенения [3, 21],  $k$  – параметр, определяемых погодными условиями. Главная функция ФЭМ в составе ФЭС – энергообеспечение вспомогательных маломощных административно-бытовых потребителей МСК на примере геологоразведочной экспедиции. ДГУ, как основной источник данного ЭТК, с параметрами  $I_{\text{ДГУ}}$ ,  $U_{\text{ДГУ}}$  необходима для

Рисунок 4.1 – Структура ЭТК с ФЭС для электроснабжения автономной геологоразведочной экспедиции

энергообеспечения технологических потребителей геологоразведочной экспедиции, а также для поддержания номинального уровня сетевого напряжения  $U_c$  [3].

Результаты математического моделирования [3, 20] показали целесообразность и эффективность использования двух базовых схем (см. рисунок 4.2, рисунок 4.3) ЭТК с ФЭС для энергообеспечения геологоразведочных экспедиций в рамках РГ. Принципиальное отличие между данными схемами заключается в способе подключения АКБ и алгоритмах работы системы управления [3, 20, 21].

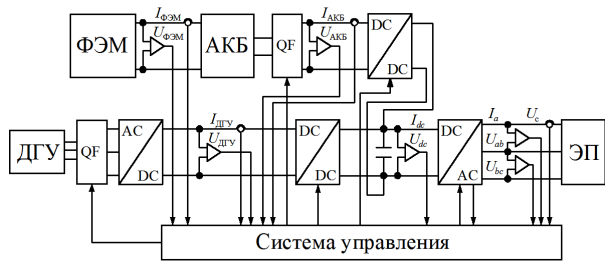


Рисунок 4.2 – Базовая схема ЭТК с ФЭС с независимым соединением АКБ и ФЭС

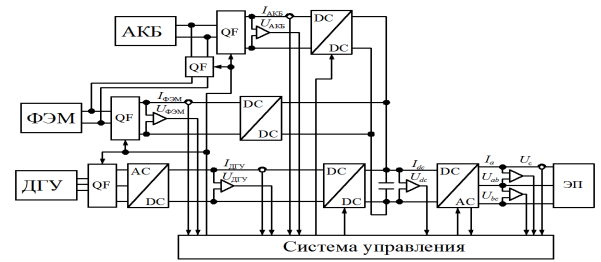


Рисунок 4.3 – Базовая схема ЭТК с ФЭС с постоянной связью АКБ и ФЭС

Предложенные базовые схемы содержат следующие элементы: ФЭМ – фотоэлектрические модули; 1,2,3 – выключатели; DC/DC – АП напряжения постоянного тока; AC/DC – АП, преобразующий переменное напряжение в постоянное заданной величины; DC/AC – АП, преобразующий постоянное напряжение в переменное заданного значения; ЭП – ответственные электроприемники. В состав схемы входят датчики тока и напряжения, а также емкостный ПФ.

Структура ЭТК, представленная на рисунке 5.2, может эффективно применяться при заранее известных режимах работы активной нагрузки [3, 20, 21].

Первичным источником электроэнергии в указанной структуре ЭТК являются ФЭМ, постоянно подключенные через выключатель и преобразователь DC/DC, который необходим для выявления точки максимальной мощности, а также согласования и синхронизации параметров напряжения централизованной сети (при ее наличии) и ФЭМ. Мощность ФЭМ выбирается исходя из средней мощности усредненных суточных графиков нагрузки геологоразведочной партии [3, 20, 21]. Блок АКБ соединен с ФЭМ и ЦЭС посредством преобразователя DC/DC. АКБ служит для энергообеспечения наиболее ответственных потребителей экспедиции в ночное время [3, 20, 21]. Результаты комплексного анализа графиков нагрузки и режима ведения работ показали, что в ночные часы уровень энергопотребления минимален, поэтому емкость АКБ определяется исходя из режима

ночного энергопотребления геологоразведочной партии [3, 20, 21]. При этом ДГУ является дополнительным и резервирующим источником питания и обеспечивает прохождение часов максимума электрической нагрузки [3, 20, 21]. Принцип работы ЭТК заключается в непрерывном гарантированном энергообеспечении технологических и административно-бытовых потребителей геологоразведочной партии от ФЭМ в дневные часы, при этом, ФЭМ параллельно выполняет подзарядку блока АКБ.

Первичным источником электроэнергии в структуре с постоянной связью АКБ – ФЭС (см. рисунок 5.3) являются ФЭМ, соединенные с блоком АКБ, который подключается через преобразователь DC/DC и емкостной ПФ с инвертором, преобразующим постоянное напряжение в переменное DC/AC, к ЦЭС. Резервным источником энергообеспечения в такой структуре является ДГУ, переменное напряжение которой выпрямляется для согласования ПКЭ, вырабатываемой на постоянном и переменном токе двумя источниками [3, 20, 21].

**ЭТК ветроэнергетической установки.** На рисунке 4.4 приведена структура ЭТК СЭС, где одним из основных источников служит гибридная ВЭУ, разработанная на базе результатов теоретических и экспериментальных исследований [20, 21, 25-28]. В данной структуре ВЭУ осуществляет теплоснабжение через электронагревательный элемент (ЭН), а ДГУ - электроснабжение геологоразведочных работ, также предусматривается

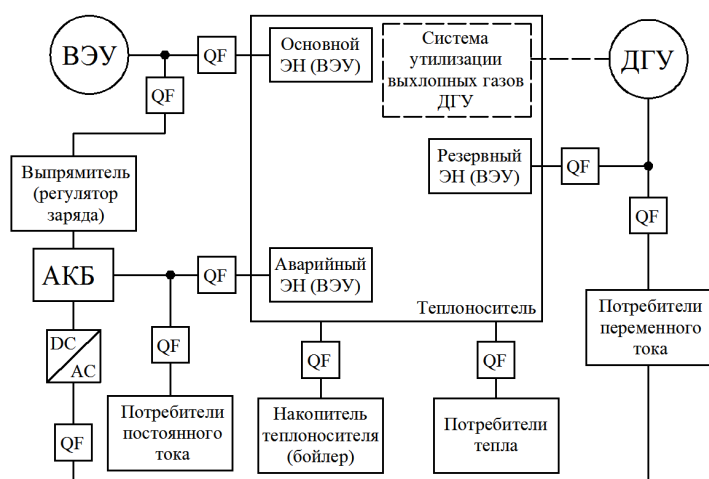


Рисунок 4.4 – Структура ЭТК ВЭУ и ДГУ для электроснабжения геологоразведочных работ

резервирование ДГУ и ВЭУ при необходимости.

Подобное резервирование можно реализовать с помощью утилизации отработанных газов, если ДГУ располагается близко от основных потребителей. Это позволяет повысить КПД ДГУ до 80 %, однако при резервировании ЭН КПД ДГУ может снизиться до 20 %. Резерв теплоснабжения осуществляется за счет АКБ, которая заряжается от ВЭУ. Достоинствами такой структуры

является экономия топлива ДГУ путем ее остановки на время минимальной нагрузки, максимальное использование энергии, вырабатываемой ВЭУ [2, 20, 21, 25-28].

Также для построения автономных СЭС территориально-распределенных и удаленных объектов МСК на основе принципов РГ используются местные источники, работающие на органическом топливе, наиболее распространенными и универсальными из которых являются ДГУ, а также МГТУ и, в некоторых случаях, ПТУ. Анализ карт ветров и солнечной инсоляции России показывает, что использовать ДГУ необходимо совместно с возобновляемыми источниками электрической энергии, за счет включения в схему электроснабжения ответственных потребителей в качестве основного или дополнительного источника собственной ФЭС и ВЭУ. При этом для повышения эффективности ДГУ по критерию минимизации расхода топлива в состав комплекса целесообразно включать АКБ и СК [2, 20, 21, 25-28].

Также, задача разработки способов повышения эффективности комбинированных СЭС, включая проблему повышения КЭ, в условиях варьирования их установленной мощности представляется актуальной. В настоящее время наибольшую распространённость при создании комбинированных СЭС с возобновляемыми источниками электропитания и ДГУ получили схемы с общей шиной постоянного тока, приведенной на рисунке 4.5 [2].

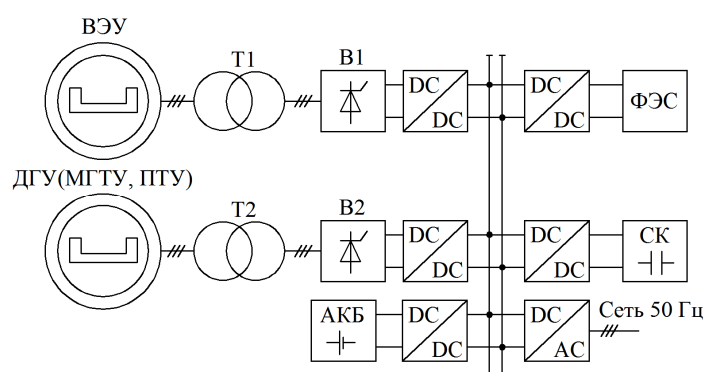


Рисунок 4.5 — Структурная схема автономного гибридного комплекса на основе ВЭУ и ДГУ (МГТУ, ПТУ)

Распространенность такой схемы обоснована несколькими факторами: наблюдается рост выпуска ВЭУ с многополюсными генераторами на постоянных магнитах [2]; мировые производители ДГУ переходят на использование многополюсных генераторов на постоянных магнитах вместо традиционных асинхронных генераторов, поскольку они могут

обеспечить переменную рабочую частоту вращения вала дизельного двигателя, а, следовательно, уменьшить удельное топливо потребление ДЭС при нагрузках ниже номинальных; позволяет избежать потерь на промежуточную трансформацию энергии в выпрямителях и инверторах; упрощается присоединение различных генерирующих устройств, так как не требуется их синхронизация по частоте. Однако у таких комбинированных СЭС есть и недостатки: отсутствие у отдельных источников собственных

автономных инверторов не позволяет осуществлять электроснабжение потребителей в аварийных режимах; наличие множества DC/DC-преобразователей снижает КПД всей системы в виду их работы не в оптимальном режиме; отсутствует модульность и гибкость построения СЭС для увеличения или уменьшения установленной мощности генерирующего оборудования [2, 20, 21, 25-28, 277].

Данный недостаток связан с тем, что базовое (номинальное) напряжение шины постоянного тока выбирается на этапе проектирования и обеспечивает максимальную эффективность работы ЭТК с выбранными источниками электроэнергии. Замена оборудования с близкими или иными параметрами по сравнению с проектными решениями приводит к снижению технико-экономической эффективности работы всего ЭТК [2].

Таким образом, ЭТК на базе ВЭУ, ФЭС и ДГУ с комплектом АКБ и СК позволяют повысить эффективность РГ, путем существенного снижения расхода топлива [2].

***ЭТК МГТУ, работающей на ПНГ.*** Объекты НДП содержат в себе сложные ЭТК, обеспечивающие непрерывный процесс добычи нефти, которые крайне чувствительны к провалам и прерываниям электроснабжения [4, 12, 18, 20, 49]. Для повышения надежности СЭС НДП, необходимо максимально использовать собственные локальные источники электроэнергии, работающие как автономно, так и параллельно с ЦЭС [448].

ЭТК с автономным источником на базе МГТУ, работающей на ПНГ, предназначенный для обеспечения непрерывности технологического процесса добычи нефти, позволяет исключить необходимость строительства и эксплуатации крупных ЦЭС. Подобный ЭТК включает в себя ФКУ, накопительный элемент, генератор и первичный двигатель. При применении ПНГ в качестве первичного энергоносителя в роли первичного двигателя используется МГТУ, так как ГПУ допускает содержание серы в газе не более 0,1 % [12]. Также использование МГТУ в данном случае обладает следующими преимуществами: высокие динамические характеристики, незначительная степень вибраций и шума, отсутствие дополнительных потерь энергии цепи ротора [12], значительная плотность мощности. Однако использование МГТУ не дает возможность обеспечения ПКЭ согласно требованиям ГОСТ 32144-2013 в части отклонения частоты и колебаниям напряжения [12].

Использование АП в структуре ЭТК МГТУ обусловлено необходимостью согласования уровней напряжения на источнике и нагрузке. Например, в ПЧ выпрямление переменного напряжения со стороны синхронного генератора реализуется с помощью АВ,

активно-индуктивный фильтр фильтрует выпрямленное напряжение, а автономный инвертор регулирует частоту. Эти операции позволяют реализовать подобное согласование.

Двойное преобразование энергии ведет к снижению к.п.д. и сложности управления, при этом работа полностью управляемых IGBT транзисторов позволяет применить АВ и выполнить рекуперацию энергии к приводному электродвигателю [12]. АВ позволяет поддерживать заданный уровень напряжения и единичное значение коэффициента мощности на входе при суммарном коэффициенте ВГС тока меньшем, чем у диодного или обычного тиристорного выпрямителя [12, 36, 38]. В ЭТК МГТУ непосредственно для запуска и разгона ЭПД до полуноминальной частоты вращения используется АКБ (см. рисунок 4.6) для надежного горения смеси в камере при разгоне [12, 34, 36, 38].

В состав ЭТК МГТУ входят токоограничивающий дроссель и конденсатор. Так как химический источник тока имеет свойства близкие к емкости, то его можно также эффективно использовать в звене постоянного тока. Таким образом, в ЭТК МГТУ могут присутствовать две АКБ, первая нужна для пуска синхронного генератора, работающего в двигательном режиме, вторая для ограничения напряжения в сети (см. рисунок 4.7) [38].

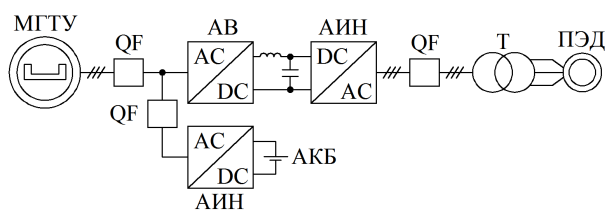


Рисунок 4.6 - Структура синхронного генератора с конденсатором в составе выпрямительно-инверторного звена и АКБ

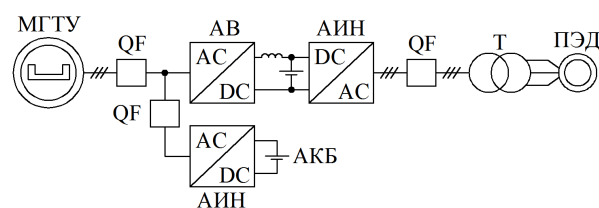


Рисунок 4.7 - Структура синхронного генератора с АКБ в составе выпрямительно-инверторного звена

Непрерывность технологического процесса НДП определяется стабильностью величины сетевого напряжения у нагрузки [12]. Так как прерывание электроснабжения длительностью более 0,15 с. приводит к значительным потерям добычи нефти [12], то возникает необходимость повышения надежности энергообеспечения наиболее ответственных потребителей [12]. С точки зрения критерия структурной достаточности необходимо дать оценку возможности и эффективности подключения АКБ к звену постоянного тока ПЧ. Данное решение позволит применить АКБ как стартёр для СД.

АКБ также служит буферным звеном в режиме сброса-наброса нагрузки, дополнительным источником при включении ПЭД, и для особо ответственной нагрузки, в случае колебаний и прерывании напряжения от генератора на период ввода резервного

питания (рисунок 4.8). Это позволяет повысить уровень надежности и бесперебойности автономного электроснабжения потребителей на скважине [12, 34, 36, 38].

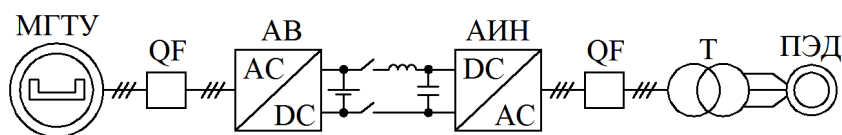


Рисунок 4.8 - Структура синхронного генератора с ПЧ, АКБ и АД

В ЭТК может отсутствовать СТ, тогда турбогенератор будет вырабатывать электроэнергию непосредственно для питания ПЭД (рисунок 4.9). При исключении промежуточных элементов в структуре с автономным источником для одной скважины, появляется возможность управления режимами работы нагрузки от системы управления МГТУ [12, 34, 36, 38].

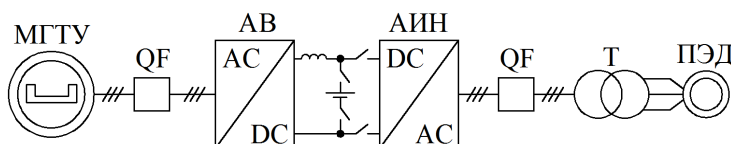


Рисунок 4.9 - Структурная схема синхронного генератора с ПЧ, АКБ и АД

**Разработка обобщенной структуры ЭТК РГ.** На рисунке 4.10 приведена обобщенная структура ЭТК РГ для потребителей постоянного и переменного тока с использованием СК в качестве резервного буферного накопителя электрической энергии.

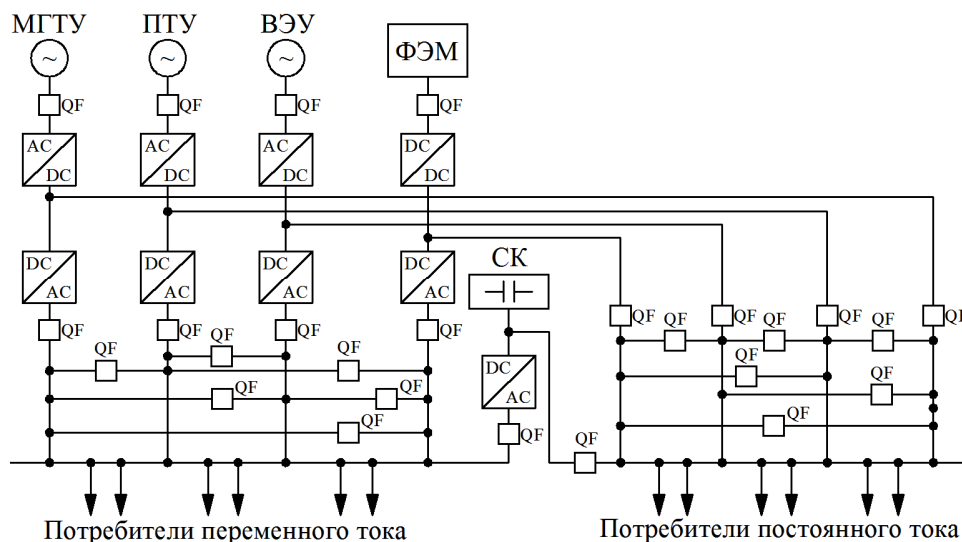


Рисунок 4.10 - Обобщенная структура ЭТК РГ

В рамках указанной структуры реализовано резервирование автономных источников (МГТУ, ПТУ, ВЭУ, ФЭМ) между собой для повышения надежности ответственных потребителей. В аварийном режиме при одновременном отказе всех источников энергообеспечение потребителей осуществляется от СК, емкость которых рассчитывается исходя из мощности наиболее ответственных потребителей аварийной автоматики для



безаварийного завершения технологического процесса. При этом МГТУ и ПТУ могут функционировать в рамках системы когенерации и тригенерации [12, 34, 448].

Таким образом, реализуется схема комбинированного электроснабжения ответственной нагрузки в рамках ЭТК РГ. Подобная схема способна функционировать параллельно с ЦЭС при наличии последней [1, 448].

#### ***4.1.2. Методы и средства синхронизации источников в составе электротехнических комплексов распределенной генерации***

Синхронизация источников питания в основном реализуется за счет трех способов: самосинхронизации, точной синхронизации и синхронизации через индуктивное сопротивление. При этом необходимо определять, параметры какого генератора принимать за опорные величины. В условиях параллельной работы автономных генераторов с ЦЭС параметры последней принимаются в качестве опорных величин. Указанные способы обладают своими достоинствами и недостатками, поэтому преимущественное использование какого-либо из них определяется назначением и структурой энергосистемы (централизованной или автономной), мощностью источников, а также требованиями к уровню КЭ и ЭМС. Метод точной синхронизации источников предъявляет высокие требования к реализуемым операциям. Метод самосинхронизации позволяет значительно сократить длительность операций включения генераторов на параллельную работу, при этом условия подключения значительно упрощаются. Метод самосинхронизации требует, чтобы разность скоростей вращения генераторов не была более 2-3 Гц. При этом нет необходимости в длительных операциях по точному выравниванию напряжения и частоты подключаемых источников и сети [12, 34, 36, 38].

ЭТК с АП и ФКУ как многофункциональные устройства могут быть использованы в качестве синхронизирующего звена в системах РГ и комбинированных СЭС [1]. Рассмотрим способы их использования для реализации данной функции.

В схеме, приведенной на рисунке 5.12, применяется метод двойного преобразования энергии от двух источников. Для этого первый генератор (МГТЭА) соединен с АВН, который подключен к АИН. Переменный ток высокой частоты со стороны МГТЭА, выпрямляется АВ, далее выполняется инвертирование тока с заданными характеристиками частоты и напряжения и его генерация на шины переменного тока [12, 34, 36, 38].

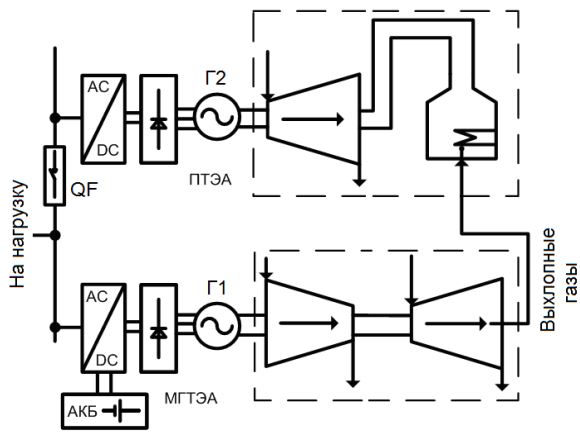


Рисунок 4.12 – Способ на основе шины переменного тока и двух АП

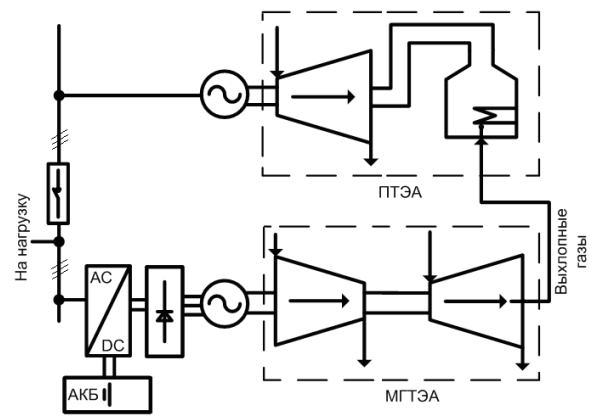


Рисунок 4.13 - Способ на основе шины переменного тока и одного АП

Генератор ПТЭА соединен с АП, включающим АВ и АИН, для реализации режима использования какой-либо части энергии отработанных газов МГТЭА. Для обеспечения заданных значений напряжения и частоты в данном случае также используется АП. АКБ также выполняет функцию буферного звена на время выхода МГТЭА на рабочий режим [34].

В схеме, приведенной на рисунке 4.13, реализуется метод двойного преобразования энергии в рамках одного турбоагрегата. Генератор МГТЭА подключен к АП, состоящему из АВ и АИН, который также реализует функцию настройки напряжения и частоты до требуемых значений. В рамках данного способа ПТЭА подключен непосредственно к шине переменного тока, что упрощает схему и увеличивает ее надежность. Такой способ применяется, когда ПТЭА функционирует в номинальном режиме с полным использованием энергии отработанных газов МГТЭА при максимальном КПД. АКБ выполняет те же функции, что и предыдущих способах [12, 34, 36, 38].

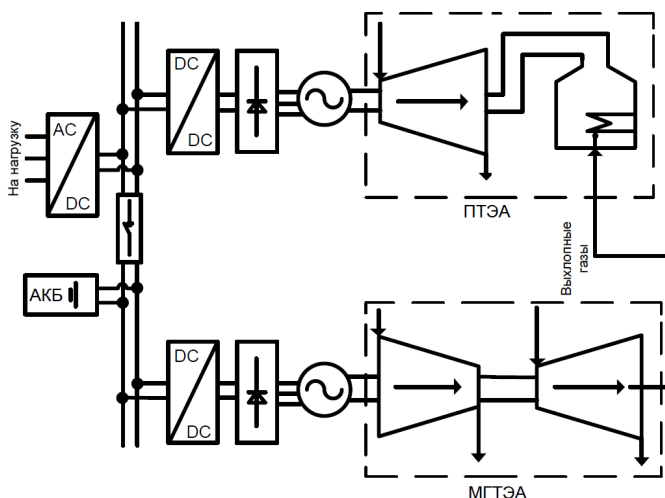


Рисунок 4.14 - Способ на основе шины постоянного тока с тремя АП

В структуре, приведенной на рисунке 4.14, реализован способ с использованием постоянного тока. В схеме имеются два АП, осуществляющих преобразование энергии постоянного тока и один АП в виде АИН для подачи электрической энергии на нагрузку. В рамках данного способа синхронизация параметров двух источников выполняется более простым способом, нежели в случаях, указанных

выше. АКБ также выполняет функцию буферного элемента [12, 34, 36, 38].

На базе рассмотренных методов и способов, представленных на рисунках 4.12-4.14, разработана структура системы комбинированной СЭС с применением двойного преобразования энергии двух источников (см. рисунок 4.15). Данная структура также предусматривает возможность реализации следующих функций: фазовая синхронизация генерируемого тока по фазе посредством блока синхронизации, компенсация ВГС генерируемого тока за счет ФКУ. При фазовой синхронизации в качестве опорных величин используются параметры МГТЭА. ПТЭА функционирует в режиме когенерации с изменением выходных параметров [12, 34, 36, 38].

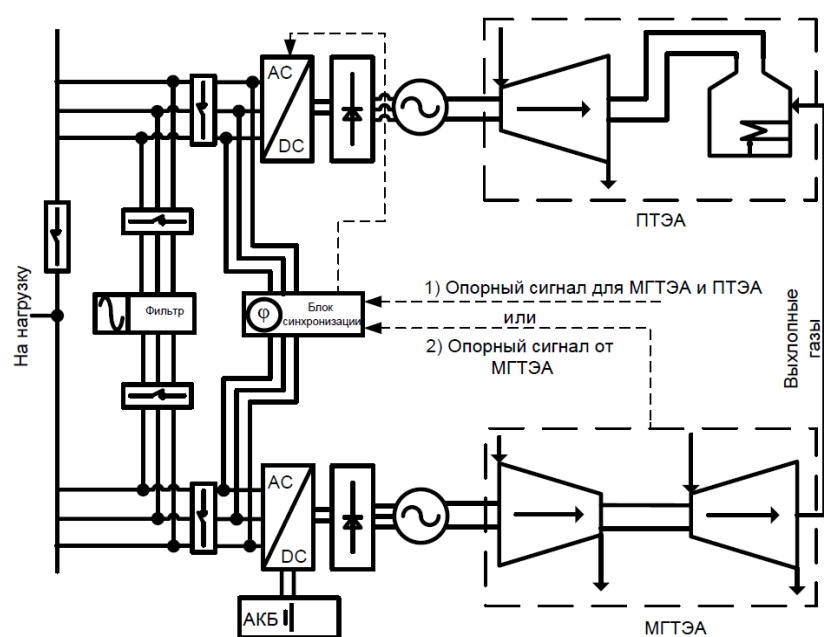


Рисунок 4.15 – Структура комбинированной СЭС с двумя АП и фазовой синхронизацией

Блок фазовой синхронизации начинает работу после пуска МГТЭА и преобразований параметров с помощью АП. Данный блок выдает сигнал АП, включенному на выходе ПТЭА, для генерации электроэнергии переменного тока с заданными характеристиками. Для

подавления ВГС, возникающих на выходе АП обоих источников, используется ФКУ, которое при необходимости может содержать АП. Выбор средства подавления АП. Выбор средства подавления

ВГС в пользу АФ или ПФ определяется исходя из уровня искажений выходного тока, типом подключенной нагрузки, а также технико-экономическими факторами. Таким образом, в автономной схеме генерирования электрической и тепловой энергии (см. рисунок 4.15), выполненной на базе альтернативных источников, АФ может выполнять функцию технического средства повышения КЭ [12, 34, 36, 38].

Также на базе рассмотренных методов и способов разработана система генерирования электроэнергии с АФ и ПФ (см. рисунок 4.16). На выходе двух источников (Г1, Г2) включены АП, после которых установлены ПФ (ПФ1, ПФ2) для подавления ВГС тока и напряжения [12, 34, 36, 38].

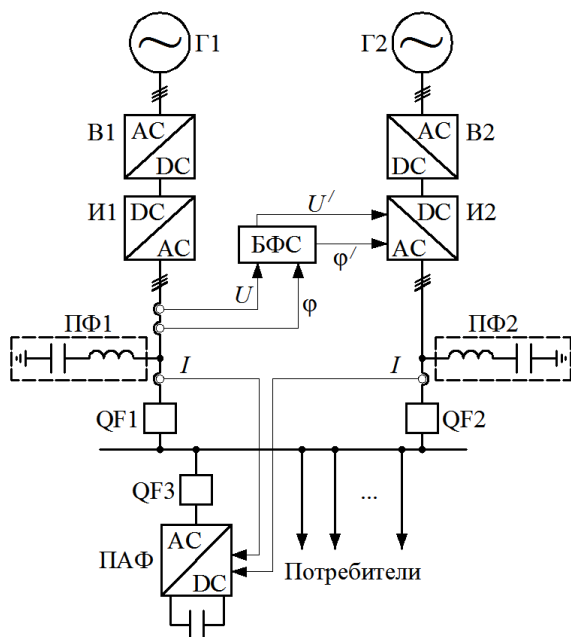


Рисунок 4.16 – Структура комбинированной СЭС с АФ, ПФ и фазовой синхронизацией

МГТЭА, в качестве Г2 – ПТЭА. Таким образом, в рамках разработанной структуры АФ и ПФ могут рассматриваться в качестве ЭТК ФКУ с АП для повышения КЭ [12, 34, 36, 38, 448].

#### 4.1.3. Обобщенные структуры электротехнических комплексов комбинированного электроснабжения ответственных потребителей с использованием активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств

При разработке обобщенной структуры системы комбинированного энергообеспечения ответственных потребителей с ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ коррекции необходимо учитывать следующие два основных фактора: изменение величины внутреннего сопротивления питающей сети; изменение мощности подключенной преобразовательной НН, связанной с отключением части ответственной нагрузки при переходе электроснабжения с ЦЭС на РГ; необходимость обеспечения бесперебойного режима электроснабжения наиболее ответственной нагрузки на период действия систем ввода резерва при переходе режима электроснабжения [1, 25-28, 448].

Данные факторы являются основой выбора структуры и режима работы ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в комбинированных СЭС [1, 25-28, 448].

Блок фазовой синхронизации БФС используется для синхронизации выходных напряжений обоих генераторов по величине и фазе. ПФ подключены на выходе обоих инверторов И1 и И2. Выключатели QF1 и QF2 служат для подключения генераторов на общую шину переменного тока после синхронизации. В случае необходимости дополнительной компенсации ВГС перед подачей энергии на нагрузку к общей шине через выключатель QF3 подключается ПАФ, в случае если ПФ не обеспечивают требуемого уровня коррекции ВГС. Для БФС опорными величинами являются параметры на выходе АП источника Г1 (уровень напряжения и фазовый сдвиг). В роли источника Г1 может выступать

Результаты комплексного анализа структур, описанных выше, позволяют определить базовые варианты использования ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в системах с комбинированной работой источников РГ и параллельной работы последних с ЦЭС при ее наличии [1, 25-28, 448].

Быструю и точную синхронизацию параметров источников в рамках комбинированных СЭС целесообразно и эффективно реализовывать с помощью систем ФАПЧ и фазовых преобразований, особенно при несинусоидальных режимах с изменяющимися параметрами. Совместное применения ФАПЧ и фазовых преобразований дает возможность слежения за частотой сети и получения опорных значений фазового сдвига ( $\cos\varphi$  и  $\sin\varphi$ ) [448].

Фазовые преобразования по уравнениям Парка-Горева и Кларк [117] лежат в основе теории мгновенной мощности Х. Акаджи, рассмотренной в Главе 2. Как было указано, одним из достоинств данной теории является отсутствие необходимости в отдельной системе синхронизации получаемых сигналов с сетевым напряжением. При этом данную функцию автоматически реализует система ФАПЧ. Такой подход позволяет обеспечить необходимый уровень качества функционирования подобных систем при динамических режимах со стороны сети и нагрузки.

В основе метода мгновенных мощностей лежат уравнения перехода от трехфазной системы координат к двухфазной посредством преобразований Кларка-Парка ( $abc-\alpha\beta 0$ ) [117]:

$$\begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \\ U_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}. \quad (4.2)$$

Достоинство такого подхода - исключение нулевой последовательности, при этом проекции по осям  $\alpha$  и  $\beta$  отсутствуют в составляющих нулевой последовательности, как и в трехфазной трехпроводной системе [375], при этом ток  $i_0$  отсутствует в выражении (4.2). В случае симметрии трехфазной четырехпроводной системы, нулевая последовательность также отсутствует, поэтому величина  $u_0$  также должна отсутствовать. При этом, если существует несимметрия источника и нагрузки, соответствующие составляющие тока и напряжения должны учитываться [375].

При отсутствии составляющих нулевой последовательности выражение (4.2) примет вид:

$$\begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

Обратные преобразования [375]:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix}. \quad (4.4)$$

Переход в синхронную систему координат  $dq0$  осуществляется следующим образом [375]:

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \sin \varphi & 0 \\ -\sin \varphi & \cos \varphi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \\ U_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \sin \varphi & 0 \\ -\sin \varphi & \cos \varphi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_0 \end{bmatrix}, \quad (4.5)$$

где  $\varphi$  – угол поворота системы координат, вращающейся с частотой  $\omega$ .

При отсутствии несимметрии, выражение (4.5) примет вид [375]:

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \sin \varphi \\ -\sin \varphi & \cos \varphi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_\alpha \\ U_\beta \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \sin \varphi \\ -\sin \varphi & \cos \varphi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix}. \quad (4.6)$$

Непосредственное преобразование трехфазной системы в синхронную ортогональную выполняется посредством прямого преобразования Парка-Горева [117]:

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin \varphi & \sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad (4.7)$$

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \cos\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin \varphi & \sin\left(\varphi - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\varphi - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

При наличии ВГС и иных искажений сигналы тока и напряжения могут пересечь ноль в другой момент времени, нежели первая гармоника напряжения сети, что ведет к возникновению дополнительной погрешности, которая недопустима при динамическом режиме процессов в СЭС, при этом необходимо, чтобы фазовые преобразования по фазе

и частоте были синхронизированы с сетевым напряжением или напряжением опорного источника.

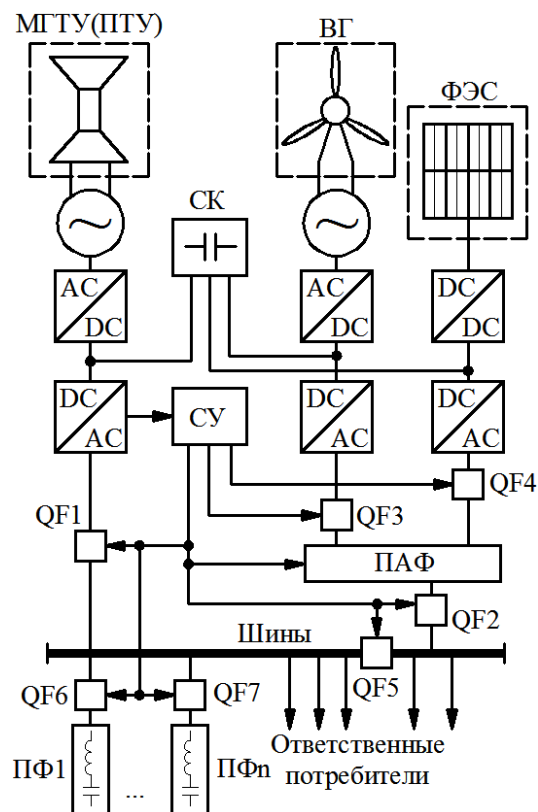


Рисунок 4.17 – Структура ЭТК комбинированного энергообеспечения при отсутствии ЦЭС

На рисунке 4.17 приведена структура ЭТК комбинированного энергообеспечения при отсутствии ЦЭС (ВГ – ветрогенератор, ФЭС – фотоэлектростанция, СК – суперконденсаторные модули, ПАФ – параллельный активный фильтр, ПФ1-ПФn – пассивные фильтры, СУ – система управления) [448].

В данной структуре основным источником, от которого ведется отстройка параметров синхронизации является МГТУ (ПТУ), работающая в когенерационном и тригенерационном режимах. Маломощный ПАФ является звеном повышения КЭ со стороны разнотипных источников. Для поддержания надлежащего уровня КЭ и ЭМС электрооборудования со стороны нагрузки в структуре используются ПФ1- ПФn, количество которых определяется гармоническим спектром НН в составе ответственных потребителей. Структура также предусматривает возможность отдельного

питания части ответственных потребителей от МГТУ (ПТУ) и ВГ с ФЭС в случае отключения выключателя QF5 [448].

Такая необходимость может быть обусловлена наличием потребителей различной мощности, при этом маломощную нагрузку цифровых систем автоматизации, диспетчеризации, а также технологических клапанов и задвижек с электроприводом, функционирующим несколько раз в год, целесообразно подключать к ВГ и ФЭС, а основную нагрузку большей мощности - к МГТУ(ПТУ). При этом для безаварийного завершения технологического процесса используется энергия, запасенная в модулях СК. Таким образом, в структуре, приведенной на рисунке 5.17, АП в виде ПАФ выполняет функцию коррекции ПКЭ со стороны источников, а ПФ – коррекции ПКЭ со стороны нагрузки. Данный вариант применения ПАФ и ПФ целесообразен в условиях маломощных

нагрузок, где требуется быстрая точная синхронизация при малых потребляемых токах источников небольшой мощности (до 100 кВА) [448].

Наиболее общим и универсальным случаем является параллельная работа централизованных и автономных источников. В таком режиме применение ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ наиболее целесообразно и эффективно. На рисунке 4.18 приведена обобщенная структура ЭТК комбинированного энергообеспечения ответственных потребителей с использованием АП и ФКУ для коррекции ПКЭ [448].

Разработанный ЭТК работает в трех основных режимах: энергообеспечение ответственных потребителей от ЦЭС и одного из источников РГ; энергообеспечение ответственных потребителей от одного или нескольких источников РГ; энергообеспечение ответственных потребителей от ЦЭС и всех источников системы РГ одновременно в комбинированном режиме.

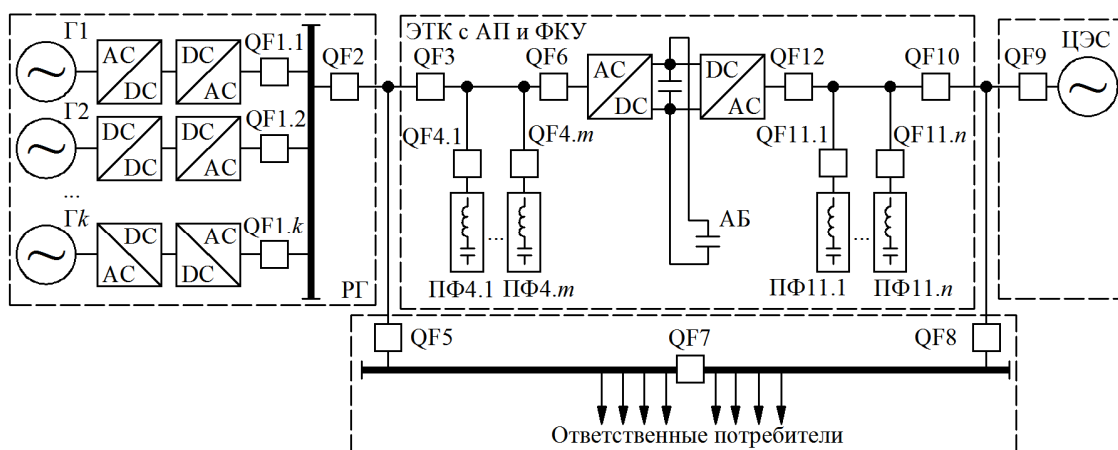


Рисунок 4.18 - Обобщенная структура ЭТК комбинированного энергообеспечения ответственных потребителей с использованием АП и ФКУ

В рамках данной структуры ЭТК с АП и ФКУ выполняет роль согласующего устройства между ЦЭС и системой РГ, а также обеспечивает требуемый уровень КЭ и ЭМС при комбинированном энергообеспечении ответственных потребителей. К звену постоянного тока ЭТК с АП и ФКУ подключены модули АБ для промежуточного накопления электроэнергии с целью ее использования в аварийных режимах [273]. Данная структура обладает высокой степенью универсальности, большим набором реализуемых функций, но является слишком дорогостоящей и структурно-избыточной.

На рисунке 4.19 приведена структура ЭТК комбинированного электроснабжения, в котором АП и ФКУ выполняют функции синхронизации параллельной работы



нескольких источников РГ, коррекции ПКЭ и ИБП для безаварийного отключения наиболее ответственных технологических потребителей при отказе всех источников электроснабжения.

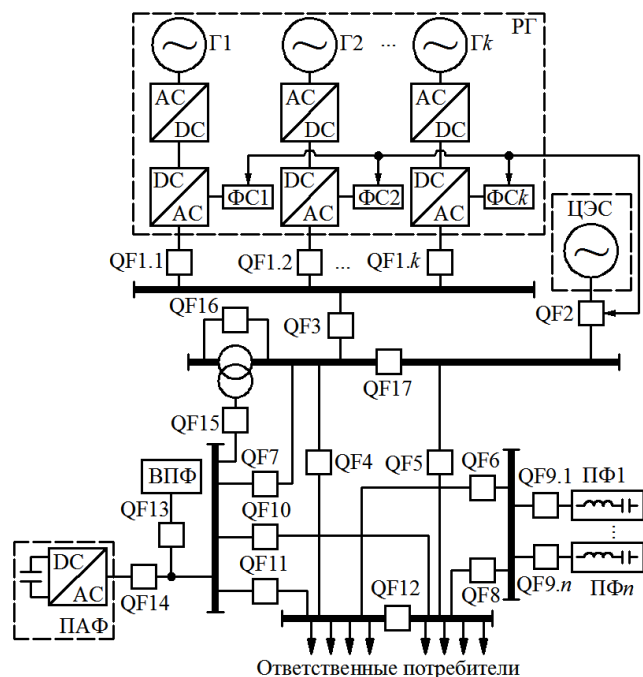


Рисунок 4.19 – Структура ЭТК комбинированного электроснабжения с АП и ФКУ

обмен измерительной информацией и фазовую синхронизацию относительно опорных величин. ЦЭС и РГ соединяются на общей шине, от которой получают питание ответственные потребители, при этом последние могут секционироваться (QF12) в зависимости от степени их ответственности в непрерывности и устойчивости технологического процесса и исходя из количества источников РГ, режима работы ЦЭС и количества накопленной электроэнергии. Коррекция ПКЭ осуществляется АП в виде ПАФ с выходным ПФ (ВПФ) и отдельно подключаемыми пассивными ФКУ (ПФ1...ПФn), при этом ПАФ и ФКУ подключены к отдельным шинам. Также в рамках данного ЭТК имеется возможность перевода ПАФ в режим ПСАФ за счет подключения ВДТ (QF15-16). ВПФ подключается в случае питания потребителей от РГ, когда внутреннее сопротивление питающей сети возрастает.

На рисунке 4.20 приведен алгоритм функционирования данного ЭТК.

Система РГ состоит из нескольких источников ( $G_1...G_k$ ), ЭТК каждого из них содержит АП (AD-DC и DC-AC) с системой управления, где содержится блок фазовой синхронизации (ФС1...ФСk) на основе принципа ФАПЧ.

При комбинированном режиме электроснабжения фазовая синхронизация осуществляется относительно опорных величин со стороны ЦЭС. В режиме автономного электроснабжения от РГ при синхронизации параметры какого-либо источника ( $G_1...G_k$ ) принимаются за опорные. Блоки ФС1...ФСk осуществляют

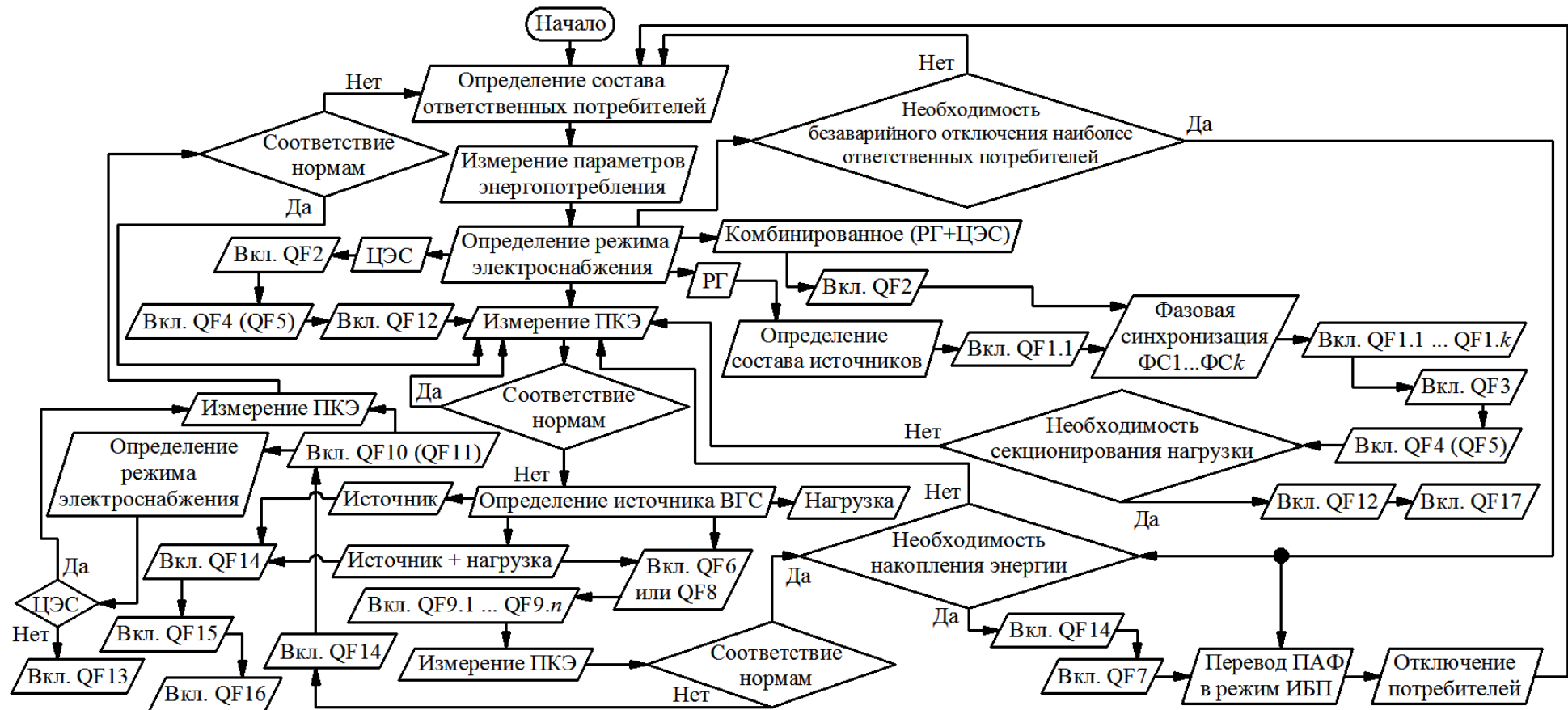


Рисунок 4.20 – Алгоритм функционирования ЭТК комбинированного электроснабжения с АП и ФКУ

В аварийных режимах при отказе всех источников энергия накопительного конденсатора ПАФ тратится на безаварийное отключение наиболее ответственных технологических потребителей при их наличии, при этом ПАФ переводится в режим ИБП. Таким образом, в рамках структуры, приведенной на рисунке 4.20, ЭТК с АП и ФКУ выполняют следующие функции: коррекция ПКЭ при различных режимах электроснабжения; синхронизация параллельной работы централизованных и автономных источников; накопление электроэнергии; обеспечение бесперебойного электроснабжения для безаварийного отключения наиболее ответственных технологических потребителей.

Также необходимо рассматривать возможность непосредственного использования ЭТК РГ в качестве систем коррекции ПКЭ. При таком подходе необходимо учитывать следующие основные факторы: тип и располагаемая мощность источника РГ, характер

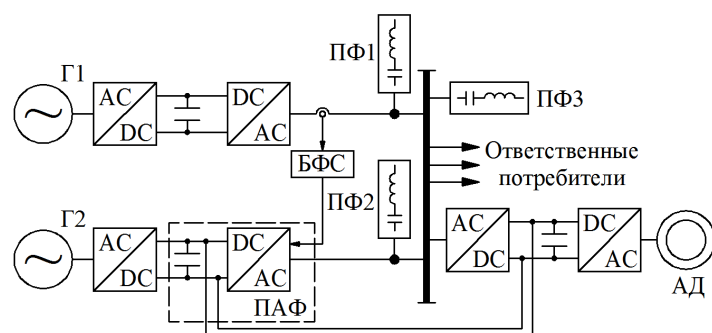


Рисунок 4.21 – ЭТК РГ на примере двух источников с АП и ФКУ

подключенной нагрузки, ПКЭ со стороны источника и нагрузки. На рисунке 4.21 приведена подобная структура на примере двух источников.

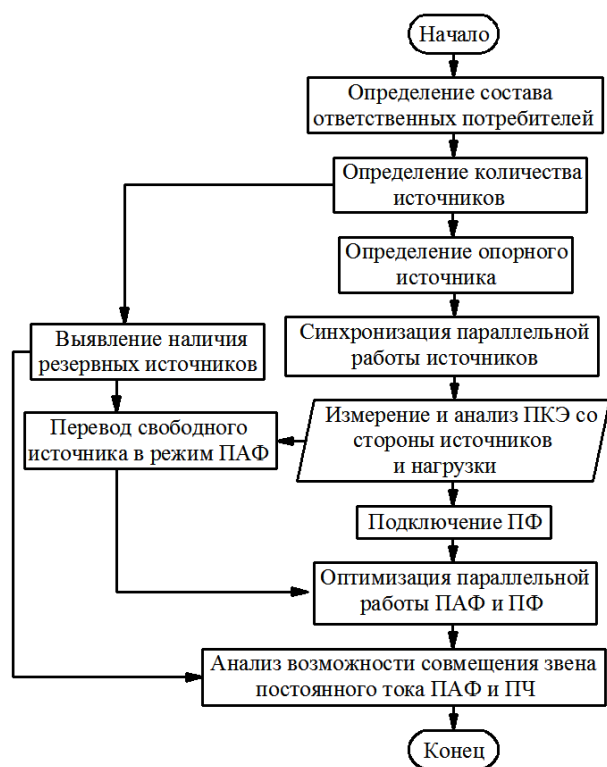
Первый из двух генераторов (Г1 и Г2) является опорным источником, относительно которого осуществляется синхронизация параллельной работы

(блок фазовой синхронизации БФС) второго генератора. На выходе инверторов обоих генераторов устанавливаются ПФ (ПФ1 и ПФ2), для компенсации ВГС на выходе источников. В случае наличия ЦЭС фазовая синхронизация осуществляется относительно нее, также, если энергии одного из источников достаточно для электроснабжения ответственных технологических потребителей, ЭТК второго источника, включая инвертор и накопительный конденсатор, может быть использован в режиме ПАФ для дополнительной коррекции ПКЭ, если эффективности ПФ3, установленного со стороны нагрузки, не достаточно. Также, при незначительном удалении ответственных технологических потребителей от источников, что является ключевой особенностью систем РГ, звено постоянного тока ПАФ и ПЧ от какого-либо потребителя может быть общим [42, 43, 244-246, 360, 364].

Результаты исследований [244-246, 360, 364] показывают эффективность и целесообразность совмещения звена постоянного тока ПЧ и ПАФ с целью снижения

массогабаритных показателей последнего и возможности его перевода в режим ИБП. Также данный комплекс по сравнению с существующими аналогами [244-246, 360, 364] осуществляет фазовую синхронизацию разнотипных источников за счет системы ФАПЧ, которая интегрирована в большинство систем управления силовыми преобразователями.

Таким образом, ЭТК, приведенный на рисунке 4.21, реализует следующие функции: гарантированное и бесперебойное питание ответственной НН; фазовую синхронизацию параллельной работы нескольких источников РГ; активную и пассивную коррекцию ПКЭ за счет возможности использования ЭТК одного из



источников в качестве ПАФ. Работа ЭТК рисунка 4.21 может осуществляться в соответствии с алгоритмом, приведенным на рисунке 4.22. Структуры ФАПЧ, приведенные в главе 3, рассматривались с точки зрения синхронизации компенсационных сигналов ПАФ при компенсации ВГС, аналогичный принцип закладывается и в синхронизацию параллельной работы генераторов [360, 364].

При этом выходной ток ПАФ будет являться синхронизирующим током, обеспечивающим эффективную параллельную работу РГ с учетом его использования в качестве средства повышения КЭ

генераторов. Структура ФАПЧ, приведенная на рисунке 4.23, для

данного случая аналогична представленным в главе 3. При необходимости синхронизации параллельной работы двух генераторов Г1 и Г2, напряжения на выходе которых соответственно:

$$u_1 = U_{m1} \sin(\omega_1 t + \varphi_1),$$

$$u_2 = U_{m2} \sin(\omega_2 t + \varphi_2),$$

параметры одного из них необходимо принять за опорные.

При синхронизации генератора Г2 с Г1 параметры последнего являются опорными. В этом случае входным сигналом для ФД является напряжение генератора Г2:

$$u_2 = U_{m2} \sin(\omega_2 t + \varphi_2),$$

а опорными величинами служат  $\omega_1$  и  $\varphi_1$ .

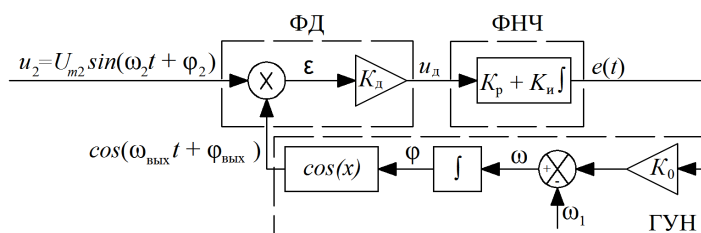


Рисунок 4.23 – Структура ФАПЧ для синхронизации параллельной работы автономных источников (ГУН – генератор управляемый напряжением, ФНЧ – фильтр низких частот, ФД – фазовый детектор,  $K_d$  – коэффициент усиления ФД,  $K_p$ ,  $K_i$  – коэффициенты усиления ФНЧ,  $\omega_1$  – заданная (опорная) частота;)

На выходе ГУН генерируется сигнал:

$$u_{\text{ГУН}} = \cos(\omega_c t + \varphi_{\text{вых}}), \quad (4.9)$$

где  $\omega_c = \omega_1$ ,  $\varphi_{\text{вых}} = \varphi_1$  при условии идеальной синхронизации с нулевой погрешностью.

Начальная фаза сигнала на выходе ГУН определяется следующим образом:

$$\varphi_{\text{вых}} = K_0 \int e(t) dt, \quad (4.10)$$

а полная фаза ГУН:

$$\varphi = \omega_c t + \varphi_{\text{вых}} = \omega_c t + K_0 \int e(t) dt. \quad (4.11)$$

При этом мгновенное значение выходной частоты ГУН определяется как:

$$\omega(t) = \frac{d\varphi}{dt} = \omega_0 + K_0 e(t), \quad (4.12)$$

и является производной от полной фазы, а также пропорциональна текущему значению напряжения управления  $e(t)$  через коэффициент пропорциональности  $K_0$ . На рисунке 4.24 в качестве примера приведена зависимость мгновенного значения выходной частоты ГУН от напряжения управления  $e(t)$  [342].

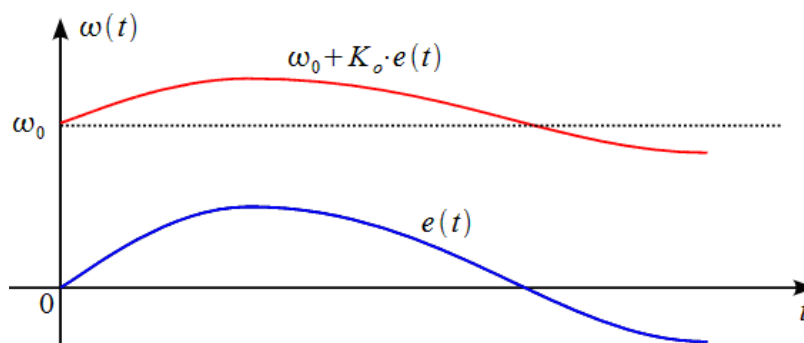


Рисунок 4.24 – Мгновенное значение выходной частоты ГУН

На выходе ФД формируется сигнал:

$$u_D = U_{m2} K_D \sin(\omega_2 t + \varphi_2) \cos(\omega_c t + \varphi_{\text{ВЫХ}}) = \frac{U_{m2} K_D}{2} [\sin((\omega_2 + \omega_c)t + \varphi_2 + \varphi_{\text{ВЫХ}}) + \sin((\omega_2 - \omega_c)t + \varphi_2 - \varphi_{\text{ВЫХ}})] \quad (4.13)$$

При условии, что  $\omega_c = \omega_2$ :

$$u_D \approx \frac{U_{m2} K_D}{2} [\sin(2\omega_2 t + \varphi_2 + \varphi_{\text{ВЫХ}}) + \sin(\varphi_2 - \varphi_{\text{ВЫХ}})] \quad (4.14)$$

При условии, что  $\omega_2 = \omega_1$ ,  $\sin(\varphi_2 - \varphi_{\text{ВЫХ}}) \approx \varphi_2 - \varphi_{\text{ВЫХ}}$ , и выражение (4.13) имеет вид:

$$u_D \approx \frac{U_{m2} K_D}{2} [\sin(2(\omega_2 t + \varphi_2)) + (\varphi_2 - \varphi_{\text{ВЫХ}})] \quad (4.15)$$

Структура системы управления ПАФ, функционирующего в составе ЭТК со структурой, указанной на рисунке 4.21, приведена на рисунке 4.25.

Измерение параметров опорного источника включает в себя определение номинального напряжения, его частоты и начальной фазы. Блок идентификации нагрузки функционирует на основе фазовых преобразований  $d-q$  в операторной форме [376, 384]:

$$\begin{bmatrix} u_{d1}(p) \\ u_{q1}(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ndd}(p) & Z_{ndq}(p) \\ Z_{nqd}(p) & Z_{nqq}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{nd1}(p) \\ i_{nq1}(p) \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} u_{d2}(p) \\ u_{q2}(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ndd}(p) & Z_{ndq}(p) \\ Z_{nqd}(p) & Z_{nqq}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{nd2}(p) \\ i_{nq2}(p) \end{bmatrix}, \quad (4.16)$$

где индексами 1 и 2 обозначены составляющие токов нагрузки и напряжений сети, полученные по результатам двух измерений.

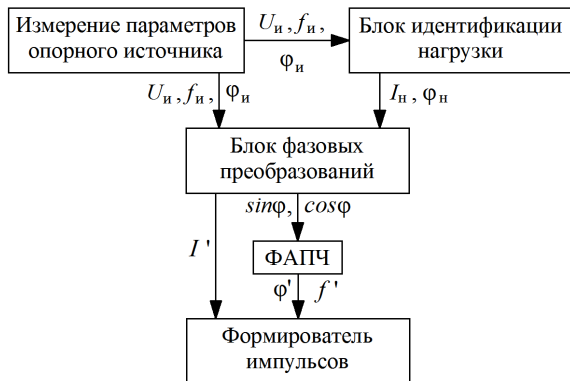


Рисунок 4.25 – Структура системы управления ПАФ в составе ЭТК комбинированного электроснабжения

Составляющие сопротивления нагрузки в  $d-q$  координатах на основе соотношений (4.16) определяются следующим образом [376, 384]:

$$\begin{bmatrix} u_{d1}(p) \\ u_{q1}(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ndd}(p) & Z_{ndq}(p) \\ Z_{nqd}(p) & Z_{nqq}(p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{d1}(p) & u_{d2}(p) \\ u_{q1}(p) & u_{q2}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{nd1}(p) & i_{nd2}(p) \\ i_{nq1}(p) & i_{nq2}(p) \end{bmatrix}^{-1} \quad (4.17)$$

После преобразований (4.16)-(4.17) определяется величина задания по току нагрузки  $I_n$  вместе с его фазой  $\varphi_n$ . Блок фазовых преобразований совместно с ФАПЧ реализует выражения (4.9)-(4.15) для подстройки частоты и фазы выходного коррекционного тока ПАФ в соответствии с фазовыми соотношениями опорного источника и подключенной нагрузки.

#### 4.1.4. Математическое моделирование систем распределенной генерации с активными преобразователями и фильтрокомпенсирующими устройствами с общим звеном постоянного тока

Структура ЭТК с АП и ФКУ, а также общим звеном постоянного тока с ПЧ, принятая для исследования возможности бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей, представлена на рисунке 4.26 [242-244, 247-250, 360, 364].

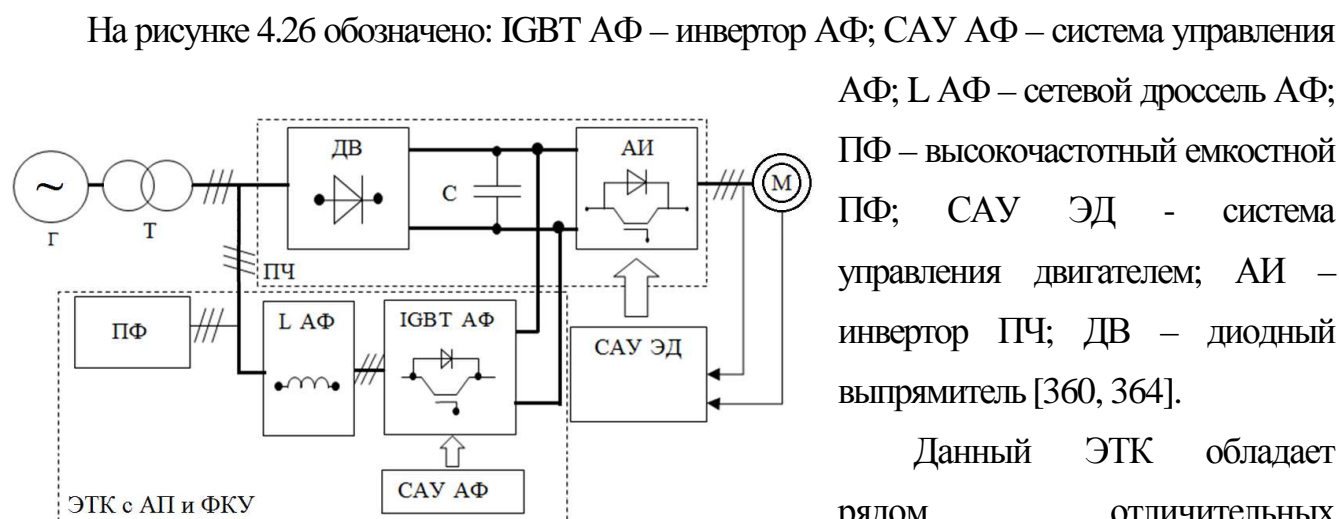


Рисунок 4.26 - Структурная схема ЭТК с АП и ФКУ с общим звеном постоянного тока

Данный ЭТК обладает рядом отличительных особенностей: входящий в его состав АФ имеет общее звено постоянного тока с ПЧ, что существенно сокращает стоимость подобного ФКУ, если сравнивать с имеющимися аналогичными ФКУ, обладающими собственным емкостным элементом для питания активной части. Таким образом, в таком ЭТК нет необходимости предварительной зарядки конденсатора в момент начала работы АФ; помимо активного ФКУ состав ЭТК дополнительно входит высокочастотный ПФ для подавления ВГС высокого порядка, которые могут появляться в составе компенсационного тока АФ из-за режима ШИМ, в котором работает инвертор [360, 364].

Теоретической базой построения алгоритма управления для разработанного ЭТК и его моделирования являются методы фазовых преобразований в  $\alpha$ - $\beta$  и  $d$ - $q$  координатах [360, 364].

Значение ширины зоны гистерезиса  $\pm \Delta N$  должно быть минимальным (большая частота коммутации релейного элемента) для обеспечения минимальной величины пульсаций тока на выходе автономного инвертора напряжения (АИН) ЭТК, снижения потерь в силовых ключах АИН, расширения диапазонов управления величиной тока и осуществления линеаризации релейного регулятора тока (РРТ). При этом, частота

управляющих импульсов для силовых ключей АИН не должна в длительном режиме превышать критическое значение частоты, обусловленное минимальной длительностью коммутации силовых ключей АИН и их возможностью рассеяния мощности потерь коммутации [16, 42, 43, 360, 364]. Для эффективной настройки РРТ необходимо определить режим их работы с точки зрения максимально-допустимой частоты коммутации силовых элементов АИН ПАФ и определить закономерность между данным режимом и величиной ширины зоны гистерезиса [16, 42, 43, 360, 364].

Разработана математическая модель ЭТК, параметры которой подобраны с учетом подключенного частотно-регулируемого электропривода с алгоритмом векторного управления [21], а также наличия системы РГ в качестве основного источника. В качестве алгоритма функционирования активной части ЭТК приняты фазовые преобразования токов и напряжений компенсируемой сети с применением системы ФАПЧ. Пассивная часть ЭТК выполнена в виде резистивно-емкостного ПФ, настроенного на ослабление ВГС высоких частот, для повышения эффективности работы активной части и возможности снижения ее массогабаритных показателей [16, 42, 43, 360, 364].

В результате моделирования ЭТК имитировался режим торможения, по результатам которого выявлено, что система управления ЭТК позволяет осуществлять рекуперацию тормозной энергии в СЭС или в промежуточные накопители для дальнейшего использования при их наличии. Графики переходных процессов при моделировании ЭТК приведены на рисунках 4.27 и 4.28 [42, 43, 360, 364].

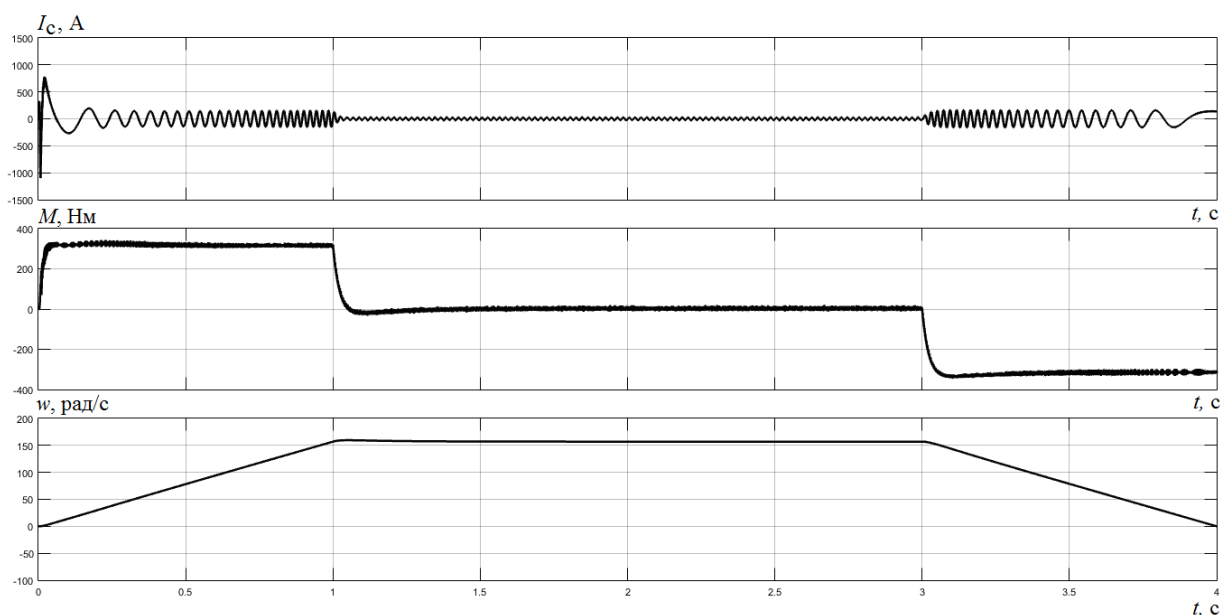


Рисунок 4.27 - Динамические характеристики АД в режиме торможения (ток статора  $I_s$ , момент на валу  $M$ , скорость вращения  $\omega$ )



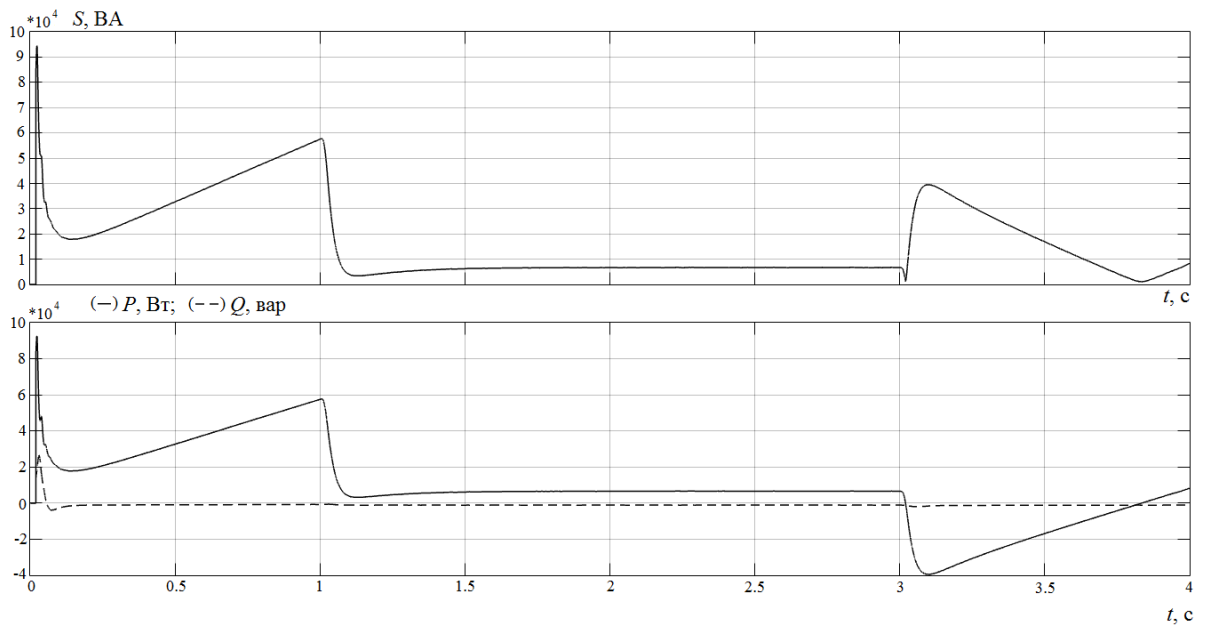


Рисунок 4.28 – Энергетические характеристики АД в режиме торможения (активная  $P$ , реактивная  $Q$  и полная  $S$  мощности, потребляемые АД)

Также в процессе математического и имитационного моделирования проведен анализ работы ЭТК при КЗ на входе ДВ ПЧ для оценки возможности ПАФ работать в режиме ИБП на время ликвидации замыкания и восстановления штатного режима электроснабжения.

На рисунке 4.29 представлена разработанная имитационная модель исследования КЗ на 6-пульсном ДВ [42, 43, 360, 364].

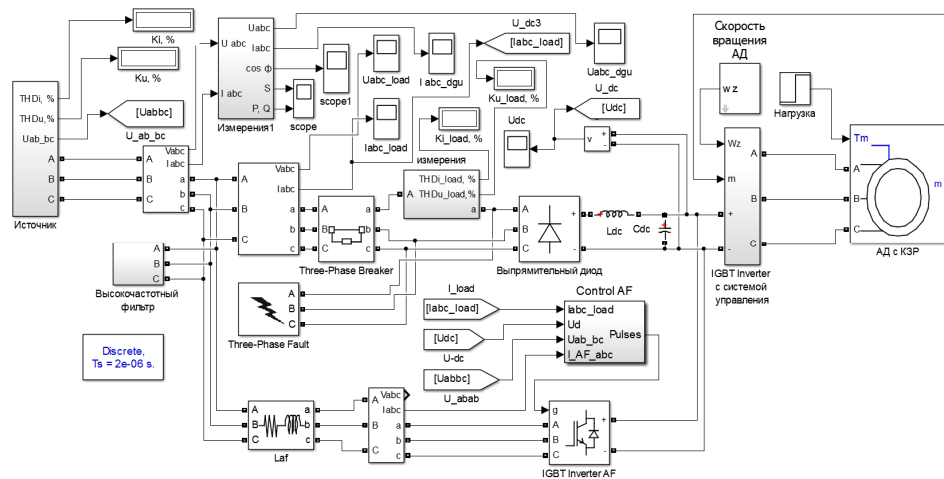


Рисунок 4.29 - Имитационная модель ЭТК с АП и ФКУ с общим звеном постоянного тока при КЗ на ДВ

По результатам моделирования установлено, что подобный ЭТК способен осуществлять питание АД через общее звено постоянного тока. Питание АД осуществляется через ПАФ, при этом в звене постоянного тока поддерживается

заданный уровень напряжения, что обеспечивает устойчивую работу АД. На рисунках 4.30-4.32 приведены осциллограммы фазного напряжения на АД, уровня напряжения в общем звене постоянного тока ПЧ и динамические характеристики АД [42, 43, 360, 364].

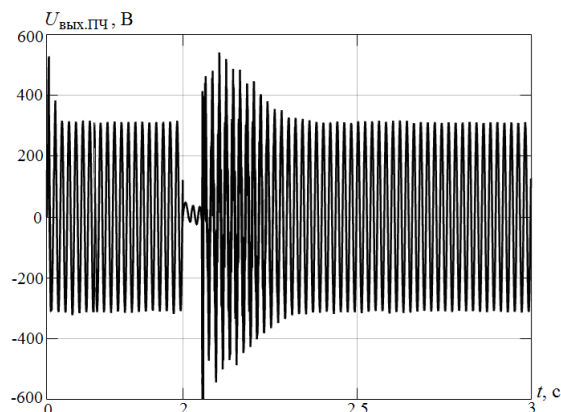


Рисунок 4.30 - Осциллограмма напряжения на выходе ПЧ

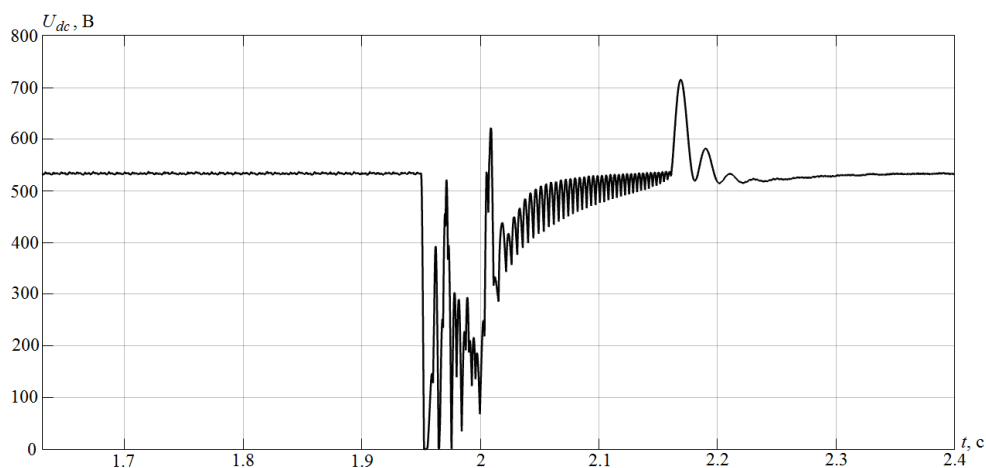


Рисунок 4.31 - Напряжение в звене постоянного тока на обкладках конденсатора

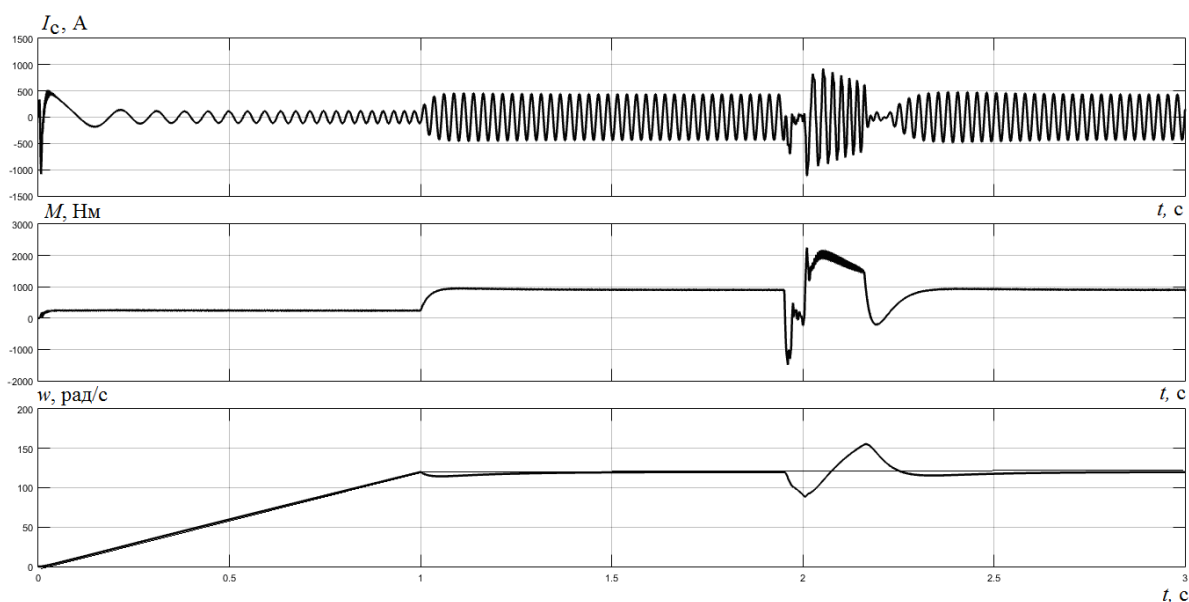


Рисунок 4.32 - Динамические характеристики АД при возникновении КЗ со стороны питающей сети (ток статора  $I_c$ , момент на валу  $M$ , скорость вращения  $\omega$ )

Полученные по результатам имитационного моделирования осциллограммы показывают теоретическую возможность предложенного ЭТК с АП и ФКУ функционировать в режиме ИБП при возникновении аварийных режимов в сети. Длительность провала напряжения в звене постоянного тока ПЧ составляет не более 0,25 с (см. рисунок 4.30), при этом на выходе ПЧ аналогичный провал имеет длительность менее 0,1 с (см. рисунок 4.31), что является допустимым режимом для ПЭД ЭЦН нефтедобычи согласно результатам исследований [42, 43, 360, 364] с точки зрения возможного нарушения устойчивости их работы. Однако, полученные динамические характеристики (см. рисунок 4.32) показывают нарушение устойчивой работы АД в течение более 0,25 с., что в реальности может привести к тяжелым последствиям [42, 43, 360, 364].

Для более эффективной реализации функции ИБП необходима дополнительная настройка и совершенствование системы управления ЭТК с АП и ФКУ в части повышения эффективности регулирования напряжения накопительного конденсатора для минимизации величины и длительности провала напряжения на нем при КЗ со стороны питающей сети. Однако, для безаварийного завершения ответственных технологических процессов и отключения наиболее ответственных потребителей за минимально возможное время показатели выявленных динамических характеристик ЭТК находятся на приемлемом уровне [42, 43, 360, 364].

## **4.2. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы управления электроснабжением**

Использование автоматизированных систем управления электроснабжением (АСУ ЭС) предприятия позволяет существенно сократить энергетические потери за счет повышения общей эффективности процессов контроля состояния (мониторинга) и управления энергетическими ресурсами и подсистемами. Экономический анализ результатов внедрения АСУ ЭС предприятий показал, что стоимость окупаемости таких систем составляет не более трех лет [329-334, 358].

Для всех без исключения отраслей промышленности, СЭС играет особую роль и непосредственно участвует в производстве основных видов продукции. Более того, часть

основных продуктов сама является потребительским сырьем для СЭС, создавая уникальный энергетико-производственный цикл (см. рисунок 4.33), характерный для промпредприятий.

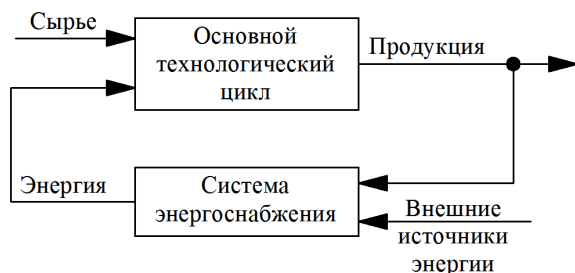


Рисунок 4.33 - Структура энергетико-производственного цикла предприятия

Таким образом, энергетическую систему промышленного предприятия следует рассматривать как непосредственного участника производственного процесса, оказывающего существенное влияние на функционирование основного технологического цикла. Нарушение работы отдельных звеньев СЭС приводит к нарушению или полной остановке производственных процессов и к значительным экономическим потерям. Промышленные СЭС имеют большую капиталоемкость, что предъявляет высокие требования к системам управления, на основе технико-экономического анализа процессов и особенностей производства, преобразования и потребления энергетических ресурсов. Качество управления промышленной СЭС определяется достижением требуемых значений показателей эффективности всего промышленного производства, включая показатели режимов энергообеспечения и энергопотребления, которые непосредственно связаны с ПКЭ и уровнем ЭМС. В связи с этим, задачи, стоящие перед системой управления СЭС (СУ СЭС), необходимо решать во взаимосвязи с задачами, решаемыми основным производством. В соответствии с этим,

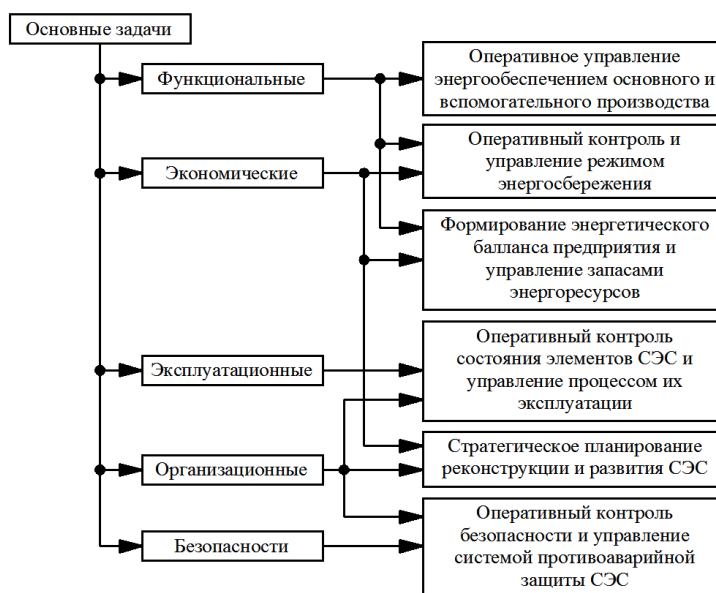


Рисунок 4.34 - Структурирование основных задач, стоящих перед системой управления СЭС

рассмотрим основные задачи, стоящие перед СУ СЭС (см. рисунок 4.34) [329-334].

На рисунке 4.34 представлены лишь наиболее значимые задачи, решаемые системой управления СЭС. При этом стрелки указывают только наиболее явные классификационные отношения. На практике большинство задач оказывается в той или иной степени взаимосвязанными. Так, например, решение всех приведенных на рисунке задач обязательно оказывается в

сфере интересов экономического или организационного управлений, решение задач

функционального управления нельзя рассматривать в отрыве от вопросов эксплуатации или задач обеспечения безопасности и т.п., что не допускает однозначной и строгой структуризации по всем ключевым показателям. Таким образом, промежуточный вывод из приведенного анализа состоит в том, что эффективное управление промышленной СЭС подразумевает тесную взаимосвязь решения большого класса многофакторных и взаимосвязанных задач по оптимизации процессов. К ним относятся задачи сокращения затрат на энергетическое обеспечение производства, повышения коэффициента полезного действия использования энергии, повышение КЭ, повышение обоснованности плановых и оперативных решений, снижения уровня малорентабельных капитальных вложений и эксплуатационных издержек за счет принятия научно обоснованных оптимальных решений.

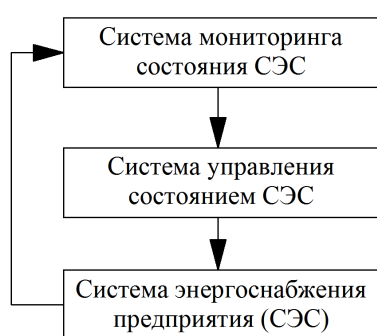


Рисунок 4.35 - Общая структура процесса управления СЭС

Получение эффективного решения поставленных выше взаимосвязанных задач, а также повышение эффективности СЭС предприятия на основе совершенствования ее АСУ предполагает создание соответствующей управляющей структуры, описываемой классической теорией управления и представленной на рисунке 4.35 [329-334].

Приведенная структура отражает лишь самые общие связи и не несет специфики, обусловленной особенностями объекта управления (СЭС) или степенью автоматизации процесса управления. Назначение представленного рисунка состоит в уточнении места и роли уже существующих автоматизированных систем управления СЭС предприятия, описанных ниже. Данная структура применима для всех видов СЭС: централизованных, автономных и комбинированных. В данную структуру должны быть интегрированы все участники энергетических процессов, происходящих в СЭС и оказывающих влияние на показатели эффективности ее функционирования, включая ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ.

#### ***4.2.1. Структурная модель аналитической автоматизированной системы управления энергоснабжением предприятия***

В общем случае система управления СЭС МСК формируется в соответствии с кибернетической моделью системы управления, приведенной на рисунке 4.35. Если

рассматривать СЭС в качестве кибернетической системы, необходимо выделить ее основные свойства: структурированность, целостность, а также целенаправленность.

Целостность подразумевает возможность СЭС быть выделенной из какой-либо среды взаимодействия без нарушения режима взаимодействия СЭС с этой средой. Ярким примером подобной среды является технологический процесс [329-334].

Структурированность дает возможность разделять исходную систему на подсистемы, которые имеют определенные связи между собой [329-334].

Целенаправленность определяет цель, на достижение которой направлена рассматриваемая система, в данном случае промышленная СЭС [329-334].

С точки зрения кибернетики система может быть представлена в следующей форме [329-334]:

$$S = \{U, X, Y\}, \quad (4.18)$$

где  $U = \{u\}$  - совокупность входных воздействий,  $X = \{x\}$  - совокупность состояний системы,  $Y = \{y\}$  – совокупность выходных воздействий. Исследуемая система будет называться динамической, если ее особенности ее работы изучаются с точки зрения изменений ее состояния во временном диапазоне:  $S : \{X\} = \{x : T \rightarrow X\}$  ( $T$  - временной интервал) [319-324].

С учетом переменной структуры изучаемой системы, что является характерным для промышленных СЭС, выражение (4.18) примет следующий вид [329-334]:

$$S = \{A, R, U, X, Y, G\}. \quad (4.19)$$

Компоненты  $\{A, R\}$  определяют структуру системы, а  $\{U, X, Y\}$  - характер ее работы, при этом  $A$  – образует совокупность элементов изучаемой системы;  $R$  - матрица отношений между элементами рассматриваемой системы, определенными на  $A$ ;  $G$  - матрица отношений между подмножествами  $A$  и  $X$  [329-334].

Соотношение (4.19) позволяет осуществить классификацию СЭС промышленного предприятия как кибернетической системы. Таким образом, промышленную СЭС следует рассматривать как открытую, активную техническую систему с множественным входом и выходом. С точки зрения постоянного развития и совершенствования СЭС является системой с переменной структурой. Однако для широкого класса задач управления, локализованных на ограниченном временном интервале, оказывается вполне приемлемым упрощенный подход, основанный на допущении о временном постоянстве структуры СЭС. В качестве входных воздействий необходимо

рассматривать режимы энергообеспечения: от ЦЭС, от системы РГ, параллельно от ЦЭС и РГ (комбинированный режим); ПКЭ от различных источников и нагрузки, установленная и располагаемая мощность автономных источников. Состояние СЭС в первую очередь характеризуется состоянием коммутационной аппаратуры, количеством подключенной ЛН и НН, уровнем загрузки СТ, а также режимом энергообеспечения (количество и вид источников). В качестве выходных воздействий могут выступать режим потребления реактивной мощности, степень влияния НН на ПКЭ сетевого напряжения, параметры режима напряжения распределительной сети [329-334].

Достаточно очевидно, что СЭС является строго динамической системой. При этом наличие множества не полностью контролируемых возмущающих воздействий  $v(t)$ , обусловленных различными (в том числе и неявными) факторами влияния, приводит к возникновению стохастической компоненты как в измерительной информации  $Z=\{z(t)\}$ , так и в самом векторе состояния СЭС  $x(t)$ . Таким образом, СЭС следует рассматривать как динамическую систему со стохастическим характером. В соответствии с множеством  $G$  системы разделяются на регулярные и нерегулярные. В рамках настоящих исследований принимается допущение о регулярности СЭС, как объекте управления [329-334].

В качестве управляющей системы выступает СУ энергоснабжения, позволяющая поддерживать заданный (требуемый) режим работы отдельных подсистем СЭС и всей системы энергоснабжения в целом путем формирования и реализации временной последовательности управляющих воздействий  $(u_1, u_2, \dots, u_r)$ . Решение указанной задачи является необходимым с точки зрения выполнения СУ СЭС возложенных на нее функций. В то же время, в ряде случаев оказывается возможным формирование управлений  $u^* = (u_1^*, u_2^*, \dots, u_r^*)$ , позволяющих получить наилучший результат в рамках используемого показателя эффективности и заданных ограничений. В этом случае имеет место процесс оптимального управления [329-334].

Основой для формирования управляющих решений служит, с одной стороны, нормативная (плановая, директивная) информация, определяющая требования к режиму функционирования СЭС, а с другой стороны – информация о текущем состоянии СЭС, описываемая вектором состояния (или фазовым вектором)  $x=(x_1, x_2, \dots, x_m)$ . Рассогласование между текущим и нормативным состояниями СЭС  $x_0=(x_1, x_2, \dots, x_m)_0$  определяется на основе некоторой априорно выбранной метрики  $\mu(x, x_0)$  и служит исходными данными для формирования управляющих решений  $d[\mu(x, x_0)]$  и отвечающих им управляющих воздействий  $u\{d[\mu(x, x_0)]\}$  [329-334].

Функциональная схема АСУ СЭС представлена на рисунке 4.36 [329-334].

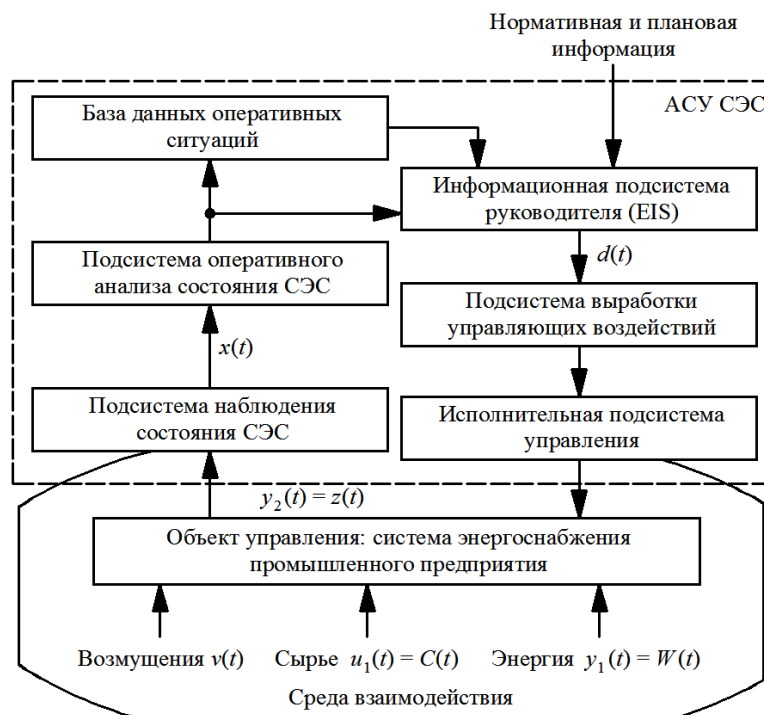


Рисунок 4.36 - Функциональная структура АСУ СЭС

Объектом управления является промышленная СЭС, которая является сложной многопараметрической системой, включающей в себя разнотипные взаимосвязанные элементы. При этом текущее состояние СЭС представляется в виде вектора  $x(t)$  размерности  $\langle 1:m \rangle$ . Смена состояния СЭС определяется входными воздействиями  $u(t)$ , в качестве которых выступают потоки энергии от ЦЭС или РГ, какие-либо информационно-управляющие воздействия, управляемые и неуправляемые возмущения или ЭМП различной природы, например ВГС тока и напряжения, провалы и отклонения напряжения, а также климатические факторы ( $v(t)$ ). В качестве выходных реакций СЭС выступают электроэнергетические процессы и явления, возникающие и управляемые самой СЭС, а также информационно-измерительные потоки  $z(t)$ , характеризующие режим работы и состояние СЭС  $x(t)$  [329-334].

В соответствии со структурой кибернетической модели на рисунке 4.35 АСУ СЭС по функциональному признаку следует разделить на следующие подсистемы: управления и мониторинга. При этом последняя также разделяется на подсистему наблюдения, оперативного анализа, а также хранения информации. В процессе наблюдения осуществляется сбор всей необходимой измерительной информации, характеризующей режимы работы СЭС, которая анализируется и обрабатывается для последующего хранения в форме баз данных оперативных ситуаций [329-334].



Подсистема управления также включает в себя следующие подсистемы: выработки управляющих воздействий, исполнительной подсистемы управления, а также информационной подсистемы руководителя [329-334].

Для того, чтобы получить динамическую картину развития ситуации, необходимую для выработки корректных решений, необходимо дополнительно перерабатывать огромные массивы ретроспективных данных. Количество значимых факторов влияния, непосредственно или косвенно воздействующих на основные тенденции достигает от нескольких десятков до сотен единиц. При этом сами факторы оказываются в сложных нелинейных и во многих случаях неявных взаимозависимостях [329-334].

Таким образом, наиболее слабым звеном приведенной структуры построения АСУ явилось отсутствие эффективной автоматизированной системы поддержки принятия решения. Попытки решения данной проблемы привели к возникновению нового класса информационных технологий – аналитических [329-334].

Переход от традиционной системы автоматизированного управления СЭС к аналитическим АСУ (ААСУ) с более высоким уровнем формирования информационно-управляющих воздействий и взаимодействий между элементами различного функционального назначения, включая ЭТК ФКУ с АП требует решения важных научных и практических задач.

Функциональная схема ААСУ приведена на рисунке 4.37. Сравнивая функциональные схемы, представленные на рисунках 4.36. и 4.37., можно видеть, что принципиальным отличием ААСУ от традиционной операционной АСУ является наличие АСППР. Элементы такой подсистемы существовали и в операционной АСУ, однако, их функции были ограничены задачей визуализации и представления оперативных данных. В частности, в системе автоматизированной диспетчеризации, разработанной фирмой ALSTOM, предусматривалась возможность просмотра кривых, описывающих эволюцию ряда технологических параметров СЭС предприятия [233-238, 329-334].

В ААСУ блок АСППР является функциональным и предназначен для формирования готовых вариантов прогностических решений. Здесь важно сделать два замечания.

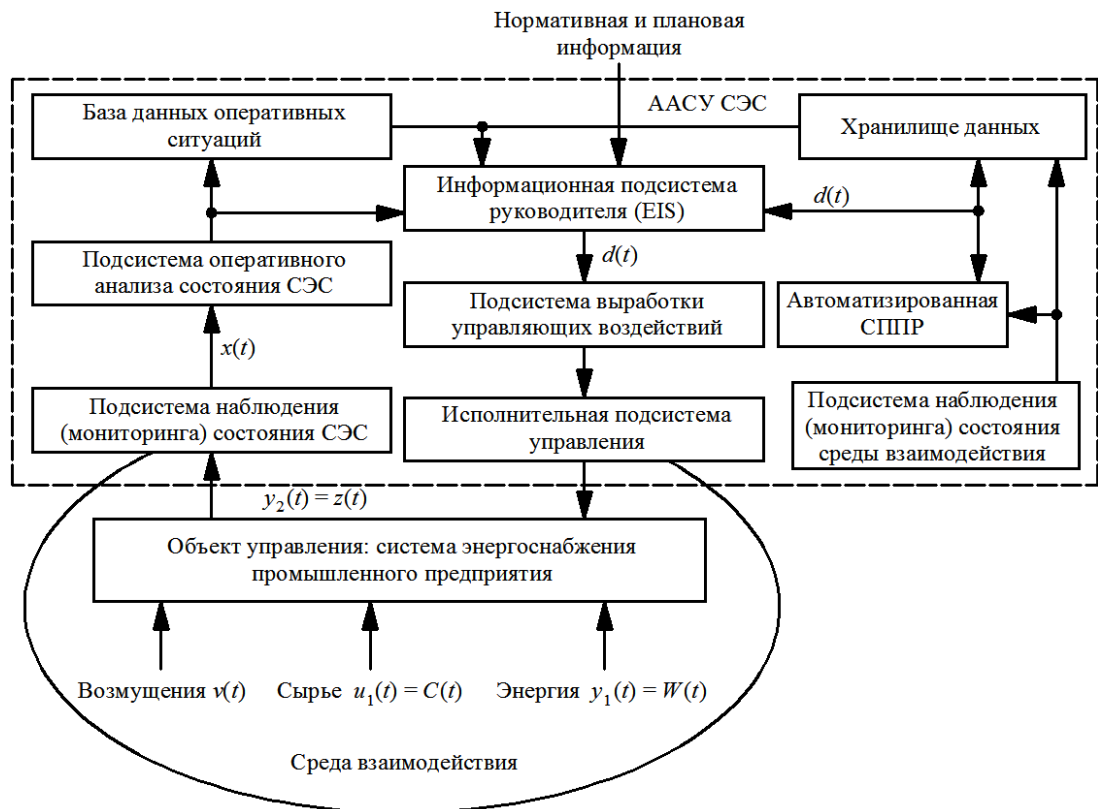


Рисунок 4.37 - Функциональная схема ААСУ

Во-первых, решения АСППР являются законченными продуктами и служат основой для однозначного формирования соответствующих информационно-управляющих воздействий. Однако данные решения не являются финальными. Окончательное решение по выбору управления в заданной ситуации остается в большинстве случаев за человеком. В многопараметрических многосвязных ситуациях необходимо учитывать и качественную информацию, что на данный момент не полностью доступно для современных средств вычислительной техники. Опыт и интуиция лиц, принимающих решения (ЛПР), остается решающим звеном в выборе наиболее рациональных решений в сложных ситуациях [329-334].

Во-вторых, эффективное решения на управление всегда должно быть прогностическим, потому что окончательный выбор того или иного решения основан на прогнозировании результатов или последствий, к которому приведет реализация соответствующего управленческого решения. Отсюда возникает принципиальная необходимость в прогнозировании процессов развития производственных ситуаций, т.е. к формированию виртуальных прогностических сценариев эволюции состояния, каждый из которых определяется своим вариантом выбранного ЛПР решения [233-238, 329-334].

Следует заметить, что прогностика необходима и по другим соображениям. В частности, всегда следует иметь в виду, что исполнительные механизмы системы

управления являются инерционными звеньями. Следовательно, оптимальное управляющее решение должно носить опережающий (прогностический) характер и быть ориентировано на состояние СЭС и среды взаимодействия на момент времени, задержанный по отношению ко времени формирования решения [233-238, 329-334].

В качестве следствия из необходимости прогнозирования развития ситуации вытекает необходимость в решении спектра задач, связанных с анализом тенденций развития, выявлением скрытых факторов влияния, из взаимосвязей и взаимозависимостей. Решение данного класса задач на основе количественного анализа оперативных и ретроспективных данных средствами ЭВТ привело к возникновению новой научной методологии, получившей наименование интеллектуальный анализ данных (ИАД) [329-334].

Практическая реализация идеологии ИАД привела к необходимости разработки принципиально новых систем хранения информации (СХИ) [233-238, 329-334]. При этом ЛПП должны иметь всю необходимую информацию о режимах, параметрах работы и состоянии СЭС. Подобная информация хранится на серверах АСУ технологических процессов (АСУ ТП) или SCADA системах [233-238, 329-334].

#### ***4.2.2. Аналитические информационные системы управления энергообеспечением и энергопотреблением***

Основой аналитической информационной системы (АИС) является автоматизированная подсистема поддержки принятия решения (АСППР), задача которой формировать прогнозные варианты развития событий, варианты реализации сценариев управления на основе обработки и анализа больших массивов данных (Big Data) различными методами, включая методы нечеткой логики и прогнозирования. Отличительной особенностью АИС является комбинация в рамках одной структуры и системы разнотипных методов обработки данных на основе информационных технологий, а также вычислительной математики и статистики. Также перспективным является применение технологий нейронных сетей, эволюционного моделирования и генетических алгоритмов [233-238, 329-334].

На рисунке 4.38 приведена функциональная схема АИС, где отражены основные операции для эффективного управления СЭС при вариации различных факторов с учетом накопленного опыта и прогнозных моделей развития определенных сценариев. Подобная схема реализуется с помощью четырех основных принципов: историзма, системности, гибридного интеллекта, взаимодействия математических и информационных технологий.

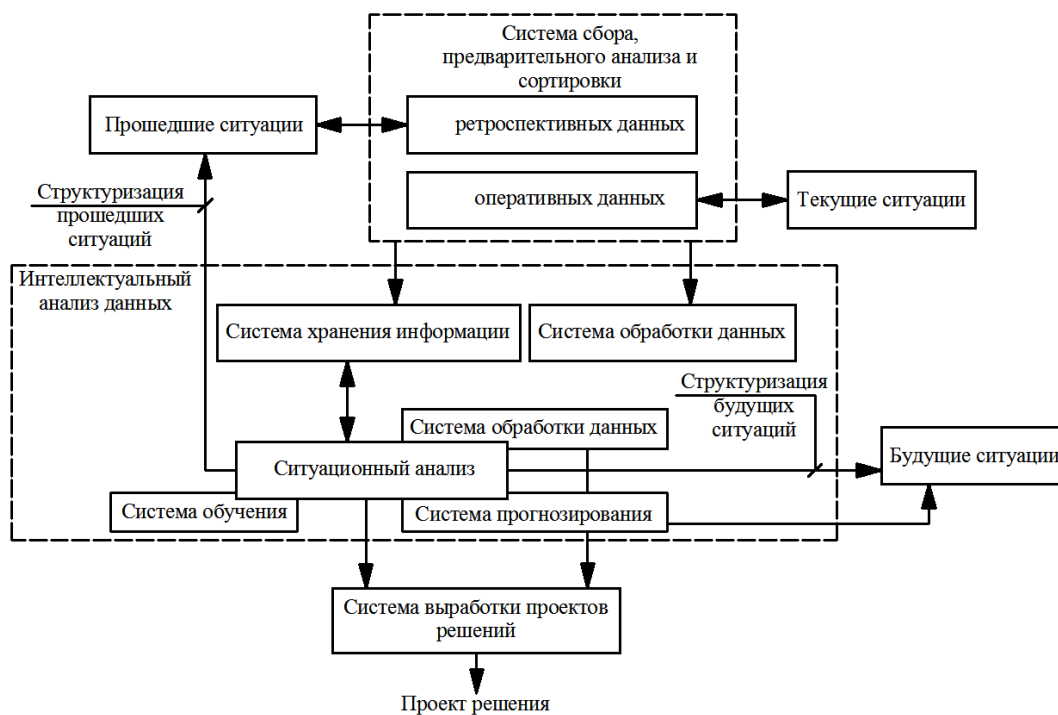


Рисунок 4.38 - Функциональная схема АИС

Принцип историзма заключается в использовании различного объема данных с разной глубиной хранения от нескольких дней до нескольких лет или десятилетий в зависимости от уровня используемых аппаратных технологий. На основе этих данных формируются варианты или сценарии решения конкретной задачи путем поиска прецедентов и анализа их структуры и характера. Подобный анализ также позволяет осуществить прогноз развития какой-либо ситуации, ненормального или аварийного режима СЭС, связанного в том числе с уровнем КЭ и ЭМС, а также наличием АП различного функционального назначения [233-238, 329-334].

Принцип системности подразумевает мониторинг, анализ и управление СЭС как системой, обладающей всеми необходимыми системными свойствами (целостностью, структурированностью, целенаправленностью и т.п.). В рамках данного принципа осуществляется создание и хранение базы данных, где отражены качественные и количественные изменения режима работы, параметров и состояния СЭС. Указанные базы данных также позволяют определить явные и скрытые закономерности, протекающие в СЭС и ее элементах, скрытые системные связи, степень значимости отдельных факторов для общего состояния СЭС [233-238, 329-334].

В основе принципа гибридного интеллекта лежит комбинация качественных экспертных оценок и заключений с методами компьютерного анализа больших и сверхбольших объемов данных. Таким образом, обработка информации человеком и

машиной дополняют друг друга и позволяют найти оптимальное решение в заданной ситуации с заданной совокупностью факторов [233-238, 329-334].

Принцип взаимодействия математических и информационных технологий необходим для формирования прогнозных оценок развития сложных ситуаций. Такое взаимодействие реализуется как между различными информационными и математическими технологиями, так и между различными математическими методами и моделями. Например, статистические методы применяются для оценки результатов использования нейросетевых технологий для прогнозов. В обратном случае методы кибернетики, основанные на эволюционном моделировании или нейросетевых технологиях, могут применяться для решения традиционных статистических задач регрессионного анализа.

Указанные принципы формируют методическую основу создания АИС для промышленных СЭС любой структуры, где, в том числе, присутствуют ФКУ с АП.

#### ***4.2.3. Формализованная постановка задачи аналитического управления энергосистемой предприятия***

Формализация задач аналитического управления энергосистемой предприятия достаточно сложна, поскольку применяемые в этом случае математические технологии являются весьма разнородными. В частности, формализация задач, решаемых средствами аналитических информационных технологий, реализуется на базе комбинации методов системного анализа и квалиметрии с учетом терминологии, используемой в концепции пространства состояний [233-238, 329-334].

Для этих целей необходимо рассмотреть кибернетическую модель объекта управления (ОУ)  $S$  вида (4.18), то есть модель, заданную в виде алгебраической структуры  $S = \{u, x, y\}$ . Примером такого ОУ может служить вся энергосистема промышленного предприятия или какая-то ее часть, например, подстанция, конкретный трансформатор или какой-либо распределительный пункт. Пусть текущее состояние ОУ (СЭС) описывается вектором  $x_{(1:m)} = (x_1, x_2 \dots x_m)^T$ , входные воздействия (энергетические ресурсы, управления, возмущения, помехи) - вектором  $u_{(1:U)} = (u_1, u_2 \dots u_U)^T$ , выходные (энергетические потоки, измерения параметров состояния, режим коррекции КЭ) - вектором  $y_{(1:Y)} = (y_1, y_2 \dots y_Y)^T$  (см. рисунок 4.39). При этом СЭС находится в определенной производственной среде  $M$  и с ней же и взаимодействует в непрерывном или дискретном режимах. Подобная среда может быть описана выражением, аналогичным (4.18), например  $M = \{u_M, x_M, y_M\}$  [233-238, 329-334].

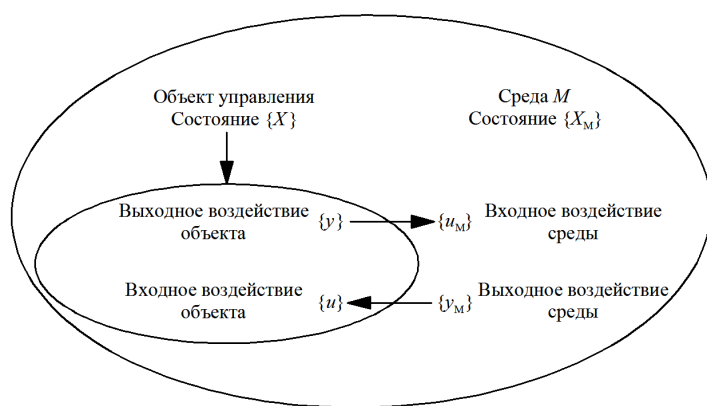


Рисунок 4.39 – Механизм взаимодействия объекта управления с производственной средой

Все множество факторов, которые не учитываются при анализе, но косвенно воздействующие на СЭС, целесообразно представить в виде векторов согласно следующему выражению:

$$v_{(1;\infty)} = \{x_{m+1}, \dots, \infty, u_{u1+1}, \dots, \infty\} = \{v_1, v_2, \dots, \infty\}$$

При этом вся совокупность факторов разделяется на три группы: известные факторы  $v_1$ , оказывающие непосредственное влияние на состояние

и режим работы СЭС, но отброшенные из-за априорных знаний об их низком уровне влияния на качество задач, решаемых СЭС; факторы  $v_2$ , оказывающие косвенное влияние на СЭС посредством производственной среды, а также факторы, которые не учитывались при моделировании по причине отсутствия исходных знаний о степени их влияния; факторы  $v_3$ , которые абсолютно неизвестны при моделировании СЭС [233-238, 329-334].

Например, ПКЭ, связанные с ВГС тока и напряжения, несимметрией источника и подключенной нагрузки, провалами и отклонениями напряжения сети формально относятся к группе факторов  $v_1$ , характер и степень влияния которых на режим работы и состояние СЭС и ее отдельных элементов известен в достаточной мере для моделирования и разработки АИС СЭС [233-238, 329-334].

В процессе управления СЭС АСППР должна анализировать текущую динамическую ситуацию, которая задается в виде  $S(t-T, t)$  и показывает текущее состояние СЭС на интервале  $(t-T, t)$ . Выбор таких ситуаций в многообъемных базах данных реализуется с помощью качественного и количественного принципа. В основе качественного принципа лежит технология гибридного интеллекта, а в основе количественного принципа – комбинирование информационных и математических методов [233-238, 329-334].

Таким образом, подобный анализ позволяет формализовать задачу аналитического управления СЭС промышленного предприятия с учетом текущего уровня КЭ и типа технических средств его повышения, включая ФКУ с АП.

Формирование решения  $d$  по управлению СЭС из некоего множества приемлемых решений  $\{D\}$  осуществляется исходя из максимального экономического и технического эффекта, который может быть описан в виде определенного качественного показателя  $Q[d]$ .

Сформированное решение представляется в виде  $d_1(I_1) \in \{D\}$  ( $I_1$  – текущая степень информированности), при этом  $Q(I_1)$  – достигаемый эффект от принятого решения. Если степень информированности стала выше  $I_2 > I_1$  по причинам выявления дополнительных данных или за счет применения АИТ, новый вариант решения  $d_2(I_2) \in \{D\}$  даст более высокий эффект  $Q(d_2) > Q(d_1)$ . При этом разность [233-238, 329-334]:

$$\delta Q = Q(d_2) - Q(d_1) \quad (4.20)$$

отражает уровень положительного эффекта, который дает применение АИС при управлении СЭС. В выражении (4.20) роль показателей эффективности могут играть уровень КЭ по отдельным ПКЭ, степень бесперебойности электроснабжения, величина коэффициента мощности, показатели надежности СЭС и т.д. Пусть имеется заданное количество известных факторов возмущения  $v_{<1;r>} = \{v_1, v_2, \dots, v_r\}$ , вектор, характеризующий состояние СЭС  $x_{1(1;m+r)} = (x_1, x_2, \dots, x_m, v_1, v_2, \dots, v_r)^T$  и матрица соответствия [233-238, 329-334]:

$$\tilde{F}(t) = \begin{pmatrix} F(t) & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & F_v(t) \end{pmatrix}$$

Тогда текущее состояние СЭС характеризуется выражением [233-238, 329-334]:

$$\dot{x}_1(t) = \tilde{F}(t)x_1(t) + \tilde{G}(t)w_1(t), \quad (4.21)$$

где  $w_1(t)$  – вектор системных шумов, а  $G(t)$  – соответствующая ему матрица.

Решением этого уравнения будут две кривые  $x_0(t)$  и  $x_{1_0}(t)$ , которые служат описанием текущей ситуации  $S(t_0-T, t_0)$ . Разница между полученными решениями описывается метрикой  $\mu$ , при этом, если ее значение меньше критического уровня  $\mu^*$ :  $\mu\{x_0(t), x_{1_0}(t)\} < \mu^*$ , то исходный вектор факторов  $\{v\}$  не является значимым для рассматриваемой ситуации. Если же  $\mu\{x_0(t), x_{1_0}(t)\} > \mu^*$ , нужны дополнительные исследования по выявлению степени значимости конкретных факторов [233-238, 329-334].

Характер влияния тех или иных факторов выявляется за счет закономерностей  $x = f(v, \delta, t)$ , при этом  $\delta = (\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_c)^T$  – вектор параметров, которые определяют форму кривой  $f$ . Подбор оценки вектора  $\delta$  должен быть таким, чтобы итоговый процесс  $x(t)$ , отражающий ситуацию  $S(t, t-T)$  максимально соответствовал вектору наблюдений  $\{z\}$ . Данная задача, как правило, решается путем регрессионного анализа [233-238, 329-334].

Методология реализации АИТ должна предусматривать возможность выявления характера скрытых зависимостей с заданной точностью и достоверностью на базе ретроспективного анализа предшествующих ситуаций и имеющихся прецедентов.

Также ключевым этапом является выявление характера взаимосвязи параметров СЭС и окружающей ее производственной среды путем проверки некоторой статистической гипотезы. Для этого необходимо определить коэффициент корреляции между рассматриваемыми параметрами. При этом в некоторых случаях такие взаимосвязи могут проявиться. В частности, степень влияния ПКЭ на срок службы электрооборудования является скрытой связью и момент ее проявления в большинстве случаев полностью непредсказуем [233-238, 329-334].

Формирование прогнозной оценки путей и сценариев развития той или иной ситуации играет важную роль при определении окончательных вариантов решения. В этом случае эффективным является применение моделирования временных рядов, на базе авторегрессии скользящего среднего. Дальнейшее интегрирование дает возможность учета нестационарности, но не позволяет реализовать быстрые качественные изменения в состоянии и режиме работы СЭС на прогнозируемом интервале [233-238, 329-334].

Необходимо учитывать влияние параметров КЭ и технических средств коррекции ПКЭ на характер явных и скрытых закономерностей, протекающих в СЭС, процесс формирования аналитических решений АИС и ААСУ СЭС и параметры управления энергообеспечением и энергопотреблением. Также необходима комплексная интеграция ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ в АИС и ААСУ СЭС как отдельно, так и в рамках централизованных и распределенных автоматизированных систем контроля и повышения КЭ [23].

#### **4.3. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы контроля и повышения качества электроэнергии и управления энергоресурсами**

Последние два десятилетия в РФ и во всем Мире характеризуются интенсивным развитием технологий и принципов РГ, а также комбинированных СЭС. Это обусловлено ужесточением требований к показателям энергосбережения и энергоэффективности, а также необходимостью снижения доли затрат на электроэнергию в суммарной стоимости промышленной продукции. Сейчас системы РГ являются наиболее эффективным дополнением к ЦЭС в случаях, если последние не способны обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения [1, 23] наиболее ответственных по критерию непрерывности технологического процесса потребителей. В [25-28] показано, что



существующий уровень надежности централизованных энергосистем РФ значительно ниже по сравнению с зарубежными аналогами, и приведение его в соответствие с международными стандартами потребует значительных экономических инвестиций.

Для обеспечения эффективной работы РГ как отдельно, так и в рамках комбинированных СЭС должны быть реализованы следующие основные технологии [1, 23]:

- непрерывный мониторинг и контроль уровня (степени) использования энергоресурсов РГ (ПНГ, ветра и солнца);
- контроль и повышение КЭ различными техническими средствами, включая ФКУ с АП;
- синхронизация параллельной работы источников в рамках РГ или ЦЭС с РГ в рамках комбинированных СЭС;
- адаптивность ЭТК РГ и комбинированной СЭС к степени вариации параметров графиков электрических нагрузок и режимов энергопотребления.

При этом должны учитываться степень и характер влияния явных и скрытых закономерностей на параметры функционирования систем РГ и комбинированных СЭС. В абсолютном большинстве случаев такими закономерностями являются [1, 23]:

- влияние режимом энергообеспечения и энергопотребления на ПКЭ;
- пусковые характеристики ЭМК различного назначения;
- влияние ненормальных и аварийных режимов (повреждений) на параметры энергообеспечения и энергопотребления.

В качестве примера интеграции ФКУ с АП в АСУ СЭС на рисунке 4.40а приведена структура СЭС на базе РГ, куда интегрирована интеллектуальная система мониторинга степени использования энергетических ресурсов РГ для контроля процессов генерации, распределения и потребления электроэнергии. Данная система также способна осуществлять сбор и анализ информации об уровне значимости ключевых факторов, степени влияния явных и скрытых закономерностей на энергетические процессы и ПКЭ. Это дает возможность в реальном масштабе времени создавать требуемые информационно-управляющие воздействия [1, 21, 23] для отдельных элементов СЭС различной структуры согласно величинам параметров текущих режимов энергопотребления и энергообеспечения. Во все упомянутые операции вовлечено техническое средство повышения КЭ, в роли которого может выступать ФКУ с АП различной конфигурации. При этом ФКУ с АП должно иметь переменную структуру, которая будет определяться режимом энергообеспечения и энергопотребления [1, 21, 23].

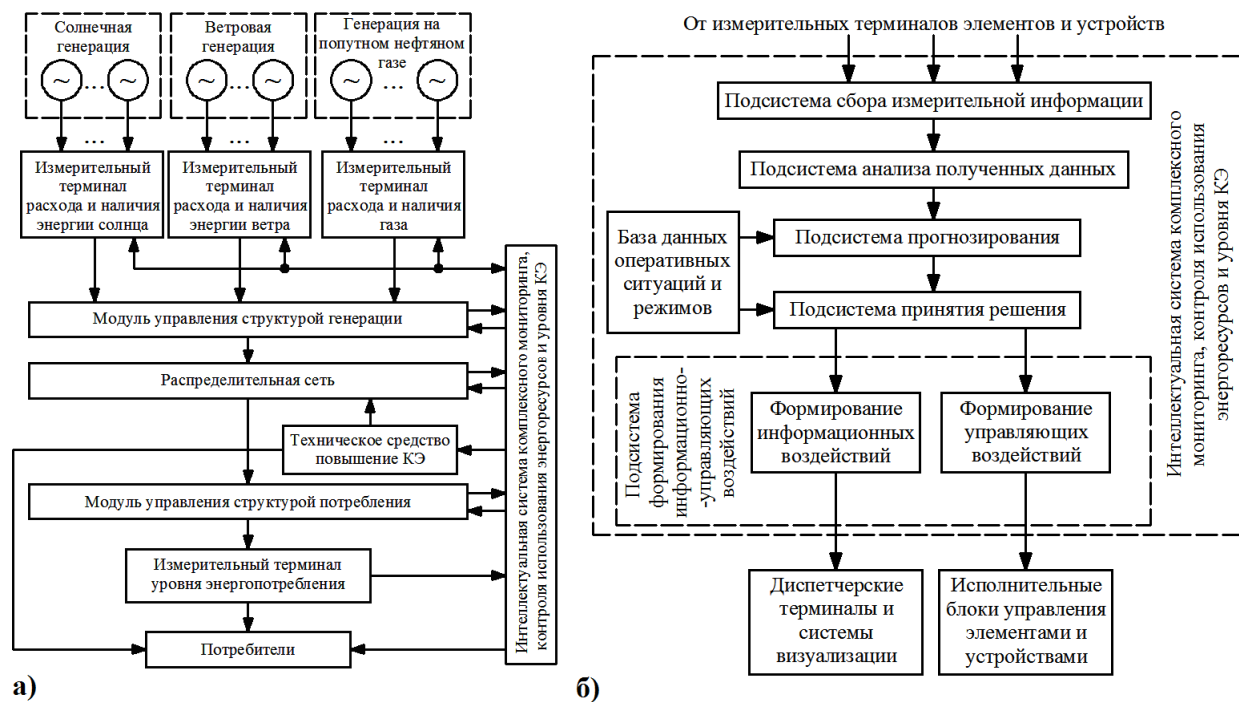


Рисунок 4.40 – а) Структура системы с РГ, интеллектуальной системой комплексного мониторинга и техническим средством повышения КЭ; б) Структура интеллектуальной автоматизированной системы мониторинга и контроля КЭ и степени использования энергоресурсов

Формирование информационно-управляющих воздействий осуществляется с помощью современной алгоритмической базы, включая методы нечеткой логики, прогнозирования, фазовых преобразований, вейвлет-анализа и др. В данном формировании принимают участие все элементы РГ или комбинированной СЭС, в частности ФКУ с АП формируют степень (глубину) коррекции ПКЭ исходя из типа источника (централизованный или автономный) и характера подключенной нагрузки (соотношение долей ЛН и НН). С другой стороны величины ПКЭ (уровень КЭ) также формируются исходя из типа источника и характера подключенной нагрузки. Таким образом, автоматизированные системы управления и мониторинга получают информацию от ФКУ АП об их текущей структуре и степени коррекции ПКЭ, и, исходя из текущей ситуации, формирует информационно-управляющее воздействие на изменение структуры и режима работы ФКУ с АП. При этом текущая ситуация характеризуется режимом электроснабжения от одного или нескольких источников (отказ ЦЭС или РГ, недостаточная мощность РГ) и характером подключенной нагрузки, исходя из степени ее ответственности для технологического процесса (соотношение ЛН, НН), так как в аварийном режиме малоответственная часть нагрузки может быть отключена [1, 21, 23].

В качестве практического примера начального внедрения РГ можно привести использование солнечных батарей для питания систем управления и маломощных приводов задвижек и клапанов на нефтепромыслах Канады. Данный пример показывает, что для каждого промышленного предприятия РФ в первую очередь необходимо разработать классификатор потребителей по уровню энергопотребления и степени ответственности в устойчивости технологического процесса. Например, питание систем технологической автоматики с низким уровнем энергопотребления и высоким уровнем ответственности, целесообразно резервировать от солнечных батарей. Для аварийного завершения работы мощных технологических установок при отказе централизованного электроснабжения целесообразно использование МГТУ, работающих на ПНГ, как показывает пример ОАО «Татнефть». Электроприемники средней мощности эффективнее резервировать от ветроэнергетических установок. Таким образом, практическая реализация структуры, приведенной на рисунке 4.40а, для каждого конкретного предприятия будет разной и в первую очередь зависеть от количественного соотношения электроприемников различной мощности и уровня ответственности.

На рисунке 4.40б приведена общая структура интеллектуальной автоматизированной системы мониторинга и контроля КЭ и степени использования энергоресурсов. Предложенная на рисунке 4.40б структура отражает все упомянутые выше основные этапы контроля и мониторинга использования энергетических ресурсов в условиях РГ для объектов МСК РФ. В зависимости от специфики технологических объектов предложенная структура может быть дополнена необходимыми элементами и подсистемами [1, 21, 23].

Таким образом, выявленная методологическая основа создания АСУ СЭС, а также разработанные структуры автоматизированных систем контроля и мониторинга КЭ и использования энергоресурсов определяют методы интеграции ФКУ с АП в АСУ СЭС с учетом multifunctionality таких ФКУ [157, 158].

На сегодняшний день с учетом уровня развития активных технических средств и решений на основе силовых АП актуальной является концепция распределенной системы контроля и повышения КЭ, которая объединяет различные по функциональности устройства, относящиеся к классу технологий FACTS. Также в условиях РГ на основе ВЭУ, ФЭС и МГТУ, где в состав ЭТК ВЭУ, ФЭС и МГТУ, работающих на ПНГ, входят силовые АП различных топологий и типов, создание подобной системы особенно актуально. Учитывая частичную аналогию алгоритмического обеспечения различных устройств

FACTS и современных систем частотно-регулируемого электропривода, в том числе и на основе АВ, представляется целесообразным создание централизованной автоматизированной системы, которая будет осуществлять анализ информации о режимах энергопотребления и энергообеспечения от указанных устройств и формировать управляющие воздействия для них же с целью оптимизации уровня КЭ по заданному показателю. На рисунке 4.41 приведена общая структура распределенной системы контроля и повышения КЭ (ПАФ – параллельный активный фильтр, СМ – синхронная машина с тиристорным возбуждением, ВЭУ – ветроэнергетическая установка, ФЭС – фотоэлектрическая станция, МТУ – микротурбинная установка, работающая на ПНГ, СКРМ – статический компенсатор реактивной мощности, ДКИН – динамический компенсатор искажений напряжения, ЧРП – частотно-регулируемый электропривод, ГСК – гибридная система коррекции ПКЭ на базе ПФ, ПАФ (ПСАФ)) [1, 21, 23].

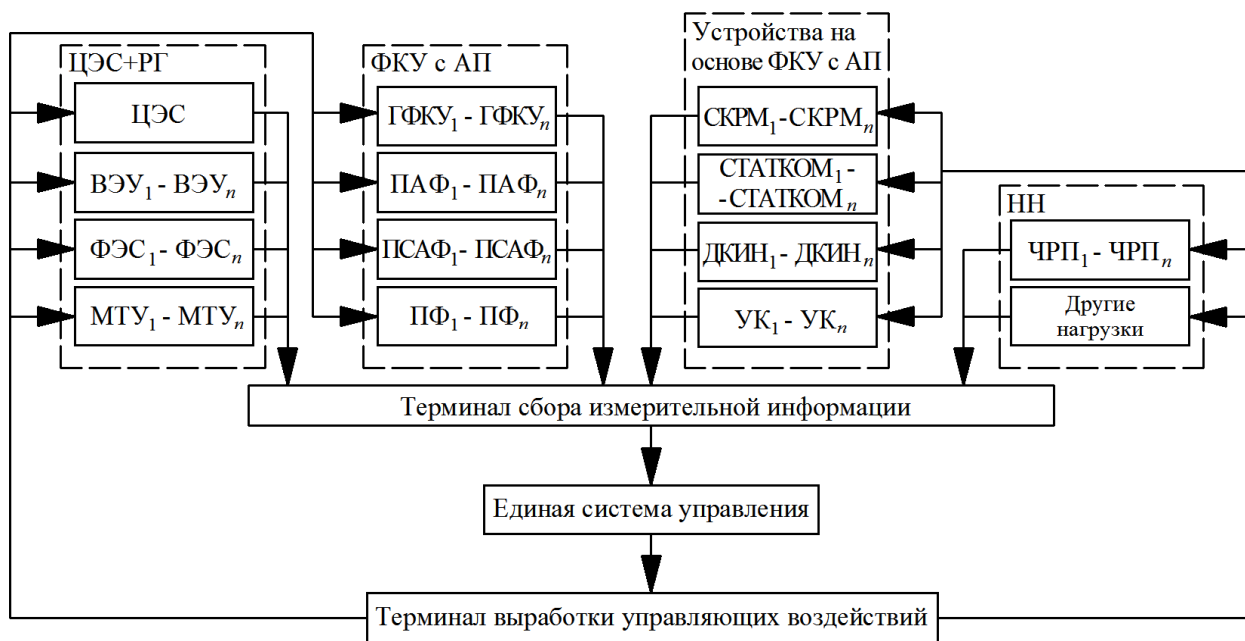


Рисунок 4.41 – Общая структура распределенной системы контроля и повышения КЭ

Элементы, входящие в структуру, приведенную на рисунке 4.41, разделяются на следующие классы: источники РГ (ВЭУ, ФЭС и МТУ); ЭТК коррекции ПКЭ (ПАФ, СТАТКОМ, СКРМ, ДКИН, ГСК); регулируемые электроприводы (СМ, ЧРП); иные нагрузки. Первые четыре класса содержат АП с различными алгоритмами управления и ФКУ. Каждый из указанных классов выполняет свою функцию в процессе контроля и повышения КЭ. Устройства из первого класса, являясь источниками РГ, одновременно оказывают непосредственное влияние на уровень КЭ при параллельной работе с ЦЭС. Устройства из второго класса осуществляют коррекцию ПКЭ. Устройства из третьего

класса оказывают влияние на уровень КЭ за счет своей структуры и алгоритмов управления. Устройства четвертого класса объединяют в себе все нагрузки, которые нельзя отнести к первым трем классам, но которые также могут влиять на уровень КЭ. При этом в процессе контроля и мониторинга КЭ необходим сбор, обработка и анализ информации о первых трех классах устройств с АП и ФКУ для определения степени их вклада в изменение уровня КЭ и их потенциала его повышения, как указано на рисунке 4.41 [1, 21, 23].

Таким образом, интеграция ФКУ с АП в централизованные, автономные и комбинированные СЭС реализуется в соответствии с алгоритмом, приведенном на рисунке 4.42. Исходя из параметров и режимов энергообеспечения (централизованный, автономный, комбинированный), а также количества, типа и мощности подключенной ответственной НН определяется совокупность корректируемых ПКЭ и требуемая степень их коррекции.

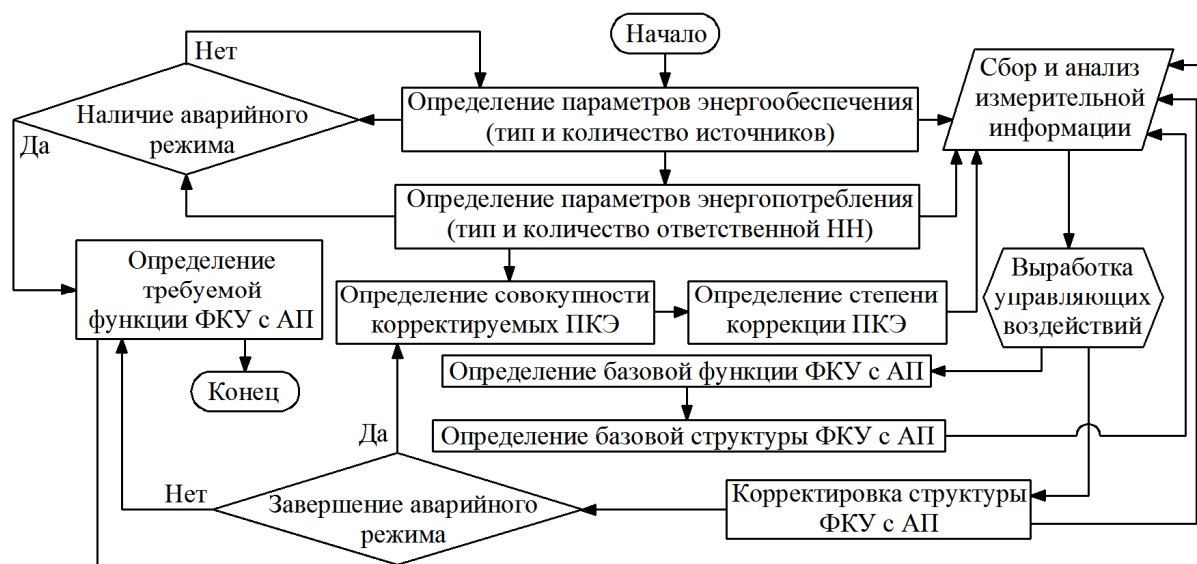


Рисунок 4.42 – Алгоритм интеграции ФКУ с АП в системы комбинированного электроснабжения с возможностью реализации информационно-управляющих воздействий

Далее осуществляется выбор базовой функции ФКУ с АП (повышение КЭ) и его структура (способ соединения активной и пассивной части между собой, конфигурация ПФ на выходе АП). Исходя из вида аварийного режима (КЗ, отказ централизованного или автономного источника) определяется дополнительная требуемая функция ФКУ с АП (синхронизация параллельной работы источников, ИБП, накопление энергии). Информация о структуре и режиме работы ФКУ с АП, а также о ПКЭ и степени их коррекции заносится в подсистему сбора и анализа информации системы управления СЭС. Управление структурой и режимом работы ФКУ с АП осуществляется за счет выработки информационно-управляющих воздействий системой управления СЭС. Таким образом, в

соответствии с предложенными схемами и алгоритмом осуществляется интеграция ФКУ с АП, функционирующих как в составе электротехнических комплексов каких-либо источников, или нагрузки, так и отдельных устройств, в автоматизированные системы управления СЭС [1, 21, 23].

В рамках данной распределенной системы контроля и повышения КЭ целесообразна реализация принципа нечеткого управления при сборе, обработке и анализе информации о ПКЭ в точках подключения устройств всех четырех классов [278, 279]. При этом вводятся следующие функции принадлежности в соответствии с заданным набором корректируемых ПКЭ:  $\mu_{\delta U}$  - функция принадлежности отклонения напряжения;  $\mu_{k_{U0}}$  - функция принадлежности  $k_{U0}$ ;  $\mu_{k_{U2}}$  - функция принадлежности  $k_{U2}$ ;  $\mu_{k_U}$  - функция принадлежности суммарного коэффициента гармоник напряжения  $k_U$ .

Нормы корректируемых ПКЭ соответствуют ГОСТ 32144-2013 и при необходимости могут быть дополнены показателями международных стандартов.

Соответствующие лингвистические переменные:

$$\begin{aligned} T(\delta U) &= \{ПН, Н, ПВ\}; & T(k_U) &= \{Н, НД, ПД\}; \\ T(k_{U0}) &= \{Н, НД, ПД\}; & T(k_{U2}) &= \{Н, НД, ПД\}, \end{aligned} \quad (4.22)$$

где  $Н$ ,  $НД$ ,  $ПД$  – соответственно нормальные, нормально-допустимые и предельно-допустимые значения ПКЭ  $k_U$ ,  $k_{U0}$ ,  $k_{U2}$ , определяемые ГОСТ 32144-2013, как нормы, которые не должны быть превышены в течение 95% и 100% времени измерений. Значения для указанных лингвистических переменных приведены в табл. 4.1-4.4. Аналогичные лингвистические переменные могут быть введены для описания параметров НН, и степени ее влияния на ПКЭ электрической сети.

На базе логических правил, формируются заданные фаззи-логические расчеты, после которых формируется управляющее воздействие [305, 306]. Исходная информация о стратегии управления и мониторинга хранится в виде базы правил. С помощью экспертных методов определяются терм-множества и функции принадлежности для всех лингвистических переменных, а также алгоритмы для фаззи-управляющих устройств [305, 306]. Набор правил и способ обработки фаззи-информации в нечеткой экспертной системе образуют базу знаний для формирования прогностических оценок [305, 306].

Таблица 4.1

Лингвистические переменные для  
установившегося отклонения  
напряжения  $\delta U$

$T(\delta U)$		
$\delta U \leq -10\%$	$-10\% < \delta U < +10\%$	$\delta U \geq +10\%$
<i>ПН</i>	<i>Н</i>	<i>ПВ</i>

Таблица 4.2

Лингвистические переменные для  
суммарного коэффициента гармоник  
напряжения  $k_U$

$T(k_U)$		
$k_U \leq 8\%$	$8\% < k_U \leq 12\%$	$k_U > 12\%$
<i>Н</i>	<i>НД</i>	<i>ПД</i>

Формирование базы правил осуществляется исходя из условных логических выводов типа «Если <предусловие...>, то <результат...>» с использованием нужных логических операций и, или. Первая составляющая правила является высказыванием о некоем лингвистическом значении параметров на входе, характеризующих режим коррекции ПКЭ. Вторая часть правила представляет собой высказывание о соответствующей степени повышения КЭ [305, 306].

Далее устанавливается способ переработки фаззи-информации – выполнение логических операций в предусловиях. Графические изображения функций принадлежности для  $\delta U, k_U, k_{U0}, k_{U2}$  приведены на рисунке 4.43а-г.

Также с помощью лингвистических переменных, функций принадлежности, и фаззи-логических операций целесообразно формировать управляющие воздействия для ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ исходя из эффективности их функционирования в заданных точках их установки. Степень эффективности коррекции ПКЭ необходимо определять по следующему соотношению:

$$k_{\text{эфф}} = \frac{ПКЭ_2}{ПКЭ_1} \cdot 100\%, \quad (4.23)$$

где  $ПКЭ_1$  и  $ПКЭ_2$  – ПКЭ до и после применения ЭТК коррекции ПКЭ той или иной структуры,  $k_{\text{эфф}}$  – коэффициент эффективности коррекции ПКЭ тем или иным ЭТК с АП и

Таблица 4.3

Лингвистические переменные для  
коэффициента несимметрии напряжений  
нулевой последовательности  $k_{U0}$

$T(k_{U0})$		
$k_{U0} \leq 2\%$	$2\% < k_{U0} \leq 4\%$	$k_{U0} > 4\%$
<i>Н</i>	<i>НД</i>	<i>ПД</i>

Таблица 4.4

Лингвистические переменные для  
коэффициента несимметрии напряжений  
обратной последовательности  $k_{U2}$

$T(k_{U2})$		
$k_{U2} \leq 2\%$	$2\% < k_{U2} \leq 4\%$	$k_{U2} > 4\%$
<i>Н</i>	<i>НД</i>	<i>ПД</i>

ФКУ. Величина  $k_{эфф}$  должна определяться для каждой конкретной СЭС в зависимости от ее структуры, количества подключенной НН и режима энергообеспечения (централизованный, автономный, комбинированный).

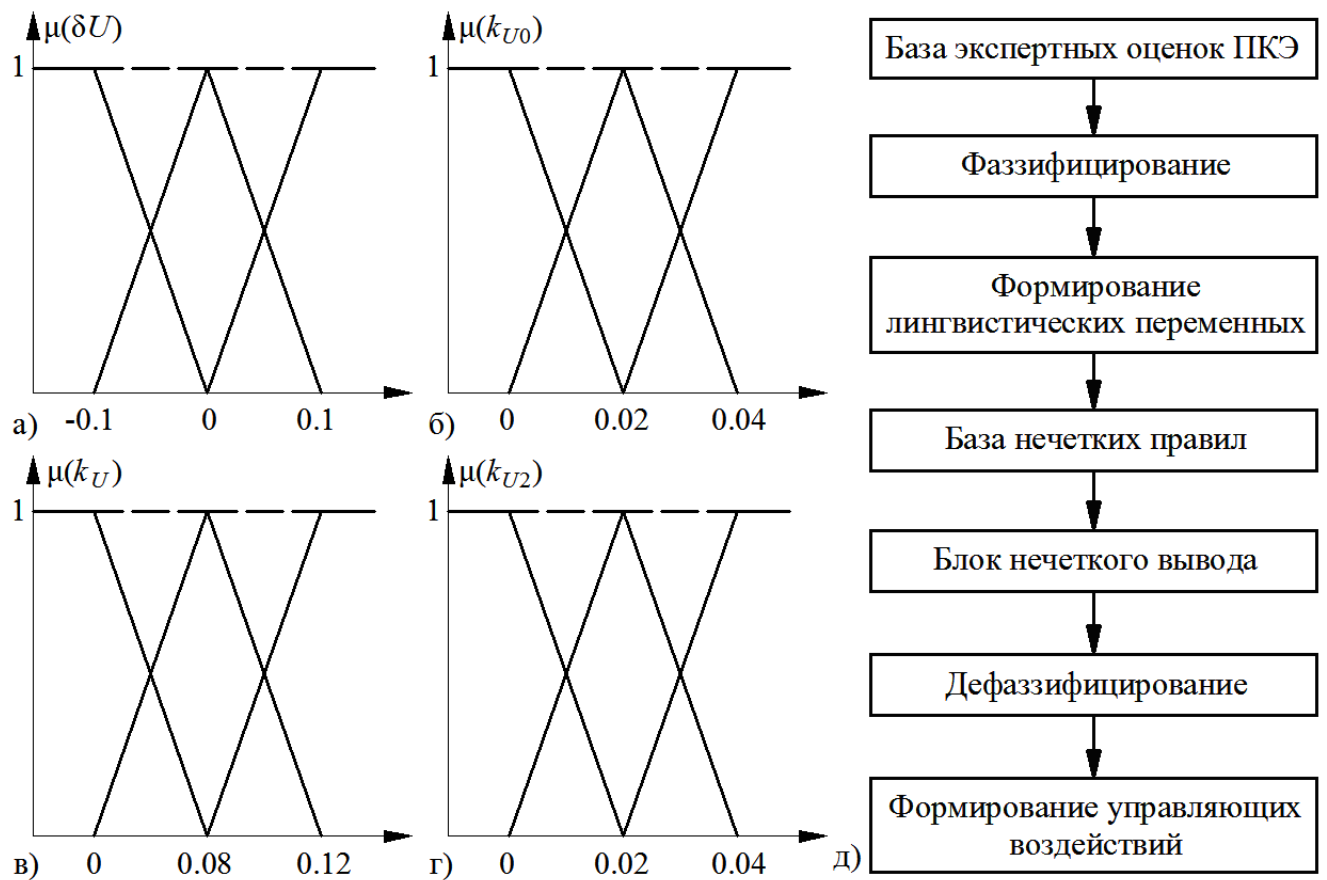


Рисунок 4.43 – Функции принадлежности  $\mu(\delta U)$  (а),  $\mu(k_{U0})$  (б),  $\mu(k_U)$  (в),  $\mu(k_{U2})$  (г), структура алгоритма функционирования нечеткой системы анализа эффективности коррекции КЭ ЭТК с АП и ФКУ (д)

На рисунке 4.43д приведена структура алгоритма функционирования нечеткой (фаззи) системы анализа эффективности коррекции КЭ ЭТК с АП и ФКУ. Подобная система в качестве подсистемы может быть интегрирована в единую систему управления, приведенную на рисунке 4.41 или 4.40а.

Таким образом, применение методов теории нечеткой логики позволяет на основании экспертных оценок и структурирования исходных данных осуществлять эффективный контроль и мониторинг ПКЭ в СЭС любой конфигурации при наличии в ней ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ, как неотъемлемого элемента распределенной системы контроля и повышения КЭ.



#### **4.4. Методология интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы контроля и повышения качества электроэнергии и управления энергоресурсами**

Результаты проведенных исследований служат основой разработанной методологии интеграции ФКУ с АП в системы комбинированного электроснабжения и автоматизированные системы управления электроснабжением. Данная методология состоит из следующих основных этапов:

- Определение типа СЭС: централизованная, автономная или комбинированная. В случае автономной или комбинированной СЭС необходимо выявить количество и тип ФКУ с АП в составе ЭТК РГ различной мощности для оценки вклада АП в общий уровень энергообеспечения.
- Выявление количества и типов АП в составе узлов нагрузки, их мощности и режима работы для оценки влияния данных АП на уровень КЭ.
- Определение ФКУ с АП, участвующих в синхронизации параллельной работы нескольких источников РГ или систем РГ с ЦЭС в рамках комбинированных СЭС.
- Выявление ФКУ с АП, входящих в ЭТК накопления электроэнергии.
- Выявление ФКУ с АП, которые могут реализовывать функцию ИБП на время безаварийного завершения технологического процесса.
- Оценка уровня КЭ от АП, входящих в состав источников электроснабжения, и от АП, входящих в узлы нагрузки.
- Определение количества и типа отдельно подключенных ФКУ с АП для повышения КЭ.
- Сбор измерительной информации от ФКУ с АП от источников и узлов нагрузки для оценки параметров и показателей режимов энергообеспечения и энергопотребления.
- Сбор измерительной информации от отдельно подключенных ФКУ с АП для оценки степени повышения КЭ ими в различных точках сети.
- Объединение всех имеющихся ФКУ с АП в единую систему формирования информационно-управляющих взаимодействий и взаимодействий с целью выявления ненормальных или аварийных режимов, недопустимого уровня КЭ, перехода электроснабжения с одного источника на другой, возможного отключения части нагрузки.

Таким образом, разработанная методология позволяет реализовать многофункциональность ФКУ с АП при их интеграции в различные ЭТК и системы. При этом ФКУ с АП реализуют следующие функции:

- Повышение КЭ по заданному набору показателей.
- Синхронизация параллельной работы нескольких источников электроснабжения.
- Обеспечение бесперебойного питания ответственной нагрузки на период безаварийного завершения технологического процесса.
- Накопление электроэнергии.

Предложенная методология является одним из этапов развития теории структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП.

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4

1. Выявлены основные факторы, которые должны учитываться при структурном и параметрическом синтезе ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ, а также требования к ним в условиях распределенной генерации и комбинированного электроснабжения.
2. Разработана структура системы распределенной генерации, в котором ФКУ с АП, входящий в состав ЭТК одного из источников, имеет общее звено постоянного тока с подключенной нагрузкой и способен осуществлять повышение КЭ.
3. Разработан алгоритм функционирования ЭТК распределенной генерации с учетом его возможного использования в качестве устройства повышения КЭ в системах комбинированного электроснабжения.
4. Разработана математическая модель системы комбинированного электроснабжения с АП и ФКУ в качестве технического средства повышения КЭ, синхронизации параллельной работы источников и реализации функции источника бесперебойного питания ответственных потребителей при возникновении аварийных режимов.
5. По результатам математического моделирования показана возможность ФКУ с АП реализовывать функцию источника бесперебойного питания для безаварийного отключения наиболее ответственных потребителей.
6. Разработана методологическая основа создания автоматизированных систем управления электроснабжением, включая оценку значимости факторов и учет явных и скрытых закономерностей, протекающих в системах электроснабжения.
7. Разработана структура и алгоритм функционирования системы комбинированного энергообеспечения на основе параллельной работы централизованных и автономных источников, отличающиеся тем, что ФКУ с АП обладают переменной конфигурацией и набором реализуемых функций по повышению КЭ, бесперебойного электроснабжения и синхронизации параллельной работы источников, с возможностью формирования и реализации информационно-управляющих воздействий в рамках автоматизированных систем управления электроснабжением.
8. Разработан метод использования теории нечеткой логики для анализа эффективности повышения КЭ ФКУ с АП в рамках интеллектуальной системы контроля и мониторинга степени расхода энергоресурсов и уровня качества электрической энергии.

9. Разработан алгоритм функционирования нечеткой системы анализа эффективности коррекции качества электрической энергии электротехническими комплексами с активными преобразователями и фильтрокомпенсирующими устройствами.

## **ГЛАВА 5. РАЗВИТИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПОЛОЖЕНИЙ ПО СТРУКТУРНОМУ И ПАРАМЕТРИЧЕСКОМУ СИНТЕЗУ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С АКТИВНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ**

Теоретические положения по структурному и параметрическому синтезу ЭТК ФКУ с АП, приведенные в данной главе, базируются на комплексном обобщении общепризнанных научно-обоснованных методах и методиках [41, 73, 132, 289], связанных с описанием электромагнитных процессов ФКУ и АП, технологиями управления АП, в том числе посредством фазовых преобразований, определением составляющих полной мощности и тока при несинусоидальных режимах [295, 296, 375, 411, 417, 429], фазовой синхронизацией параметров ФКУ с АП на основе ФАПЧ [394-396, 402, 403].

Развитие теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу ЭТК повышения КЭ с ФКУ и АП основано на комплексном совокупном использовании указанных положений и не противоречит им.

Структурный и параметрический синтез ФКУ и АП охватывает теоретические аспекты, связанные с определением структуры, номинальных параметров, способов управления, режимов работы, распределения ФКУ с АП.

### **5.1. Выбор основных параметров фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями**

Основным параметром ЭТК с АП и ФКУ любой конфигурации является номинальный генерируемый компенсационный ток или напряжение, исходя из того, какой ПКЭ данный ЭТК корректирует и каким образом он подключается к компенсируемой сети: параллельно или последовательно [422, 436]. Исходя из этого, для ЭТК с АП параллельного типа основным параметром является компенсационный ток, для аналогичных ЭТК последовательного типа – компенсационное напряжение. В случае ЭТК с АП и ФКУ указанные параметры определяются для активной его части, которая может быть реализована на основе ПАФ или ПСАФ [474-481].

### 5.1.1. Выбор номинального компенсационного тока и напряжения

Номинальный компенсационный ток ЭТК с АП и ФКУ, реализованных на основе ПАФ, определяется следующими основными факторами: номинальным током подключенной НН; емкостью накопительного элемента; режимом работы силового преобразователя ПАФ. В свою очередь мгновенное значение компенсационного тока ПАФ зависит от гармонического спектра подключенной нелинейной нагрузки [483].

Согласно анализу результатов исследований [523-526], в настоящее время существует два основных метода определения номинального компенсационного тока ПАФ. Первый метод основывается на математическом описании процессов компенсации ВГС ПАФ при различных допущениях с определением мгновенных значений токов и напряжений посредством различных теорий. Второй метод – эмпирический, основанный на математическом моделировании и экспериментальных исследованиях [47, 48, 55, 56].

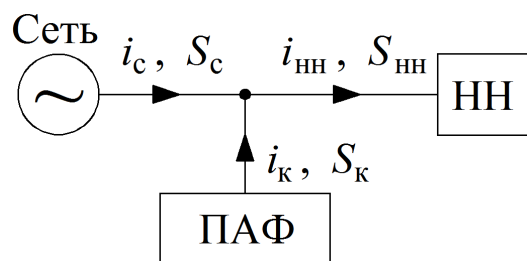


Рисунок 5.1 – Общая схема для определения мгновенных значений токов и напряжений при работе ПАФ ( $i_c, S_c$  – ток и полная мощность сети соответственно,  $i_k, S_k$  – ток и полная мощность ПАФ,  $i_{нн}, S_{нн}$  – ток и полная мощность НН)

На рисунке 5.1 приведена базовая обобщенная схема для определения компенсационного тока согласно первому методу. В идеализированных условиях ПАФ является источником только реактивной мощности  $Q_k$  так как не содержит в своем составе активных элементов. Однако, согласно результатам математического моделирования [19, 41] выявлено, что ПАФ оказывает незначительное влияние на баланс активной мощности в компенсируемой электрической сети, поэтому в общем случае целесообразно рассматривать полную мощность ПАФ  $S_k$ . Для схемы на рисунке 5.1 справедливо следующее:

$$S_c(t) = S_{нн}(t) + S_k(t); \quad i_c(t) = i_{нн}(t) + i_k(t). \quad (5.1)$$

При этом:

$$i_k(t) = i_c(t) - i_{нн}(t) = \frac{S_k(t)}{U_c(t)}. \quad (5.2)$$

В общем случае при наличии ВГС не только со стороны НН, но и питающей сети, выражение (5.2) могут быть представлены как:

$$i_k(t) = \frac{\sum_{n=2}^{\infty} S_{kn}(t)}{\sum_{m=2}^{\infty} U_{cm}(t)} = \sum_{n=2}^{\infty} i'_{kn(m)}(t), \quad (5.3)$$

где:  $n$  – порядок ВГС, источником которых служит НН;  $m$  - порядок ВГС, источником которых является питающая сеть, при этом могут соблюдаться следующие условия:  $n = m$ ,  $n \neq m$ ;  $i'_{kn(m)}$  - компенсационный ток  $n$ -ой ( $m$ -ой) ВГС с противоположной фазой ( $\varphi'_{i(n,m)} = \varphi_{i(n,m)} + \pi$ ).

С другой стороны, ток, потребляемый НН, можно выразить как [99]:

$$i_{\text{НН}}(t) = i_{0\text{НН}}(t) + i_{1\text{НН}}(t) + i_{2\text{НН}}(t) + \dots + i_{n\text{НН}}(t) = I_{A0\text{НН}} + I_{A1\text{НН}} \sin(\omega t + \varphi_{i1\text{НН}}) + \\ + I_{A2\text{НН}} \sin(2\omega t + \varphi_{i2\text{НН}}) + \dots + I_{An\text{НН}} \sin(n\omega t + \varphi_{in\text{НН}}) = \sum_{n=0}^{\infty} I_{An\text{НН}} \sin(n\omega t + \varphi_{in\text{НН}}). \quad (5.4)$$

При этом, в условиях идеальной компенсации и отсутствия ЛН, справедливо следующее [99]:

$$i_k(t) = i'_{2\text{НН}}(t) + i'_{3\text{НН}}(t) + \dots + i'_{n\text{НН}}(t) = I_{A2\text{НН}} \sin(2\omega t + \varphi_{i2\text{НН}} + \pi) + \\ + I_{A3\text{НН}} \sin(3\omega t + \varphi_{i3\text{НН}} + \pi) + \dots + I_{An\text{НН}} \sin(n\omega t + \varphi_{in\text{НН}} + \pi) = \\ = \sum_{n=2}^{\infty} I_{An\text{НН}} \sin(n\omega t + \varphi_{in\text{НН}} + \pi). \quad (5.5)$$

В выражениях  $I_{An\text{НН}}$  - амплитудное значение ВГС тока, потребляемого НН,  $\varphi_{in\text{НН}}$  - начальная фаза  $n$ -ой ВГС тока, потребляемого НН.

Идеальный параллельный компенсатор не способен устранять ВГС напряжения со стороны питающей сети, но эффективно устраняет соответствующие ВГС тока при наличии ЛН, соединенной параллельно с НН. При этом, уровень ВГС тока, обусловленных искажением питающего напряжения, зависит от внутреннего сопротивления источника (автономного или централизованного).

На рисунках 5.2 и 5.3 приведены соответственно структура математической модели НН и линейной нагрузки, соединенных параллельно, при наличии ВГС со стороны питающей сети и полученные по результатам моделирования осциллограммы и спектрограммы. На рисунке 5.4 приведена зависимость коэффициентов  $n$ -ой гармонической составляющей для 3 и 9 ВГС тока, которые обусловлены искажением питающего напряжения при моделировании, от внутреннего индуктивного сопротивления источника (централизованного или автономного). Указанные коэффициенты по токам вычислялись

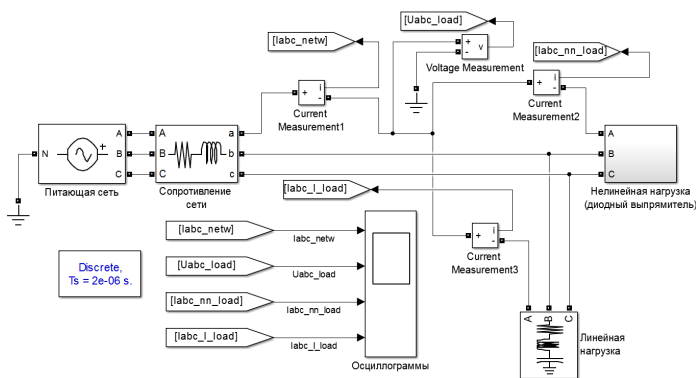


Рисунок 5.2 – Математическая модель в системе Simulink, для оценки влияния ВГС напряжения источника на спектр тока НН

сопротивление ЦЭС с мощностью КЗ 150 МВА, при котором присутствие ВГС в суммарном токе со стороны источника минимально, что влияет на величину номинального компенсационного тока ПАФ. Также указанные зависимости позволяют выявить влияние ЦЭС (низкое сопротивление) и РГ (высокое сопротивление) на номинальный компенсационный ток ПАФ [16, 42, 43, 493, 494, 496].

Таким образом, выражение (5.5) преобразуется к следующему виду [99]:

$$\begin{aligned}
 i_k(t) &= i'_{2нн}(t) + i'_{3нн}(t) + \dots + i'_{ннн}(t) + i'_{2с}(t) + i'_{3с}(t) + \dots + i'_{мс}(t) = \\
 &= I_{A2нн} \sin(2\omega t + \varphi_{i2нн} + \pi) + I_{A3нн} \sin(3\omega t + \varphi_{i3нн} + \pi) + \dots \\
 &\dots + I_{Anнн} \sin(n\omega t + \varphi_{inнн} + \pi) + I_{A2с} \sin(2\omega t + \varphi_{i2с} + \pi) + \\
 &+ I_{A3с} \sin(3\omega t + \varphi_{i3с} + \pi) + \dots + I_{Amс} \sin(m\omega t + \varphi_{imс} + \pi) = \\
 &= \sum_{n=2}^{\infty} I_{Anнн} \sin(n\omega t + \varphi_{inнн} + \pi) + \sum_{m=2}^{\infty} I_{Amс} \sin(m\omega t + \varphi_{imс} + \pi).
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

Так как реальные компенсаторы вне зависимости от типа алгоритмического обеспечения обладают определенной погрешностью, то ВГС тока со стороны сети или НН компенсируются не полностью.

Поэтому необходимо определять погрешности по амплитуде и фазе при компенсации ВГС следующим образом [297, 298]:

$$\Delta I_{ннн} = I_{ннн} - I'_{ннн}; \Delta I_{мс} = I_{мс} - I'_{мс}; \Delta \varphi_{inнн} = \varphi_{inнн} - \varphi'_{inнн}; \Delta \varphi_{imс} = \varphi_{imс} - \varphi'_{imс}, \tag{5.7}$$

где со штрихом обозначены соответствующие величины после компенсации.

аналогично коэффициентам для напряжения, нормированным ГОСТ 32144-2013 в процентах от действующего значения основной составляющей напряжения.

Зависимости на рисунке 5.4 показывают наличие минимального значения индуктивного сопротивления системы ( $X_c$ ), выраженного в относительных единицах, где за базис принято



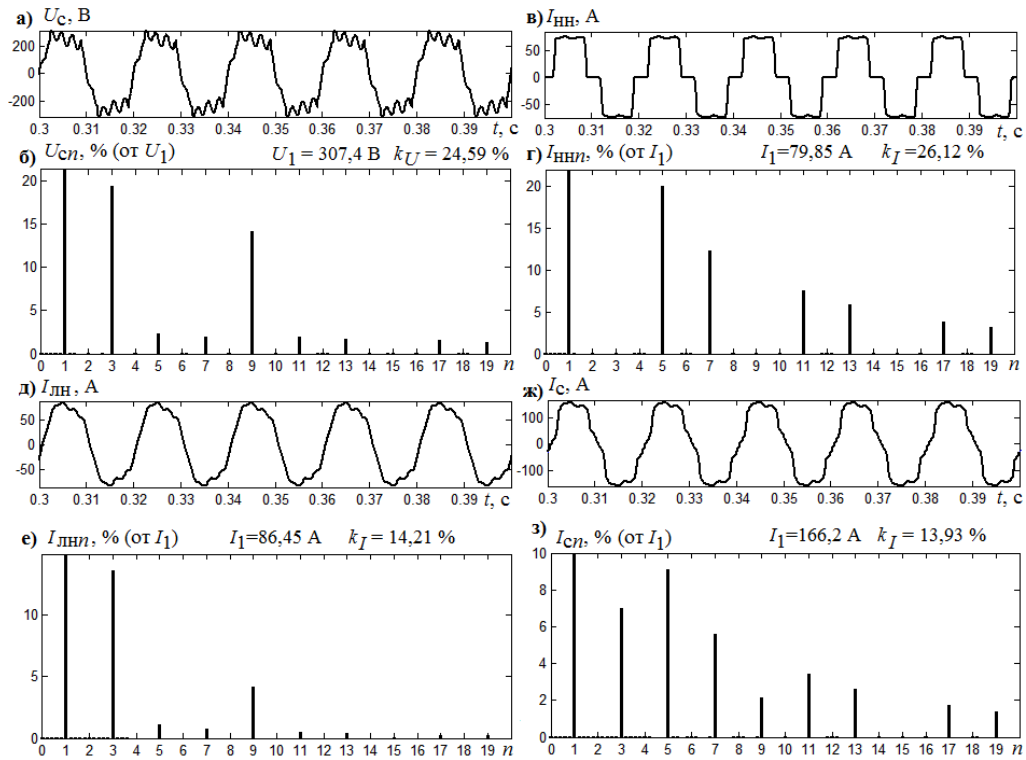


Рисунок 5.3 – Полученные по результатам моделирования осциллограммы и спектрограммы, ( $I_{нн}$  – ток НН,  $I_{лн}$  – ток ЛН,  $I_c$  – суммарный ток сети,  $U_c$  – напряжение ЛН и НН)

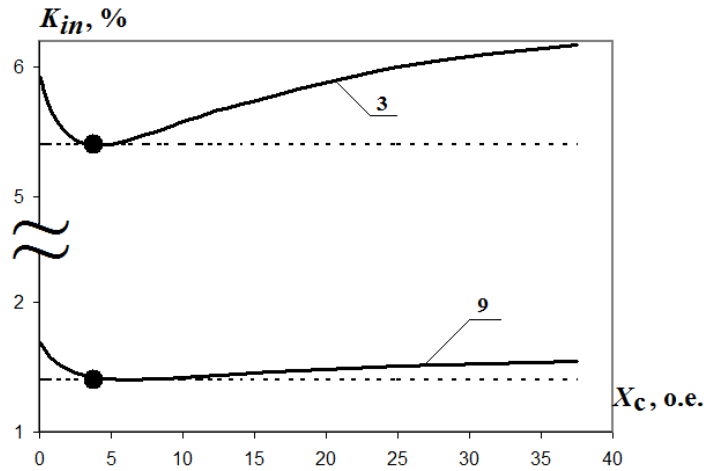


Рисунок 5.4 – Зависимость коэффициентов  $n$ -ой ВГС для 3 и 9 ВГС тока ( $K_{in}$ ), которые обусловлены искажением питающего напряжения от  $X_c$

Также при необходимости можно определить относительные погрешности [297, 298]:

$$\delta I_{ннн} = \frac{I_{ннн} - I'_{ннн}}{I_{ннн}}; \delta I_{мс} = \frac{I_{мс} - I'_{мс}}{I_{мс}}; \delta \varphi_{иннн} = \frac{\varphi_{иннн} - \varphi'_{иннн}}{\varphi_{иннн}}; \delta \varphi_{имс} = \frac{\varphi_{имс} - \varphi'_{имс}}{\varphi_{имс}}. \quad (5.8)$$

Таким образом, с учетом погрешности компенсации суммарный ток сети определяется следующим образом [297, 298]:

$$i_c = i_{c1} + \sum_{m=2}^{\infty} i''_{мс} + \sum_{n=2}^{\infty} i''_{ннн}, \quad (5.9)$$

где:  $i''_{мс} = (I_{мс} - I'_{мс}) \sin(m\omega t + (\varphi_{имс} - \varphi'_{имс}))$ ,  $i''_{ннн} = (I_{ннн} - I'_{ннн}) \sin(m\omega t + (\varphi_{иннн} - \varphi'_{иннн}))$ .

На стадии предварительных расчетов, оценки целесообразности установки ПАФ, а также разработке схем замещения ПАФ и НН представляются в виде условной ЛН, где напряжение и ток связаны коэффициентом  $k_{св}$ , величина которого зависит от характеристик сети, ПАФ и НН [297, 298, 377]. Значение  $k_{св}$  также можно определить при допущениях, что ЛН, образуемая ПАФ и НН, потребляет только первую гармонику, а также, что ПАФ подавляет только канонические ВГС НН и не затрагивает ВГС со стороны питающей сети.

Если НН представлена многопульсным ПЧ, то потребляемый ток определяется следующим образом [297, 298]:

$$i_{нн} = i_{1нн} \sin \varphi_1 + \sum_{k=1}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}), \quad (5.10)$$

где  $p$  – пульсность ПЧ,  $i_{1нн}$  – первая гармоника тока ПЧ. Тогда ток на выходе ПАФ определяется как [297, 298]:

$$i_{ПАФ} = \sum_{k=1}^{k_{max}} (i_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + i_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)), \quad (5.11)$$

где  $k_{max}$  для большинства серийных ПАФ составляет 4 или 5.

Если учитывать присутствие ВГС напряжения со стороны сети, величину  $k_{св}$  можно определить следующим образом [297, 298]:

$$k_{св} = \frac{\sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} U_{cn}^2}}{I_1} = \frac{\sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} U_{cn}^2}}{\sqrt{I_{1нн}^2 + \sum_{k=k_{max}}^{\infty} I_{pk+1}^2 + \sum_{k=k_{max}}^{\infty} I_{pk-1}^2 - I_{сг}^2}}, \quad (5.12)$$

где  $U_1$  – основная составляющая напряжения сети,  $U_{cn}$  – напряжение ВГС со стороны источника [297, 298].

Амплитудное и действующее значение компенсационного тока ПАФ в первую очередь определяется типом НН:

$$I_k = \frac{I_{km}}{\sqrt{2}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_{ннn}^2}, \quad (5.13)$$

где:  $I_k$ ,  $I_{km}$  – соответственно действующее и амплитудное значение тока на выходе ПАФ,  $I_{ннn}$  – действующее значение тока  $n$ -ой ВГС со стороны НН.

В самом распространенном случае, когда в качестве НН выступает диодный или тиристорный выпрямитель в составе ПЧ, номинальный ток ПАФ определяется следующим образом [41, 294, 295]:

$$I_{\text{ПАФ}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{8I_{\text{ННmax}}}{\sqrt{2}\gamma\pi n^2} \sin \frac{n\gamma}{2} \sin \frac{n\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right)}{2} \sin \frac{n\left(\frac{2\pi}{3} - \gamma\right)}{2} \right)^2}, \quad (5.14)$$

где:  $\alpha, \gamma$  – соответственно углы управления и коммутации выпрямителя в составе ПЧ. В условиях идеальной коммутации ПЧ выражение (5.14) примет вид [41, 294, 295]:

$$I_{\text{ПАФ}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left[ \frac{\sqrt{2}I_{\text{ННmax}}}{\pi n} \left( 1 - \cos \frac{2\pi n}{3} \right) \right]^2}. \quad (5.15)$$

Согласно экспериментальным данным, приведенным в [523-526], для выявления тока на выходе ПАФ с учетом неканонических ВГС на стадии проектных расчетов можно применить формулу:

$$I_{\text{ПАФ}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left[ \left( 1 + \frac{0,05 \cdot (n-1)}{2} \right) \cdot I_{\text{НН}} \right]^2} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} [(0,975 + 0,025 \cdot n) \cdot I_{\text{НН}}]^2} \quad (5.16)$$

Также справедливо следующее соотношение [41, 294, 295]:

$$I_{\text{ПАФ}} = I_{\text{НН}} \cdot THD_{r(I)}, \quad (5.17)$$

где  $THD_{r(I)}$  определяется в соответствии с [41, 294, 295]:

$$THD_{r(I)} = \frac{\sqrt{\sum_{n \geq 2}^{\infty} I_n^2}}{I}. \quad (5.18)$$

При этом, соотношение (5.17) согласуется с результатами экспериментальных исследований в СЭС НДП, в процессе которых выявлено выражение [47, 48, 55, 56]:

$$I_{\text{ПАФ}} = (0,5 - 0,7)I_{\text{НН}}, \quad (5.19)$$

поскольку в большинстве случаев для ПЭД ЭЦН до включения ПАФ  $THD_{r(I)}$ , исходя из мощности и режима работы ПЧ, изменяется в пределах от 20 до 70 % [47, 48, 55, 56].

При применении ПАФ в условиях РГ на выходе АП ЭТК ВЭУ, солнечных электростанций и МГТУ, работающих на природном или попутном нефтяном газе, где гармонический спектр определяется кроме топологии режимом модуляции АП, номинальный ток ПАФ определяется иным образом [1].

Для АП любой топологии, установленного на выходе ЭТК ВЭУ, МГТУ или солнечной электростанции, ключевым фактором, влияющим на режим преобразования энергии и качество преобразованной энергии, является режим модуляции, определяющий характер

коммумутационной функции силовых ключей АП [226, 227]. Для АИН, являющегося основным элементом ЭТК автономных источников, справедливо следующее соотношение [226, 227]:

$$u_n = F_K(t)u_d(t), \quad (5.20)$$

где:  $u_n$  – выходное напряжение АИН,  $u_d(t)$  – напряжение в звене постоянного тока,  $F_K(t)$  – схемная коммутационная функция силовых ключей АИН [164-174]. При этом управление уровнем качества напряжения на выходе АИН заключается в формировании функции  $F_K(t)$ , зависящей от выбранного закона управления и типом ШИМ [226, 227]. Для большинства видов ШИМ  $F_K(t)$  в общем случае определяется следующим образом [175-178, 412]:

$$F_K(t) = FA_0 + \sum_{k=1}^{\infty} FA_k \cos k\omega t + \sum_{k=1}^{\infty} FB_k \sin k\omega t; \quad k = 1, 2, 3, \dots, \quad (5.21)$$

где:  $FA_k$  и  $FB_k$  – коэффициенты, определяющие тип ШИМ. Для условий синусоидальной ШИМ [175-178, 412]:

$$FA_k = \frac{4}{\pi k} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{k\pi\gamma_h d_2}{2N} \cos \frac{k\pi\gamma_h d_2(2h+1)}{2N}, \quad FB_k = \frac{4}{\pi k} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{k\pi\gamma_h d_2}{2N} \sin \frac{k\pi\gamma_h d_2(2h+1)}{2N}, \quad (5.22)$$

$$FA_0 = \frac{K_M d_2}{N} \sin^2 \frac{N\pi}{2M} \left( \sin \frac{\pi}{2M} \right)^{-1}, \quad \gamma_h = K_M \sin \frac{T}{4M} (2h+1),$$

где:  $T$  – период преобразуемого напряжения,  $M$  – количество импульсов на отрезке  $0.5T$ ,  $K_M$  – коэффициент модуляции от 0 до 1,  $h$  – порядковый номер импульса,  $k = 2e$ ,  $e = 1, 2, 3, \dots$

Напряжение на выходе АИН при этом определяется следующим образом [175-178, 412]:

$$u(t) = \sum_{n=1}^{\infty} U_n \sin(n\omega t + \varphi_n), \quad U_n = \sqrt{UA_n^2 + UB_n^2}, \quad \varphi_n = \arctg \frac{UA_n}{UB_n},$$

$$UA_n = \frac{2U_m}{\pi(1+n)} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{\pi(1+n)\gamma_h d_2}{2N} \sin \frac{(1+n)\pi d_2}{2N} (2h+1) +$$

$$+ \frac{2U_m}{\pi(1-n)} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{\pi(1-n)\gamma_h d_2}{2N} \sin \frac{(1-n)\pi d_2}{2N} (2h+1), \quad (5.23)$$

$$UB_n = \frac{2U_m}{\pi(1-n)} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{\pi(1-n)\gamma_h d_2}{2N} \cos \frac{(1-n)\pi d_2}{2N} (2h+1) -$$

$$- \frac{2U_m}{\pi(1+n)} \sum_{h=0}^{N-1} \sin \frac{\pi(1+n)\gamma_h d_2}{2N} \cos \frac{(1+n)\pi d_2}{2N} (2h+1),$$

где:  $n = 3 + 2e$ ,  $e = 0, 1, 2, \dots$ ,  $d_2$  – угол управления ключами АИН,  $U_m$  – амплитудное значение выпрямленного напряжения или входного переменного напряжения, в случае если АИН выполняет функцию АП [175-178, 412].

Ток нагрузки в общем случае определяется по выражению [175-178, 412]:

$$\begin{aligned}
i_{\text{H}}(t) &= u(t) \dot{Z}_{\text{H}} = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{UA_n}{Z_{\text{H}n}} \cos(n\omega t \pm \varphi_{\text{H}n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{UB_n}{Z_{\text{H}n}} \sin(n\omega t \pm \varphi_{\text{H}n}) = \\
&= \sum_{n=1}^{\infty} IA_n \cos n\omega t + \sum_{n=1}^{\infty} IB_n \sin n\omega t = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(n\omega t + \varphi_{\Sigma n}), \quad n = 1, 2, 3, \dots, \quad (5.24) \\
IA_n &= \frac{UA_n}{Z_{\text{H}n}} \cos \varphi_{\text{H}n} \pm \frac{UB_n}{Z_{\text{H}n}} \sin \varphi_{\text{H}n}; \quad IB_n = \frac{UA_n}{Z_{\text{H}n}} \sin \varphi_{\text{H}n} \mp \frac{UB_n}{Z_{\text{H}n}} \cos \varphi_{\text{H}n},
\end{aligned}$$

где:  $Z_{\text{H}n}$ ,  $\varphi_{\text{H}n}$  - модуль и фазовый угол сопротивления нагрузки  $Z_{\text{H}}$  на частоте  $n\omega$ ,  $\varphi_{\Sigma n}$  - суммарный фазовый сдвиг между  $n$ -ой ВГС  $i_{\text{H}}(t)$  и напряжением на вторичной обмотке СТ (при его наличии), обусловленный процессами коммутации и реактивной составляющей нагрузки.

Таким образом, выражение (5.24) может быть использовано для выбора номинального тока ПАФ с учетом фазы компенсируемых ВГС тока. Действующее значение тока ПАФ в этом случае определяется по выражению:

$$I_{\text{ПАФ}} = \frac{\sqrt{UA_n^2 + UB_n^2}}{\sqrt{2}Z_{\text{H}}}, \quad (5.25)$$

где:  $Z_{\text{H}}$  – действующее значение сопротивления нагрузки.

Номинальное компенсационное напряжение ЭТК с АП и ФКУ, реализованных на основе ПСАФ, определяется следующими основными факторами: номинальным напряжением подключенной НН; уровнем отклонения напряжения сети от номинального значения; емкостью накопительного элемента; режимом работы силового преобразователя ПСАФ. Мгновенное значение компенсационного напряжения ПСАФ также зависит от гармонического спектра подключенной НН [429, 495].

Методы определения номинального компенсационного напряжения ЭТК с АП и ФКУ аналогичны методам выявления номинального тока [429, 495].

На рисунке 5.5 приведена базовая обобщенная схема для определения компенсационного напряжения [429, 495].

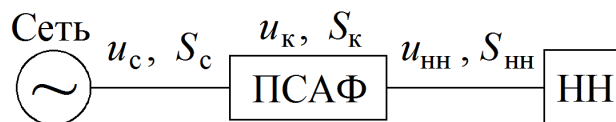


Рисунок 5.5 – Обобщенная схема для определения мгновенных значений токов и напряжений при работе ПСАФ ( $u_c, S_c$  – напряжение и полная мощность сети соответственно,  $u_к, S_к$  – напряжение и полная мощность ПСАФ,  $u_{\text{нн}}, S_{\text{нн}}$  – напряжение и полная мощность НН)

Согласно схеме на рисунке 5.5 справедливо следующее [99]:

$$u_c(t) = u_k(t) + u_{нн}(t). \quad (5.26)$$

При этом, аналогично (5.5) [99]:

$$\begin{aligned} u_k(t) &= u_{2нн}(t) + u_{3нн}(t) + \dots + u_{nнн}(t) + = U_{A_{2нн}} \sin(2\omega t + \varphi_{u_{2нн}} + \pi) + \\ &+ U_{A_{3нн}} \sin(3\omega t + \varphi_{u_{3нн}} + \pi) + \dots + U_{A_{nнн}} \sin(n\omega t + \varphi_{u_{nнн}} + \pi) = \\ &= \sum_{n=2}^{\infty} U_{A_{nнн}} \sin(n\omega t + \varphi_{u_{nнн}} + \pi). \end{aligned} \quad (5.27)$$

Если в качестве НН выступает ПЧ, то справедливо следующее выражение с учетом (5.11) [99]:

$$u_k(t) = \sum_{k=1}^{k_{\max}} (u_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + u_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)). \quad (5.28)$$

Номинальное значение компенсационного напряжения может быть определено следующим образом с учетом (5.14) [99]:

$$U_{\text{ПСАФ}} = Z_c \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{8I_{\text{ННmax}}}{\sqrt{2}\gamma\pi n^2} \sin \frac{n\gamma}{2} \sin \frac{n\left(\alpha + \frac{2\pi}{3}\right)}{2} \sin \frac{n\left(\frac{2\pi}{3} - \gamma\right)}{2} \right)^2}. \quad (5.29)$$

Также по аналогии с (5.17) [491, 497]:

$$U_{\text{ПСАФ}} = U_{\text{НН}} \cdot \text{THD}_{r(U)}. \quad (5.30)$$

В случае компенсации провалов и отклонений напряжения  $U_{\text{ПСАФ}}$  также должно содержать составляющую первой гармоники, которая определяется следующим образом [491]:

$$\dot{U}_{\text{ПСАФ}} = \dot{U}_c - \dot{U}_н, \quad (5.31)$$

где:  $\dot{U}_c$  и  $\dot{U}_н$  - соответственно напряжение сети и нагрузки. При этом:

$$U_{\text{ПСАФ}} = \sqrt{U_c^2 + U_н^2 - 2U_c U_н \cos(\varphi_н - \varphi_c)}, \quad (5.32)$$

$\varphi_н, \varphi_c$  - фазы нагрузки и сети соответственно.

При работе ПСАФ в режиме ДКИН также необходимо определить выходное компенсационное напряжение. В соответствии с рисунком 5.6 справедливо следующее [497]:

$$\begin{aligned} \dot{U}_c + \dot{U}_д &= \dot{I}_c (R_c + jX_c) + \dot{U}_н = \dot{I}_c Z_н + \dot{U}_н; \\ \dot{U}_c + \dot{U}_д &= \dot{I}_c (Z_c + Z_н); \dot{U}_c = \dot{U}_н + \dot{I}_c R_c - \left( \dot{U}_д - j \dot{I}_c X_c \right); \\ \dot{U}_{c1} &= \dot{U}_c - \left( \dot{I}_c R_c + j \dot{I}_c X_c \right) = \dot{U}_н - \dot{U}_д; \dot{U}_н = \left( \frac{\dot{U}_c + \dot{U}_д}{Z_c + Z_н} \right) Z_н. \end{aligned} \quad (5.33)$$

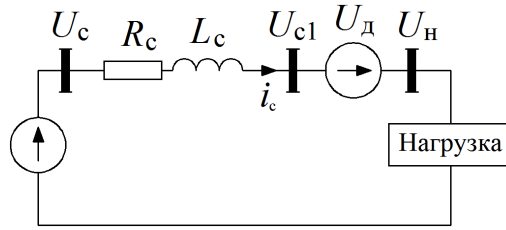


Рисунок 5.6 – Схема замещения для определения выходного компенсационного напряжения ДКИН ( $U_c$ ,  $U_{c1}$ ,  $U_d$ ,  $U_H$  – сетевое напряжение, напряжение в точке установки ДКИН, выходное напряжение ДКИН, напряжение нагрузки соответственно;  $i_c$  – ток сети;  $R_c$ ,  $X_c$  – параметры сети)

Введем следующие обозначения [132, 491, 497]:

$$\begin{aligned} \dot{I}_c(R_c + jX_c) &= a_2 + jb_2; \\ \dot{U}_d &= U_d e^{j\varphi_d} = U_d(a_1 + jb_1) \end{aligned}$$

С учетом (5.33) получим следующее [132, 491, 497]:

$$\begin{aligned} \dot{U}_c &= \dot{U}_H + (a_2 + jb_2) - \dot{U}_d = \dot{U}_H + (a_2 + jb_2) - U_d(a_1 + jb_1) = \\ &= 1e^{j0^\circ} + (a_2 + jb_2) - U_d(a_1 + jb_1), \end{aligned} \quad (5.34)$$

где  $U_c = 1$  (выражено в о.е., за базис принято номинальное сетевое напряжение), начальная фаза  $U_c$  равна 0, напряжение нагрузки  $U_H = 1$  и также выражено в о.е. При этом выражение (5.34) примет вид [132, 491, 497]:

$$\dot{U}_c = 1e^{j0^\circ} = \cos \varphi_c + j \sin \varphi_c = \{(1 + a_2) - U_d a_1\} + j(b_2 - U_d b_1). \quad (5.35)$$

Возведя в квадрат обе части и складывая соответствующие мнимые и вещественные части между собой получим [132, 491, 497]:

$$(1 + a_2)^2 + U_d^2 a_1^2 - 2(1 + a_2)a_1 U_d + b_2^2 + U_d^2 b_1^2 - 2b_1 b_2 U_d - 1 = 0. \quad (5.36)$$

Так как  $a_1^2 + b_1^2 = 1$ , при этом  $U_d^2(a_1^2 + b_1^2) = U_d^2$ , выражение (5.36) преобразуется к виду:

$$U_d^2 - 2\{(1 + a_2)a_1 + b_1 b_2\}U_d + (1 + a_2)^2 + b_2^2 - 1 = 0. \quad (5.37)$$

Выражение (5.37) дает возможность вычислить два значения  $U_d$  для двух различных случаев, как показано на рисунке 5.7 в точках А и Б.

С другой стороны, напряжение в точке установки ДКИН [132, 491, 497]:

$$\dot{U}_{c1} = \dot{U}_H - \dot{U}_d = U_H e^{j0^\circ} - U_d(a_1 + jb_1) = (U_H - a_1 U_d) - jb_1 U_d. \quad (5.38)$$

Так как  $\dot{U}_{c1} = U_{c1} e^{j\varphi_{c1}} = U_{c1} \cos \varphi_{c1} + jU_{c1} \sin \varphi_{c1}$ , выражение (5.38) примет вид [132, 491, 497]:

$$U_{c1} \cos \varphi_{c1} + jU_{c1} \sin \varphi_{c1} = (U_n - a_1 U_d) - jb_1 U_d. \quad (5.39)$$

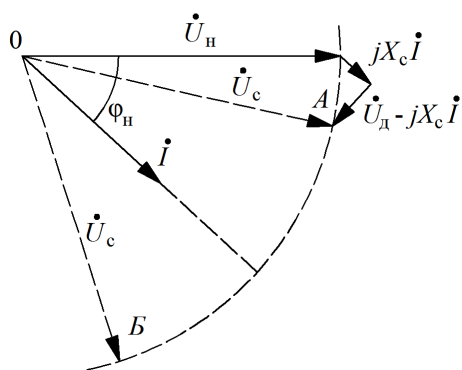


Рисунок 5.7 – Векторная диаграмма, характеризующие режимы работы ДКИН, исходя из выражения (7.37)

Далее с учетом того, что  $a_1^2 + b_1^2 = 1$  [132, 491, 497]:

$$U_{c1}^2 = (U_n - a_1 U_d)^2 + b_1^2 U_d^2 = U_n^2 + a_1^2 U_d^2 + b_1^2 U_d^2 - 2a_1 U_n U_d = U_n^2 + U_d^2 - 2a_1 U_n U_d. \quad (5.40)$$

Таким образом [132, 491, 497]:

$$U_d^2 - 2a_1 U_n U_d + U_n^2 - U_{c1}^2 = 0. \quad (5.41)$$

Для правильного функционирования ДКИН в условиях несимметричных трехфазных систем при отсутствии ВГС, необходимо выделить составляющие прямой последовательности тока нагрузки  $\left( \dot{I}_a^+, \dot{I}_b^+, \dot{I}_c^+ \right)$ . При этом фазовые углы компенсационных напряжений ДКИН определяются как [132, 491, 497]:

$$\varphi_{U_{da}} = \varphi_{I_{a+}} + 90^\circ; \quad \varphi_{U_{db}} = \varphi_{I_{b+}} + 90^\circ; \quad \varphi_{U_{dc}} = \varphi_{I_{c+}} + 90^\circ. \quad (5.42)$$

Мгновенные значения фазных напряжений на выходе ДКИН [132, 491, 497]:

$$\begin{aligned} u_{da} &= \sqrt{2} U_{da} \sin(\omega t + \varphi_{U_{da}}), & u_{db} &= \sqrt{2} U_{db} \sin(\omega t + \varphi_{U_{db}} - 120^\circ), \\ u_{dc} &= \sqrt{2} U_{dc} \sin(\omega t + \varphi_{U_{dc}} + 120^\circ). \end{aligned} \quad (5.43)$$

Таким образом, в зависимости от соотношений напряжения сети и нагрузки, а также от характера последней, определяется номинальное компенсационное напряжение на выходе ДКИН.

### 5.1.2. Выбор емкости накопительных элементов

Выходной ток ПАФ  $i_{ПАФ}$ , выполненного на базе трехфазного двухуровневого инвертора напряжения, определяется из следующего дифференциального уравнения (см. рисунок 5.8):

$$\frac{di_{ПАФ}}{dt} = \frac{U_{ИНВ} - i_{ПАФ} R_{др}}{L_{др}}, \quad (5.44)$$

где  $R_{др}, L_{др}$  – активное и индуктивное сопротивление выходных дросселей ПАФ,  $U_{ИНВ}$  – выходное напряжение инвертора.

Ток накопительного конденсатора ПАФ  $i_{cd}$ :



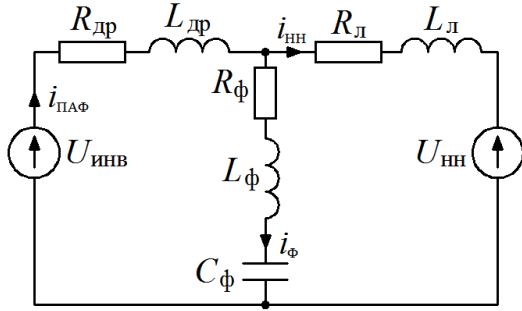


Рисунок 7.8 - Схема замещения для определения емкости накопительного конденсатора

$$i_{cd} = C_n \frac{dU_{cd}}{dt}, \quad (5.45)$$

где  $C_n$  – емкость накопительного конденсатора,  $U_{cd}$  – напряжение накопительного конденсатора.

Принимая во внимание, что силовые IGBT ключи инвертора ПАФ работают в определенной последовательности, которая может быть описана функцией состояния IGBT транзисторов [266, 276]  $k_{in}$ , справедливы следующие выражения:

$$U_{ИНВ} = k_{in} U_{cd}; \quad i_{ПАФ} = k_{in} i_{cd}. \quad (5.46)$$

С учетом наличия НН, выражение (5.31)

приобретает следующий вид:

$$\frac{di_{ПАФ}}{dt} = \frac{U_{ИНВ} - i_{ПАФ} R_{др} - U_{НН}}{L_{др}}, \quad (5.47)$$

где  $U_{НН}$  – напряжение НН.

При наличии на выходе инвертора после дросселей пассивного активно-индуктивно-емкостного ПФ, ток последнего  $i_{\phi}$  определяется следующим образом:

$$i_{\phi} = C_{\phi} \frac{dU_{C\phi}}{dt}, \quad (5.48)$$

где  $C_{\phi}$  – емкость ПФ,  $U_{C\phi}$  – напряжение емкости ПФ.

При этом:

$$\frac{di_{\phi}}{dt} = \frac{U_{НН} - i_{\phi} R_{\phi} - U_{C\phi}}{L_{\phi}}. \quad (5.49)$$

При отсутствии индуктивности в составе выходного ПФ:

$$U_{НН} - i_{\phi} R_{\phi} - U_{C\phi} = 0. \quad (5.50)$$

Таким образом:

$$\frac{di_{ПАФ}}{dt} = \frac{U_{ИНВ} - i_{ПАФ} R_{др} - i_{\phi} R_{\phi} - U_{C\phi}}{L_{др}}. \quad (5.51)$$

При  $R_{др}=0$ :

$$\frac{di_{ПАФ}}{dt} = \frac{U_{ИНВ} - i_{\phi} R_{\phi} - U_{\phi}}{L_{др}}. \quad (5.52)$$

Данная схема замещения может быть использована для математического моделирования ПАФ, когда последний представлен в виде источника напряжения  $U_{\text{ИНВ}}$  (инвертор напряжения), для определения емкости накопительного конденсатора:

$$U_{\text{ИНВ}} = R_{\text{др}} i_{\text{ПАФ}} + L_{\text{др}} \frac{di_{\text{ПАФ}}}{dt} + R_{\text{ф}} i_{\text{ф}} + U_{\text{Сф}}; \quad i_{\text{ф}} = C_{\text{ф}} \frac{dU_{\text{Сф}}}{dt};$$

$$R_{\text{ф}} i_{\text{ф}} + U_{\text{Сф}} = U_{\text{НН}} - R_{\text{л}} i_{\text{НН}} - L_{\text{л}} \frac{di_{\text{НН}}}{dt}; \quad i_{\text{ПАФ}} = i_{\text{ф}} + i_{\text{НН}}.$$
(5.53)

Также емкость  $C_{\text{н}}$  может быть определена из следующего соотношения:

$$\frac{L_{\text{др}} i_{\text{ПАФ}}^2}{2} = k_{\text{ин}} \frac{C_{\text{н}} U_{\text{cd}}^2}{2}, \quad C_{\text{н}} = \frac{L_{\text{др}} i_{\text{ПАФ}}^2}{k_{\text{ин}} U_{\text{cd}}^2}.$$
(5.54)

Для практических расчетов при известном гармоническом спектре НН, емкость накопительного конденсатора можно приближенно вычислить следующим образом:

$$C_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{ПАФ}}}{k_{\text{ин}}^2 U_{\text{cd}}^2 \omega}.$$
(5.55)

При этом  $Q_{\text{ПАФ}}$  определяется как:

$$Q_{\text{ПАФ}} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} Q_n} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n U_n \sin \varphi_n},$$
(5.56)

где:  $Q_n$  – реактивные составляющие компенсируемых ВГС с учетом фазового сдвига. При этом спектр регистрируемых большинством приборов ВГС ограничивается 40 порядком. В реальности ПАФ, не будучи идеальным компенсатором, является потребителем небольшой части активной мощности, которая обуславливается наличием резистивных элементов в структуре инвертора напряжения и в выходных дросселях. Ток, протекающий по силовым элементам инвертора, приводит к дополнительным потерям активной мощности, которые состоят из следующих компонентов [247-250]: потери в открытом состоянии  $\Delta P_{\text{откр}}$ , потери при переключении  $\Delta P_{\text{пер}}$ , потери на обратных диодах в открытом состоянии  $\Delta P_{\text{д откр}}$  и потери на выключение диодов  $\Delta P_{\text{выкл}}$ . Таким образом [247-250]:

$$P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{откр}} + \Delta P_{\text{пер}} + \Delta P_{\text{д откр}} + \Delta P_{\text{выкл}}.$$
(5.57)

С учетом всех активных потерь и мощности, вызывающей изменение напряжения  $U_{\text{cd}}$  накопительного конденсатора, емкость  $C_{\text{н}}$  можно определить следующим образом [247-250]:

$$C_{\text{н}} = \frac{0}{\Delta U_{\text{cd}} (\Delta U_{\text{cd}} + 2U_{\text{cd}})},$$

$$C_{\text{н}} = \frac{2 \int_0^{T/2} (P_{\Sigma} + S_{\text{cd}}) dt}{\Delta U_{\text{cd}} (\Delta U_{\text{cd}} + 2U_{\text{cd}})},$$
(5.58)

где  $S_{cd}$  – мощность, вызывающая изменение напряжения накопительного конденсатора, в том числе, в процессе его заряда и разряда, которая в общем случае может содержать активную и реактивную составляющие, при этом последняя преобладает,  $T$  – период сетевого напряжения [287].

По аналогии с (5.17)  $S_{cd}$  может быть определена следующим образом [247]:

$$S_{cd} = S_1 \cdot THD_{r(I)}, \quad (5.59)$$

где  $S_1 = I_1 U_1$  – полная мощность основной составляющей.

### 5.1.3. Выбор частотного диапазона компенсируемых высших гармоник

Согласно нормам отечественной и международной нормативной базы при вычислении и измерении  $k_U$  и  $k_I$  учитываются ВГС со 2 по 40 включительно, при этом частотный диапазон компенсируемых ПАФ ВГС может быть уже или шире, но в любом случае он ограничивается соответственно минимальным  $n_{min}$  и максимальным  $n_{max}$  порядком ВГС.

С учетом  $n_{max}$  и  $n_{min}$  величина  $k_I$  до установки ПАФ может быть получена следующим образом [59] при равенстве тока сети  $I_c$  току НН  $I_{HH}$  (при отсутствии линейной нагрузки) [41, 297, 298]:

$$k_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=n_{min}-1} I_{HH(n)}^2 + \sum_{n=n_{min}}^{n=n_{max}} I_{HH(n)}^2 + \sum_{n=n_{max}+1}^{n=40} I_{HH(n)}^2}}{I_{HH(1)}} \cdot 100, \quad \% \quad (5.60)$$

При включении ПАФ ВГС тока порядка от  $n_{min}$  и  $n_{max}$  в условиях идеальной коррекции устранятся, при этом  $k_I$  будет определяться следующим образом [41, 297, 298]:

$$k_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=n_{min}-1} I_{HH(n)}^2 + \sum_{n=n_{max}+1}^{n=40} I_{HH(n)}^2}}{I_{HH(1)}} \cdot 100, \quad \% \quad (5.61)$$

Аналогичным образом определяется величина  $k_U$  [41, 297, 298]:

$$k_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=n_{min}} U_{HH(n)}^2 + \sum_{n=n_{max}+1}^{n=40} U_{HH(n)}^2}}{U_{HH(1)}} \cdot 100, \quad \% \quad (5.62)$$

При  $n_{min} = 2$  выражения (5.61) и (5.62) примут следующий вид [41, 297, 298]:

$$k_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=n_{max}}^{n=40} I_{HH(n)}^2}}{I_{HH(1)}} \cdot 100, \quad (\%); \quad k_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=n_{max}}^{n=40} U_{HH(n)}^2}}{U_{HH(1)}} \cdot 100, \quad (\%). \quad (5.63)$$

Основным критерием выбора  $n_{max}$  и  $n_{min}$  в этом случае является следующее неравенство [41, 297, 298]:

$$\frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=n_{min}-1} U_{HH(n)}^2 + \sum_{n=n_{max}+1}^{n=40} U_{HH(n)}^2}}{U_{HH(1)}} \cdot 100 < 8 \%. \quad (5.64)$$

При этом нужно учитывать наличие в диапазоне от  $n_{min}$  до  $n_{max}$  характерных ВГС, оказывающих наибольшее влияние на степень искажения (5, 7, 11, 13, 17 и т.д.) [41, 297, 298].

В более общем случае, при наличии линейной нагрузки и ВГС со стороны питающей сети выражения (5.63) приобретут следующий вид [41, 297, 298]:

$$k_I = \frac{\sqrt{\sum_{n,m=n_{max}}^{n,m=40} (I_{HH(n)}^2 + I_{ЛН(m)}^2)}}{I_{c(1)}} \cdot 100, \quad (\%); \quad k_U = \frac{\sqrt{\sum_{n,m=n_{max}}^{n,m=40} (U_{HH(n)}^2 + U_{ЛН(m)}^2)}}{U_{c(1)}} \cdot 100, \quad (\%). \quad (5.65)$$

Таким образом, условие (5.64) будет следующим [41, 297, 298]:

$$\frac{\sqrt{\sum_{n,m=2}^{n=n_{min}-1, m=m_{min}-1} (U_{HH(n)}^2 + U_{ЛН(m)}^2) + \sum_{n,m=n_{max}+1}^{n,m=40} (U_{HH(n)}^2 + U_{ЛН(m)}^2)}}{U_{c(1)}} \cdot 100 < 8 \%. \quad (5.66)$$

При этом порядок ВГС со стороны НН ( $n$ ) и питающей сети ( $m$ ) может, как совпадать, так и не совпадать.

При наличии спектрограмм тока и напряжения компенсируемой сети значения  $n_{min}$ ,  $n_{max}$ ,  $m_{min}$ ,  $m_{max}$  могут корректироваться [41, 297, 298].

#### 5.1.4. Выбор структуры и параметров выходных фильтров

В зависимости от целей применения, структуры и режимов работы ЭТК с АП и ФКУ, ПФ на выходе АП могут иметь различную конфигурацию. В случае идеальной параллельной компенсации на выходе ПАФ должны быть установлены только дроссели для формирования выходного напряжения, но в реальных условиях на выходе ПАФ необходимо ставить дополнительный ПФ для повышения эффективности компенсации ВГС [47, 48, 55, 56].

Для выбора параметров выходных ПФ необходимо составить схемы замещения для двух основных случаев: активная часть функционирует в режиме управляемого источника напряжения или тока. На рисунке 5.9 приведены схемы замещения для двух указанных случаев [42, 43, 47, 48, 55, 56, 113].

При этом, активная часть, функционирующая в режиме управляемого источника напряжения, выполняется на основе инвертора тока, а активная часть, функционирующая в режиме управляемого источника тока, - на основе инвертора напряжения. Точка подключения компенсируемой сети представлена активным и реактивным сопротивлением ( $R_c, L_c$ ).

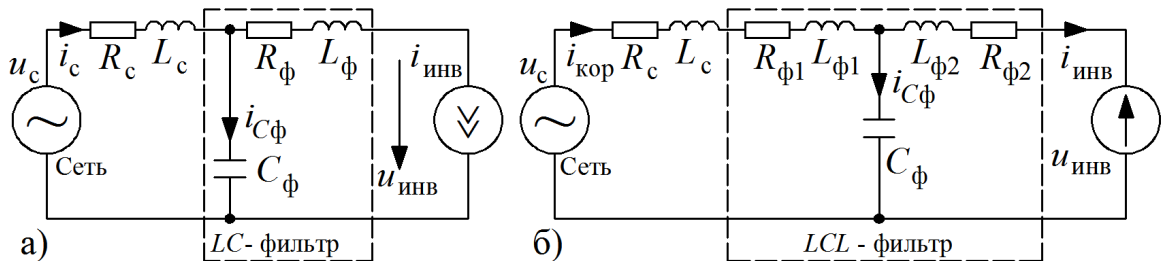


Рисунок 5.9 – Схема замещения сети с инвертором тока (а) и инвертором напряжения (б)

Выбор параметров выходных ПФ осуществляется исходя из следующих допущений: симметрия и синусоидальность напряжения сети при питании АП и ПФ; сеть является источником бесконечной мощности (индуктивность сети является бесконечно малой относительно индуктивности дросселей ПФ); линейность ВАХ элементов ПФ; силовые ключи АП идеальные, отсутствие паузы между коммутациями ключей АП; частота коммутации силовых ключей АП выше частоты основной составляющей более чем в 10 раз; АП является источником только ВГС, частоты которых значительно выше частоты первой гармоники [179].

Основным критерием выбора параметров выходных ПФ является обеспечение поддержания заданного уровня и гармонического состава коррекционного тока или напряжения. При этом необходимо определить интегральный суммарный коэффициент гармоник тока  $\bar{k}_I^{(q)}$  или напряжения  $\bar{k}_U^{(q)}$  [113]:

$$\bar{k}_I^{(q)} = \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{I_n}{n^q} \right)^2}, \quad \bar{k}_U^{(q)} = \frac{1}{U_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left( \frac{U_n}{n^q} \right)^2}, \quad (5.67)$$

где  $q$  – порядок интегрального коэффициента.

Для схемы на рисунке 5.9а справедлива следующая система уравнений [113]:

$$\begin{cases} u_{C\phi}(t) = i_{\text{инв}}(t)R_{\phi} + L_{\phi} \frac{di_{\text{инв}}(t)}{dt} + u_{\text{инв}}(t); & i_{C\phi}(t) = C_{\phi} \frac{du_{C\phi}(t)}{dt} \\ u_c(t) = i_c(t)R_c + L_c \frac{di_c(t)}{dt} + u_{C\phi}(t) \end{cases}. \quad (5.68)$$

Для схемы на рисунке 5.9б справедлива следующая система уравнений [113]:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_c(t) = (R_c + R_{\phi 1})i_{\text{кор}}(t) + (L_c + L_{\phi 1})\frac{di_{\text{кор}}(t)}{dt} + u_{\text{сф}}(t) \\ i_{\text{сф}}(t) = C_{\phi}\frac{du_{\text{сф}}(t)}{dt}, i_{\text{кор}}(t) = i_{\text{сф}}(t) + i_{\text{инв}}(t) \\ u_{\text{сф}}(t) = R_{\phi 2}i_{\text{инв}}(t) + L_{\phi 2}\frac{di_{\text{инв}}(t)}{dt} + u_{\text{инв}}(t) \end{array} \right. \quad (5.69)$$

В уравнениях 5.68 коррекционной величиной является выходное напряжение  $u_{\text{сф}}(t)$ , в уравнениях 5.69 – ток  $i_{\text{кор}}(t)$ .

Если основной функцией системы коррекции является компенсация ВГС тока или напряжения, то  $u_{\text{сф}}(t)$  и  $i_{\text{кор}}(t)$  должны содержать ВГС определенного порядка в противофазе с исходным спектром НН. При этом параметры выходных ПФ не должны влиять ни на амплитуду, ни на фазу корректирующих ВГС. С другой стороны, выходной ток или напряжение любого инвертора содержит высокочастотные ВГС, порядок которых  $f_{\text{вч}}$  определяется частотой коммутации силовых элементов инвертора  $f_{\text{к}}$  [119]:

$$f_{\text{вч}} = mf_{\text{к}}. \quad (5.70)$$

Эти составляющие при проникновении в компенсируемую сеть могут вызвать дополнительные искажения сетевого напряжения, следовательно, выходные ПФ должны их поглощать [119].

С учетом (5.70) интегральные коэффициенты могут быть определены следующим образом [113]:

$$\bar{k}_I^{(q)} \approx \frac{1}{N_S^q} \frac{1}{I_1} \sqrt{\sum_{m=1}^{\infty} \frac{I_m^{\Sigma}}{m^{2q}}} = \frac{1}{N_S^q} \bar{k}_{I_{\text{пр}}}^{(q)}, \quad \bar{k}_U^{(q)} \approx \frac{1}{N_S^q} \frac{1}{U_1} \sqrt{\sum_{m=1}^{\infty} \frac{U_m^{\Sigma}}{m^{2q}}} = \frac{1}{N_S^q} \bar{k}_{U_{\text{пр}}}^{(q)}, \quad (5.71)$$

где  $I_m^{\Sigma}$ ,  $U_m^{\Sigma}$  – сумма квадратов амплитуд ВГС тока и напряжения порядка  $m$ ,  $\bar{k}_{I_{\text{пр}}}^{(q)}$ ,  $\bar{k}_{U_{\text{пр}}}^{(q)}$  – приведенные интегральные коэффициенты ВГС  $q$ -го порядка тока и напряжения соответственно [113].

Для схемы рисунка 5.9а параметры выходного ПФ необходимо выбирать из следующих условий [113].

Поглощение высокочастотных ВГС [113, 282, 289]:

$$\frac{1}{\sqrt{L_{\phi} C_{\phi}}} \geq 2\pi mf_{\text{к}}; \quad X_{\text{сф}} \geq \frac{1}{mf_{\text{к}} C_{\phi}}. \quad (5.72)$$

Минимизация потерь компенсационного напряжения [113, 282, 289]:

$$u_{C\phi}(t) - u_{инв}(t) = i_{инв}(t)R_{\phi} + L_{\phi} \frac{di_{инв}(t)}{dt} \rightarrow \min; \frac{di_{инв}(t)}{dt} R_{\phi} + L_{\phi} \frac{d^2 i_{инв}(t)}{dt^2} = 0. \quad (5.73)$$

Отсутствие резонанса в точке подключения системы коррекции [113, 282, 289]:

$$X_{C\phi} \neq \sqrt{\frac{L_c}{C_{\phi}}}. \quad (5.74)$$

Для схемы рисунка 5.9б параметры выходного ПФ необходимо выбирать из следующих условий.

Поглощение высокочастотных ВГС [113, 282, 289]:

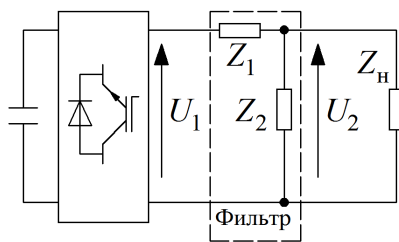
$$\frac{1}{\sqrt{L_{\phi1} C_{\phi}}} \geq 2\pi m f_K; \quad X_{C\phi} \geq \frac{1}{m f_K C_{\phi}}. \quad (5.75)$$

Минимизация потерь выходного напряжения инвертора [113, 282, 289]:

$$u_{C\phi}(t) - u_{инв}(t) = i_{инв}(t)R_{\phi2} + L_{\phi2} \frac{di_{инв}(t)}{dt} \rightarrow \min; \frac{di_{инв}(t)}{dt} R_{\phi2} + L_{\phi2} \frac{d^2 i_{инв}(t)}{dt^2} = 0. \quad (5.76)$$

Отсутствие резонанса в точке подключения ЭТК с АП и ФКУ [113, 282, 289]:

$$X_{C\phi} \neq \sqrt{\frac{L_c + L_{\phi1}}{C_{\phi}}}; \quad X_{L\phi1} \neq \frac{L_{\phi1}}{\sqrt{(L_c + L_{\phi1})C_{\phi}}}. \quad (5.77)$$



Выходные ПФ также могут рассматриваться в качестве делителей напряжения, как показано на рисунке 5.10 для АИН.

Коэффициент фильтрации  $n$ -ой ВГС будет определяться из следующего выражения [282, 289]:

Рисунок 5.10 – АИН с  
выходным ПФ

$$K_{\Phi n} = \frac{U_{1nm}}{U_{2nm}} = \frac{\left| \frac{\dot{Z}_{1n} + \frac{\dot{Z}_{2n} \dot{Z}_{нn}}{\dot{Z}_{2n} + \dot{Z}_{нn}}}{\dot{Z}_{2n} + \dot{Z}_{нn}} \right|}{\left| \frac{\dot{Z}_{2n} \dot{Z}_{нn}}{\dot{Z}_{2n} + \dot{Z}_{нn}} \right|}, \quad (5.78)$$

где:  $\dot{Z}_{1n}$ ,  $\dot{Z}_{2n}$ ,  $\dot{Z}_{нn}$  - комплексные сопротивления ПФ и нагрузки на частоте  $n$ -ой ВГС;  
 $U_{1nm}$ ,  $U_{2nm}$  - амплитудные значения ВГС входного и выходного напряжения [282, 289].

Для простейшего выходного  $LC$  фильтра  $K_{\Phi n}$  будет определяться как [282, 289]:

$$K_{\Phi n} = \left( n\omega L - \frac{1}{n\omega C} \right) / \left( \frac{1}{n\omega C} \right). \quad (5.79)$$

Однозвенный  $LC$  фильтр, как самый простой по структуре, обладает рядом существенных недостатков. Помимо ВГС он также ослабляет основную составляющую при ее наличии в

компенсационном токе или напряжении. Выходной  $LC$  фильтр целесообразно использовать при незначительном содержании ВГС в инвертируемом напряжении, когда либо ПАФ, либо ПСАФ применяются как вспомогательное средство или в составе ЭТК с АП и ФКУ.

Указанных недостатков лишен двухзвенный ПФ, схема которого приведена на рисунке 5.11. Оба звена ( $LC$  цепи) настраиваются на резонанс на частоте основной составляющей [113, 282, 289]:

$$\omega_1 L_{\phi 1} = \frac{1}{\omega_1 C_{\phi 1}}, \quad \omega_1 L_{\phi 2} = \frac{1}{\omega_1 C_{\phi 2}}. \quad (5.80)$$

Коэффициент ослабления основной составляющей для данного ПФ равен 1 при допущении, что все элементы ПФ идеальные и не имеют активных потерь. Для ВГС справедливо следующее [113, 282, 289]:

$$Z_{1n} = n\omega L_{\phi 1} - \frac{1}{n\omega C_{\phi 1}}, \quad Z_{2n} = n\omega L_{\phi 2} - \frac{1}{n\omega C_{\phi 2}}. \quad (5.81)$$

Такой ПФ не искажает основную составляющую и не создает дополнительной перегрузки

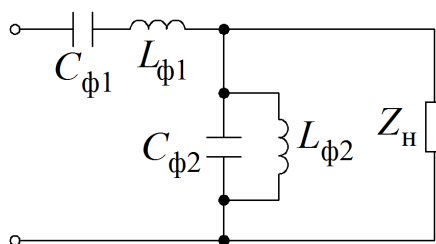


Рисунок 5.11 –  
Двухзвенный выходной  
 $LC$  фильтр

для силовых элементов инвертора. Выбор параметров двухзвенного ПФ ( $L_{\phi 1}$ ,  $C_{\phi 2}$ ) аналогичен  $LC$  фильтру, при этом падение напряжения на индуктивности  $L_{\phi 1}$  должно быть в пределах 30-40% от номинального значения ВГС напряжения на выходе инвертора. Значения  $L_{\phi 2}$ ,  $C_{\phi 1}$  выбираются исходя из обеспечения резонанса на частоте первой гармоники [113].

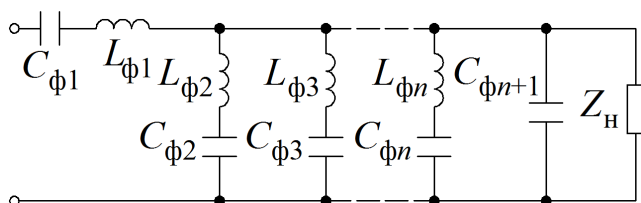


Рисунок 5.12 – Многозвенный ПФ

коэффициентом искажения синусоидальности выходного напряжения [113].

Таким образом, в зависимости от основной функции, которую реализует тот или иной ЭТК с АП и ФКУ, осуществляется выбор структуры и параметров выходных ПФ.



## 5.2. Выбор режимов работы фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ могут функционировать в следующих основных режимах: компенсация ВГС тока (параллельная компенсация); компенсация ВГС напряжения (параллельная компенсация); коррекция коэффициента мощности сети или нагрузки; компенсация провалов и отклонений напряжения; компенсация несимметрии напряжений источника или нагрузки; ИБП; синхронизация параллельной работы нескольких автономных источников между собой и ЦЭС при ее наличии [1, 25-28].

### 5.2.1. Режимы компенсации высших гармоник тока и реактивной мощности

Компенсацию ВГС тока наиболее эффективно осуществлять посредством ПАФ, так как он позволяет реализовать частичную компенсацию реактивной мощности по составляющим ВГС. При этом систему управления ПАФ можно настроить на коррекцию коэффициента мощности первой гармоники, переходя в режим работы, аналогичный устройству СТАТКОМ. Таким образом, ПАФ может работать в двух основных режимах: компенсация ВГС тока и реактивной мощности основной составляющей [528, 531-535].

При подавлении только ВГС компенсационный ток ПАФ [41, 528, 531-535]:

$$i_{\text{ПАФ}}(t) = \sum_{n=2}^{n_{\text{max}}} i_n (\varphi_n - \pi). \quad (5.82)$$

В случае компенсации ВГС и реактивной мощности основной составляющей [41]:

$$i_{\text{ПАФ}}(t) = i_{1p}(\varphi_{1p}) + \sum_{n=2}^{n_{\text{max}}} i_n (\varphi_n - \pi), \quad (5.83)$$

где:  $i_{1p}(\varphi_{1p})$  - реактивный компенсационный ток основной составляющей.

Указанные режимы необходимо учитывать при совместной работе ПАФ и ПФ в рамках ЭТК с АП и ФКУ. Основными факторами при выборе того или иного режима работы ПАФ, функционирующего отдельно или в рамках ЭТК с АП и ФКУ, являются коэффициент  $k_U$  и коэффициент мощности  $\lambda$ . При несинусоидальных режимах тока и напряжения значение  $\lambda$  может определяться различными способами [420, 492]. Классическое определение  $\lambda$  следующее:

$$\lambda = \frac{P}{S}, \quad (5.84)$$

где:  $P$ ,  $S$  – измеренные действующие значения активной и полной мощности сети соответственно. При этом справедливо следующее [420, 492]:

$$S = U_{\text{д}} I_{\text{д}}; U_{\text{д}} = \sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}; I_{\text{д}} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}, \quad (5.85)$$

$$P = P_1 + P_n = U_1 I_1 \cos \varphi_1 + \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n \cos \varphi_n.$$

Также коэффициент мощности может быть измерен или вычислен по основной составляющей [420, 492]:

$$\lambda_1 = \frac{P_1}{S_1}, \quad (5.86)$$

при этом  $P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1$  и  $S_1 = U_1 I_1$  могут быть вычислены или измерены современными измерительными приборами, позволяющими фиксировать с достаточной точностью гармонический спектр тока и напряжения, таким образом,  $\lambda_1 = \cos \varphi_1$ . Величина  $\lambda_1$  в зарубежных публикациях [394, 487, 531, 532] и стандартах [420] носит название «коэффициент сдвига мощности» (displacement power factor). Таким образом, при несинусоидальных режимах при выборе того или иного технического средства повышения КЭ необходимо одновременно рассматривать величины  $\lambda$  и  $\lambda_1$ . Также в зарубежной практике [410] оценивается коэффициент гармонического «загрязнения» (harmonic pollution factor):

$$k_P = \frac{S_n}{S_1}, \quad (5.87)$$

где:  $S_1 = U_1 I_1$ ,  $S_n = \sum_{n=2}^{\infty} U_n I_n$ . Также могут быть использованы выявленные аналитические выражения (2.20) и (2.22) для определения составляющих суммарного коэффициента мощности при несинусоидальных режимах [492].

Исходя из значений  $\lambda$  и  $\lambda_1$ , осуществляется выбор режима работы ПАФ или СТАТКОМ. Если  $\lambda > \lambda_1$  ПАФ целесообразно использовать в режиме компенсации только ВГС без компенсации реактивной мощности первой гармоники, в противном случае ПАФ необходимо использовать в режиме совместной коррекции ВГС и реактивной мощности основной составляющей, или использовать устройство СТАТКОМ. В случае совместной работы ПАФ и ПФ, последние могут быть настроены как на подавление характерных ВГС (5, 7, 11, 13 и т.д.), так и на компенсацию реактивной мощности. Если уровень

несинусоидальности тока и напряжения определяется одной или двумя характерными ВГС (5, 7, 11 или 13) ПАФ целесообразно использовать в режиме СТАТКОМа для компенсации реактивной мощности, а ПФ – для подавления ВГС [252-254, 284]. Все указанные особенности и факторы могут быть сведены в алгоритм, приведенный на рисунке 5.13.

При выборе указанных режимов необходимо учитывать, что компенсация ВГС оказывает влияние только на значение  $\lambda$ , оставляя  $\lambda_1$  без изменений. Также режим коррекции  $\lambda_1$  посредством ПАФ приводит к увеличению емкости накопительных элементов и дополнительной нагрузке на силовые ключи инвертора [252-254, 284].

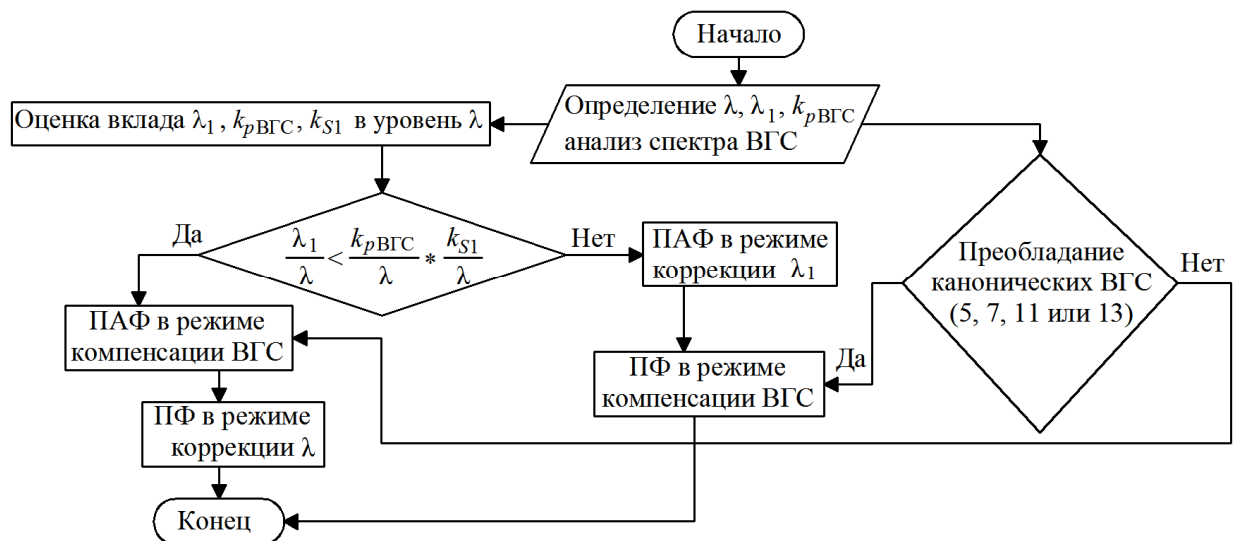


Рисунок 5.13 – Алгоритм выбора режима работы ЭТК с АП и ФКУ при компенсации ВГС тока и реактивной мощности

### 5.2.2. Режимы компенсации высших гармоник, провалов, отклонений и несимметрии напряжения

Коррекция гармонического состава, величины и уровня несимметрии напряжений сети или нагрузки осуществляется на основе ПСАФ, функционирующего в режиме управляемого источника напряжения, как отдельно, так и совместно с ПФ в рамках ЭТК. На основе ПСАФ выполнен ДКИН, который выполняет все указанные функции и работает в следующих основных режимах [75, 497]: классическая компенсация; синфазная компенсация; усовершенствованная синфазная компенсация; компенсация по допустимому отклонению.

Классический метод основывается на непрерывном отслеживании величины питающего сетевого напряжения и компенсации провала или отклонения напряжения на основе предшествующих условий. В случае наличия КЗ в сети ДКИН компенсирует провал

напряжения на нагрузке и восстанавливает напряжение до уровня, предшествующего КЗ. Метод хорошо подходит для восстановления напряжения нагрузки, при этом уровень генерируемой ДКИН в сеть активной мощности не контролируется, а определяется внешними условиями и типом нагрузки. Данный метод иллюстрируется векторной диаграммой, приведенной на рисунке 5.14а, для которой справедливо выражения (5.31) и (5.32) [480, 497].

Также справедливы следующие выражения для определения полной и активной мощности ДКИН для указанного режима [480, 497]:

$$\begin{aligned} S_{\text{ДКИН}} &= I_{\text{н}} U_{\text{ДКИН}} = I_{\text{н}} \sqrt{U_{\text{с}}^2 + U_{\text{н}}^2 - 2U_{\text{с}}U_{\text{н}} \cos(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{с}})}; \\ P_{\text{ДКИН}} &= I_{\text{н}} (U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}} - U_{\text{с}} \cos \varphi_{\text{с}}). \end{aligned} \quad (5.88)$$

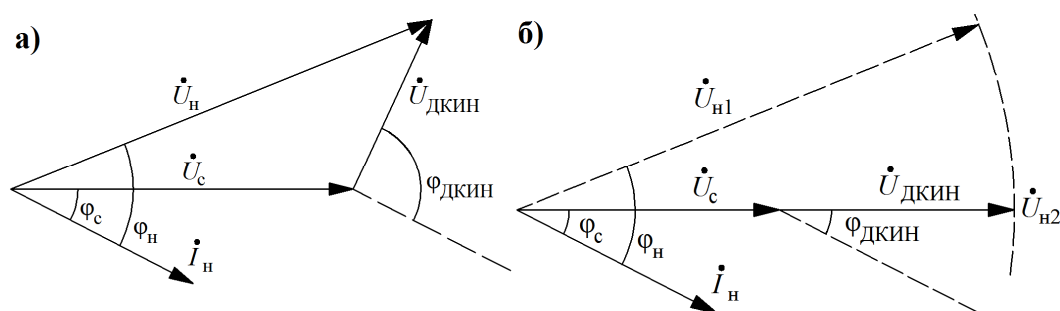


Рисунок 5.14 – Векторная диаграмма для классического режима работы ДКИН (а) и режима синфазной компенсации ДКИН (б)

Метод реализуется посредством фиксации фазового угла при возникновении КЗ, который формируется на выходе ФАПЧ. Далее этот угол используется для формирования опорного напряжения нагрузки до момента возникновения КЗ посредством фазовых преобразований. Основной недостаток данного режима – отсутствие контроля за составляющими обратной последовательности и, как следствие, неудовлетворительное функционирование при возникновении однофазных КЗ [437, 480, 497].

Режим синфазной компенсации основан на формировании напряжения, совпадающего по фазе с сетевым, независимо от тока нагрузки и условий, предшествующих возникновению провала или отклонения напряжения. Векторная диаграмма для данного принципа приведена на рисунке 5.14б ( $\dot{U}_{\text{н1}}$ ,  $\dot{U}_{\text{н2}}$  – комплексы напряжений на нагрузке до и после компенсации соответственно) [437, 480, 497].

Реализация указанного режима достигается двумя основными методами: синхронизация с использованием ФАПЧ и метод симметричных составляющих [342, 429].

В соответствии с рисунком 5.15 справедливо следующее [437, 480, 497]:

$$\begin{aligned}
S_{\text{ДКИН}} &= I_{\text{н}} U_{\text{ДКИН}} = I_{\text{н}} (U_{\text{н}} - U_{\text{с}}); \\
P_{\text{ДКИН}} &= I_{\text{н}} U_{\text{ДКИН}} \cos \varphi_{\text{с}} = I_{\text{н}} (U_{\text{н}} - U_{\text{с}}) \cos \varphi_{\text{с}}; \\
\varphi_{\text{с}} &= \varphi_{\text{ДКИН}}; U_{\text{ДКИН}} = U_{\text{н}} - U_{\text{с}}.
\end{aligned} \tag{5.89}$$

Режимы классической и синфазной компенсации позволяют генерировать активную мощность к нагрузке для компенсации искажений напряжения. При этом величина генерируемой мощности ограничивается параметрами накопительного элемента, что влияет на время восстановления компенсирующей способности ДКИН [132]. Для контроля режима генерации энергии разработан метод усовершенствованной синфазной компенсации. В таком режиме вместо активной в сеть генерируется только реактивная мощность, что в целом позволяет снизить уровень загрузки накопительного элемента и повысить способность ДКИН поддерживать непрерывный уровень коррекции величины и гармонического состава напряжения [132]. Также по сравнению с предыдущими методами возрастает величина компенсируемых провалов и отклонений напряжения. В таком режиме коррекция отстраивается от фазовых соотношений тока и напряжения нагрузки, при этом последняя должна быть устойчива к фазовым отклонениям. Таким образом, данный режим эффективен для коррекции провалов и отклонений напряжения ограниченного диапазона, возникающих в основном со стороны подключенной нагрузки [132].

Режим компенсации по допустимому отклонению с минимальным уровнем генерации энергии используется при коррекции провалов и отклонений незначительной величины.

При наличии несимметрии и ВГС со стороны питающей сети необходимо выделить составляющие прямой последовательности первой гармоники напряжения по фазам в точке установки ДКИН [429]:

$$u_{\text{c1a}} = u_{\text{c1a1}}^+ + u_{\text{c1a ост}}; u_{\text{c1b}} = u_{\text{c1b1}}^+ + u_{\text{c1b ост}}; u_{\text{c1c}} = u_{\text{c1c1}}^+ + u_{\text{c1c ост}}, \tag{5.90}$$

где:  $u_{\text{c1a1}}^+, u_{\text{c1b1}}^+, u_{\text{c1c1}}^+$  - основные составляющие прямой последовательности соответственно по фазам,  $u_{\text{c1a ост}}, u_{\text{c1b ост}}, u_{\text{c1c ост}}$  - оставшаяся часть напряжения по фазам, содержащая ВГС и составляющие обратной и нулевой последовательности. Аналогично определяются соответствующие фазовые углы. В этих условиях выражение (5.41) на примере фазы А примет вид [429]:

$$U_{\text{да1}}^2 - 2a_{\text{a1}} U_{\text{н}} U_{\text{да1}} + U_{\text{н}}^2 - U_{\text{c1a1}}^{+2} = 0. \tag{5.91}$$

Согласно (5.91) определяется основная составляющая прямой последовательности компенсационного напряжения ДКИН для оставшихся фаз. Оставшаяся часть компенсационного напряжения ДКИН, содержащая ВГС и несимметрию по обратной и нулевой последовательности, должна быть в противофазе с аналогичными составляющими в точке подключения ДКИН [429]:

$$\begin{aligned} u_{да\text{ ост}} &= u_{c1a\text{ ост}}; u_{дб\text{ ост}} = u_{c1b\text{ ост}}; u_{дс\text{ ост}} = u_{c1c\text{ ост}}; \\ \varphi_{U_{да\text{ ост}}} &= -\varphi_{U_{c1a\text{ ост}}}; \varphi_{U_{дб\text{ ост}}} = -\varphi_{U_{c1b\text{ ост}}}; \varphi_{U_{дс\text{ ост}}} = -\varphi_{U_{c1c\text{ ост}}}. \end{aligned} \quad (5.92)$$

Таким образом, выходное напряжение ДКИН в таком режиме будет содержать две составляющих [429]:

$$u_{да} = u_{да1} + u_{да\text{ ост}}; u_{дб} = u_{дб1} + u_{дб\text{ ост}}; u_{дс} = u_{дс1} + u_{дс\text{ ост}}. \quad (5.93)$$

### **5.3. Выбор методов управления фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями**

Для любого ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ вне зависимости от структуры, режима работы и функционального назначения важным этапом алгоритма работы является определение той или иной опорной величины: тока или напряжения. Ключевым этапом является фазовая синхронизация компенсационной величины с параметрами электрической сети и нагрузки. Алгоритмическое обеспечение любого ЭТК с АП и ФКУ основывается на двух основных методах: фазовые преобразования в системах координат  $\alpha\beta$  и  $dq$ , а также быстрое или дискретное преобразование Фурье (БПФ и ДПФ). Алгоритмическое обеспечение ЭТК выбирается с учетом двух основных направлений развития методов и средств компенсации ВГС и составляющих мощности: теории физических составляющих тока и теории мгновенной мощности [370, 375, 394, 403, 407].

#### **5.3.1. Выявление и компенсация гармонических составляющих**

Определение опорного тока или напряжения в данном режиме осуществляется либо автономно с использованием генератора или иного задающего устройства, либо на основе измерительной информации, полученной с первичных датчиков тока или напряжения сети и НН. Первый способ эффективен в случае постоянства или незначительных изменений режима работы НН в части гармонического состава и величины потребляемого тока, второй способ применяется при резкопеременном характере НН. С точки зрения быстродействия

первый способ обладает преимуществами, при этом точность коррекции гармонического спектра при реализации второго способа выше [411, 414, 422, 472, 473, 493, 494, 498, 528].

Фазовая синхронизация опорных величин с фактическими параметрами компенсируемой сети осуществляется на основе систем ФАПЧ, структура которых подробно описана в главе 2. При этом ФАПЧ также может быть реализована, как в автономном, так и в ведомом сетью режиме. На рисунке 5.15 приведены две структуры алгоритма работы ПАФ, отражающие использование ФАПЧ при наличии и отсутствии фазовых преобразований, а также использование в качестве опорных сигналов ( $i_{оп}$ ) параметры сети или НН [411, 414, 422, 428, 472, 473, 493, 494, 498, 528].

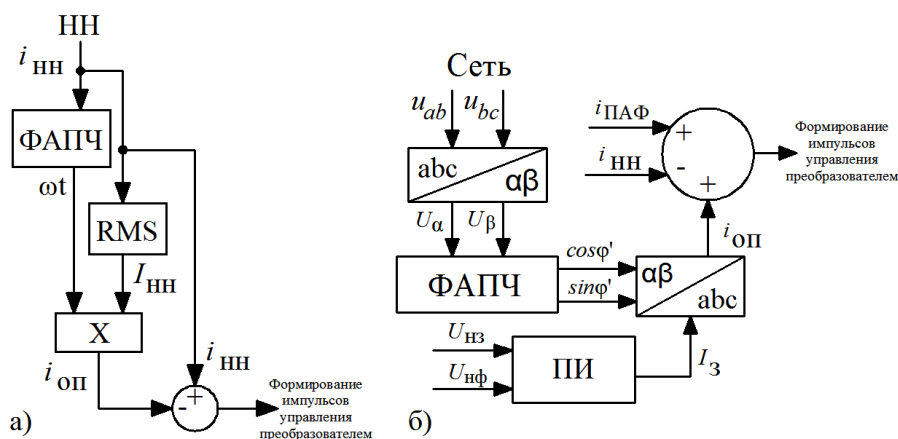


Рисунок 5.15 – Структуры алгоритмов работы ПАФ: а) при использовании ФАПЧ без фазовых преобразований, когда опорный сигнал тока генерируется исходя из параметров НН, б) при использовании ФАПЧ с фазовыми преобразованиями, когда опорный сигнал тока генерируется исходя из параметров сети (RMS – блок выделения действующего значения, ПИ – пропорционально-интегральный регулятор)

В структуре рис. 5.15а на основе измерительной информации о токе, потребляемом НН  $i_{нн}$ , формируется сигнал опорного синусоидального тока  $i_{оп}$ , фаза которого синхронизирована с  $i_{нн}$ . Данная структура отражает наиболее простой алгоритм управления ПАФ при использовании последнего только для компенсации ВГС тока, так как формирование опорной величины привязывается только к току одной или группы НН без учета параметров сети [520, 521].

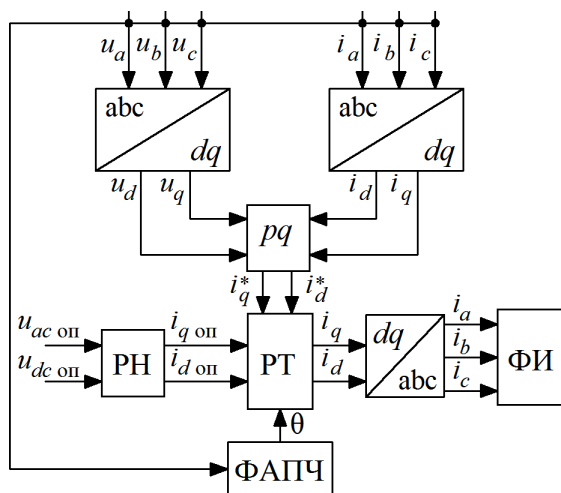
В структуре рис. 5.15б на основе величин напряжений сети  $u_{ab}$ ,  $u_{bc}$  и отклонения фактическому  $U_{нф}$  напряжения от заданного  $U_{нз}$  на накопительном конденсаторе происходит формирование опорного синусоидального тока  $i_{оп}$ , который сравнивается с фактическим током на выходе ПАФ ( $i_{ПАФ}$ ) помимо тока НН ( $i_{нн}$ ), как на схеме рис.5.16а,

что дополнительно повышает точность компенсации ВГС тока. При этом в такой структуре используются фазовые преобразования в систему координат  $\alpha\beta$ , что позволяет использовать такой алгоритм также и для компенсации составляющих мощности ВГС в соответствии с теорией мгновенной мощности [375, 508].

Формирование импульсов управления осуществляется с использованием релейных регуляторов с переменной величиной зоны нечувствительности (см. раздел 1.3.1).

### 5.3.2. Компенсация реактивной мощности

При работе ПАФ в режиме устройства СТАТКОМ в основе алгоритмического обеспечения лежит использование фазовых преобразований в системе координат  $dq$  для выявления активной и реактивной составляющей потребляемого нагрузкой тока, а также при необходимости сетевого напряжения или напряжения в определенной ТОП, где подключен СТАТКОМ. На рисунке 5.17 приведена структура обобщенной системы управления СТАТКОМ. На основании измеренных сетевых токов и напряжений после фазовых преобразований  $abc/dq$  определяется активная и реактивная составляющая полной мощности согласно следующему выражению [64, 67, 371, 531]:



$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_d & u_q \\ -u_q & u_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}. \quad (5.94)$$

Далее в соответствии с заданным коэффициентом мощности при сравнении его с фактическим значением, вычисляемым с помощью (5.94), определяются задания по токам  $i_d^*$  и  $i_q^*$ . Далее величины  $i_d^*$  и  $i_q^*$  корректируются в соответствии с

Рисунок 5.17 - Структура обобщенной системы управления СТАТКОМ (РН – регулятор напряжения, РТ – регулятор тока, ФИ – формирователь импульсов)

опорными значениями  $i_{d\text{оп}}$  и  $i_{q\text{оп}}$ , полученными согласно заданным напряжениям постоянного и переменного тока на входе и выходе инвертора СТАТКОМ. Блок ФАПЧ осуществляет фазовую синхронизацию выходных сигналов. Алгоритм

системы управления со структурой рисунка 5.17 способен осуществлять компенсацию



реактивной мощности по частоте основной составляющей, а также отклонений напряжения в точке подключения СТАТКОМ. Также в некоторых случаях целесообразно применять более простые алгоритмы систем управления (см. рисунок 5.18) [252, 254].

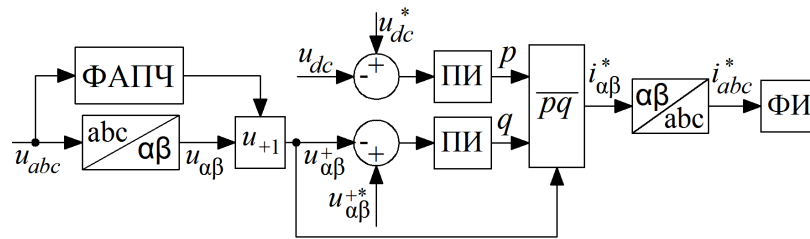


Рисунок 5.18 – Структура системы управления СТАТКОМ с выделением составляющих напряжения прямой последовательности

В данной структуре осуществляется выделение составляющих прямой последовательности напряжения (блок  $u_{+1}$ ) в координатах  $\alpha\beta$  ( $u_{\alpha\beta}^+$ ) и их сравнение с опорными значениями ( $u_{\alpha\beta}^{+*}$ ). Регулирование напряжения постоянного тока инвертора осуществляется ПИ регулятором путем сравнения фактического ( $u_{dc}$ ) и заданного ( $u_{dc}^*$ ) напряжения накопительного конденсатора с формированием задания по активной составляющей  $p$  полной мощности согласно  $pq$  теории [375]. Реактивная составляющая  $q$  полной мощности формируется путем сравнения заданного и фактического напряжения прямой последовательности в точке установки СТАТКОМ. После осуществления обратных преобразований блоком  $pq$  согласно следующим выражениям [252, 254]:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{\alpha} & u_{\beta} \\ -u_{\beta} & u_{\alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{bmatrix}. \quad (5.95)$$

формируются компенсационные токи  $i_{\alpha\beta}^*$ , которые далее преобразуются в трехфазную систему с формированием соответствующих импульсов управления (ФИ).

Несмотря на то, что основной функцией СТАТКОМ является коррекция коэффициента мощности по частоте основной составляющей, данный тип АП коррекции ПКЭ при соответствующем алгоритмическом обеспечении способен компенсировать провалы и отклонения напряжения посредством генерации активного тока в сеть. На рисунке 5.19 приведена схема подключения СТАТКОМ к сети. Для данной схемы справедливо следующее [252, 254]:

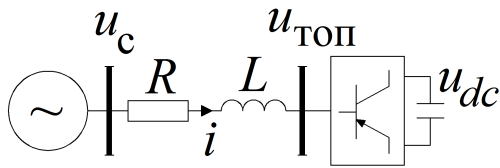
$$L \frac{di}{dt} + Ri = u_c - u_{\text{топ}}. \quad (5.96)$$

После фазовых преобразований  $abc/\alpha\beta/dq$ :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \delta & \sin \delta \\ -\sin \delta & \cos \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix},$$

выражение (5.96) приобретает следующий вид в координатах  $dq$  [252, 254]:

$$L \frac{di_d}{dt} + Ri_d = u_{cd} - kU_{dc} \cos \delta + L\omega_1 i_q, \quad L \frac{di_q}{dt} + Ri_q = u_{cq} - kU_{dc} \sin \delta - L\omega_1 i_d, \quad (5.97)$$



где  $\omega_1$  – частота основной составляющей,

$u_{\text{топ}} = kU_{dc}$ . Коэффициент  $k$  определяется топологией инвертора в составе СТАТКОМ. При этом [252, 254]:

Рисунок 5.19 - Схема

подключения СТАТКОМ к сети

$$i_{dc} = k(i_d \cos \delta - i_q \sin \delta) = C \frac{dU_{dc}}{dt} + \frac{U_{dc}}{R_s}, \quad (5.98)$$

где  $R_s$  – резистор, который включается параллельно накопительному конденсатору.

Динамика работы СТАТКОМ в  $dq$  координатах [252, 254]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{L}{R} & \omega_1 & -\frac{k}{L} \cos \delta \\ -\omega_1 & -\frac{L}{R} & \frac{k}{L} \sin \delta \\ \frac{k}{C} \cos \delta & -\frac{k}{C} \sin \delta & -\frac{1}{CR_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ U_{dc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{cd} \\ u_{cq} \end{bmatrix}. \quad (5.99)$$

Приравнивая все производные к нулю (установившийся режим) выражение (5.99) примет вид [252, 254]:

$$\begin{bmatrix} -R & X & -k \cos \delta \\ -X & -R & k \sin \delta \\ 2k \cos \delta & -2 \sin \delta & -\frac{2}{R_s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ U_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_c \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (5.100)$$

Решение (5.100) следующее [252, 254]:

$$I_d = \frac{R + k^2 R_s \sin^2 \delta}{R^2 + X^2 + k^2 R R_s} U_c, \quad I_q = \frac{-X + k^2 R_s \sin \delta \cos \delta}{R^2 + X^2 + k^2 R R_s} U_c, \quad (5.101)$$

$$U_{dc} = \frac{m R_s (R \cos \delta + X \sin \delta)}{R^2 + X^2 + k^2 R R_s}.$$

Величина  $R_s$  определяет степень компенсации отклонений напряжения за счет изменения величины генерируемого СТАТКОМ активного тока. Направление активного тока  $I_d$  зависит от заряда или разряда накопительного конденсатора [252, 254].

Таким образом, в зависимости от поставленных целей и задач СТАТКОМ, являющийся разновидностью ПАФ по топологии, способен при соответствующем алгоритмическом обеспечении выполнять следующие две функции по коррекции ПКЭ: коррекция коэффициента мощности основной составляющей и компенсация провалов и отклонений напряжения в узле нагрузки.

### **5.3.3. Компенсация провалов и отклонений напряжения, несимметрии токов и напряжений**

Для реализации указанных функций в основе алгоритмического обеспечения ЭТК с АП и ФКУ лежат преобразования для выявления симметричных составляющих токов и напряжений. Данные операции могут быть выполнены с помощью или без помощи фазовых преобразований [219]. Компенсацию провалов и отклонений напряжения, несимметрии токов и напряжений осуществляют на основе ПСАФ или ДКИН.

Определение симметричных составляющих в большинстве систем управления ПСАФ и ДКИН выполняется при помощи известных преобразований [219, 429]:

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} \left( \dot{U}_a + \dot{U}_b a + \dot{U}_c a^2 \right); \quad \dot{U}_2 = \frac{1}{3} \left( \dot{U}_a + \dot{U}_b a^2 + \dot{U}_c a \right); \quad \dot{U}_0 = \frac{1}{3} \left( \dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c \right). \quad (5.102)$$

Аналогичные соотношения справедливы и для токов в случае коррекции несимметрии нагрузки. При этом следует учитывать, что при наличии ВГС тока со стороны НН и ВГС напряжения со стороны источника несимметрию помимо частоты основной составляющей необходимо компенсировать на частотах соответствующих ВГС. Для канонических ВГС порядка  $pk \pm 1$  ( $p$  – пульсность ПЧ) ВГС порядка  $pk + 1$  создают составляющие прямой последовательности не внося дополнительной несимметрии, а ВГС порядка  $pk - 1$  – составляющие обратной последовательности, внося дополнительную несимметрию. То же самое справедливо и для ВГС напряжения соответствующих порядков со стороны источника. Нечетные ВГС, кратные 3, создают составляющие нулевой последовательности, также внося дополнительную несимметрию. Таким образом, при выборе алгоритмического обеспечения систем управления последовательных компенсаторов необходимо предусматривать коррекцию несимметрии источников и нагрузки, как по частоте основной

составляющей, так и по частоте ВГС при их наличии. Матрицы преобразования в симметричные составляющие для каждой из фаз трехфазной системы имеют вид [219, 429]:

$$T_A = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, T_B = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} a^2 & 1 & a \\ a & 1 & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, T_C = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} a & a^2 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}. \quad (5.103)$$

При этом справедливо следующее [219, 429]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{1a} \\ \dot{U}_{2a} \\ \dot{U}_{0a} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \dot{U}_{1b} \\ \dot{U}_{2b} \\ \dot{U}_{0b} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} a^2 & 1 & a \\ a & 1 & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad (5.104)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{1c} \\ \dot{U}_{2c} \\ \dot{U}_{0c} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} a & a^2 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}.$$

Также справедливы следующие выражения [219, 429]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{a1} \\ \dot{U}_{b1} \\ \dot{U}_{c1} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} T_1 \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix},$$

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{a2} \\ \dot{U}_{b2} \\ \dot{U}_{c2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} T_2 \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}, \quad (5.105)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{a2} \\ \dot{U}_{b2} \\ \dot{U}_{c2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} T_0 \begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix}.$$

В трудах [219, 429] установлена связь между преобразованиями по выявлению симметричных составляющих (преобразования Фортескью) и фазовыми преобразованиями  $abc/\alpha\beta$ :

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} \left[ \left( \dot{U}_a - \frac{1}{2} \dot{U}_b - \frac{1}{2} \dot{U}_c \right) + i \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \dot{U}_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \dot{U}_c \right) \right] = \frac{1}{2} \left[ \left( \dot{U}_\alpha + i \dot{U}_\beta \right) \right]; \quad (5.106)$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3} \left[ \left( \dot{U}_a - \frac{1}{2} \dot{U}_b - \frac{1}{2} \dot{U}_c \right) - i \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \dot{U}_b - \frac{\sqrt{3}}{2} \dot{U}_c \right) \right] = \frac{1}{2} \left[ \left( \dot{U}_\alpha - i \dot{U}_\beta \right) \right].$$

Соответствующие матричные преобразования [219, 429]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & i & 0 \\ 1 & -i & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ -i & i & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix}. \quad (5.107)$$

Общая структура системы управления для ПСАФ и ДКИН, осуществляющих коррекцию провалов и отклонений напряжения, несимметрии источника и нагрузки приведена на рисунке 5.20. Коррекция несимметрии осуществляется как от источника (ЦЭС, РГ, комбинированный), так и нагрузки на частоте основной составляющей и ВГС при их наличии. Составляющие несимметрии по основной гармонике ( $u_2, u_0, i_2, i_0$ ) выделяются соответствующими блоками (abc/0-1-2) с помощью преобразований Фортескью. Составляющие несимметрии по частотам ВГС ( $u_{2г}, u_{0г}, i_{2г}, i_{0г}$ ) выделяются блоками (БВГ – блок выделения гармоник) с использованием фазовых преобразований abc/αβ с использованием соотношений (5.106)-(5.107). Далее осуществляется выделение опорных величин (БВОВ – блок выделения опорных величин), фазовая синхронизация (ФАПЧ) и формирование импульсов управления (ФИ).

#### 5.4. Выбор структуры фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

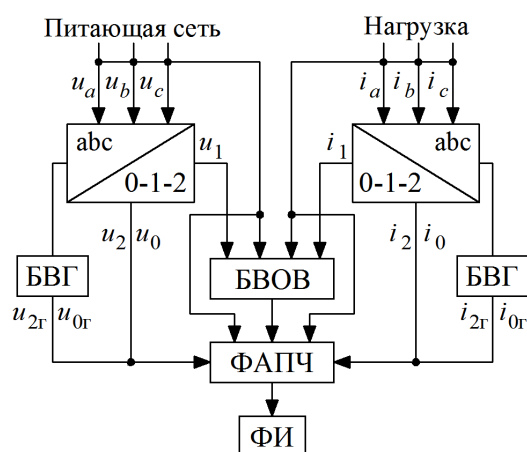


Рисунок 5.20 - Общая структура системы управления для ПСАФ и ДКИН

Выбор структуры ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ осуществляется в соответствии со следующими критериями: источник ВГС или несимметрии, режим работы НН, порядок ВГС, глубина и длительность провалов и отклонений напряжения, режим энергообеспечения (централизованный, автономный или комбинированный) [1, 493, 494, 496].

При наличии в гармоническом спектре сети или нагрузки от одной до трех характерных ВГС, вносящих основной вклад в несоответствие уровня несинусоидальности установленным нормам

целесообразна установка только ПФ, настроенных на подавление данных ВГС. При этом если существует необходимость коррекции непрерывного спектра ВГС без выделения характерных ВГС необходима установка ПАФ или ПСАФ. В рамках гибридных систем ПФ позволяют в первую очередь повысить эффективность работы ПАФ или ПСАФ, и при необходимости снизить номинальный коррекционный ток или напряжение на выходе ПАФ или ПСАФ, что дает экономический эффект за счет удешевления ПАФ или ПСАФ как наиболее дорогостоящих элементов ЭТК повышения КЭ.

Вариант установки ПАФ и ПФ в рамках ЭТК повышения КЭ, приведенный на рисунке 5.21а, целесообразен при большом количестве однотипной (спектр генерируемых ВГС) НН, когда установка большого количества ПАФ или одного ПАФ большой мощности экономически нецелесообразна. В этом случае характерные ВГС со стороны НН компенсируются ПФ, а остаточный спектр в ТОП НН корректируется одним ПАФ. Вариант структуры ЭТК, приведенный на рисунке 5.21б, целесообразен в случае наличия единичной НН большой мощности с непрерывным спектром генерируемых ВГС, а также при наличии искажений со стороны питающей сети, которые компенсирует ПФ, так как со стороны источника, как правило, возникает ряд ВГС определенного порядка. Также в рамках данной структуры ПАФ может быть настроен на коррекцию несимметрии со стороны нагрузки.

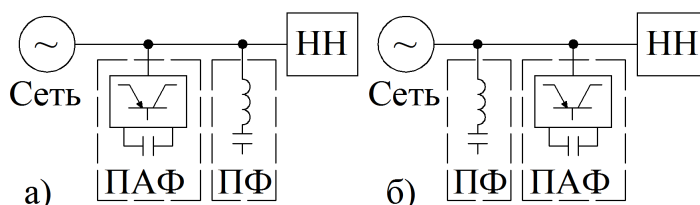


Рисунок 5.21 – Варианты установки ПАФ и ПФ в рамках ЭТК повышения КЭ

При реализации структуры ЭТК, приведенной на рисунке 5.22а, ПСАФ способен компенсировать ВГС, несимметрию, провалы и отклонения напряжения со стороны источника, а коррекцию ВГС от НН осуществляет ПФ [429, 494].

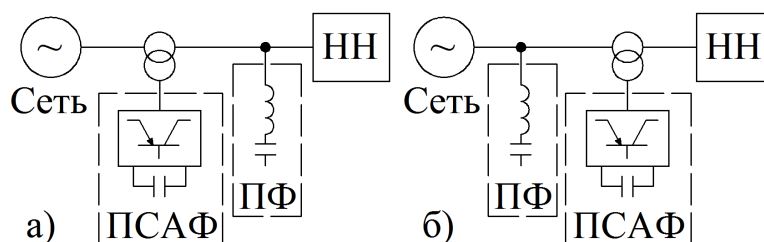


Рисунок 5.22 – Варианты установки ПСАФ и ПФ в рамках ЭТК повышения КЭ

Структуру, изображенную на рисунке 5.22б, целесообразно использовать при компенсации ВГС со стороны источника за счет ПФ, при этом ПСАФ осуществляет подавление провалов и отклонений напряжения в случае наличия протяженных линий от источника до нагрузки [30, 497].

Выбор структуры ПФ на выходе ПАФ или ПСАФ осуществляется в соответствии с п.п. 5.2.4 и величиной внутреннего сопротивления источника (ЦЭС, РГ, комбинированный).

При наличии значительного уровня несимметрии и ВГС как от источника, так и нагрузки, целесообразно использование УК [347-351], описанных в п.п. 3.4.4, в сочетании с ПФ в рамках более сложных гибридных структур.

### **5.5. Распределение фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями**

Выбор места установки ЭТК повышения КЭ зависит от степени распределения НН в электрической сети, структуры компенсируемой сети, режима энергообеспечения (ЦЭС, РГ или комбинированный), фактических значений ПКЭ в узлах нагрузки и ТОП.

Пример присоединения ПАФ к распределительному устройству (РУ) 0.4 кВ приведен на рисунке 5.24а [377].

ПАФ устанавливается на различных уровнях СЭС (см. рисунок 5.24бвг), исходя из этого, определяют три вида режима компенсации ВГС.

Режим коррекции ВГС разделяется на общий (рисунок 5.24б), промежуточный (рисунок 5.24в) и локальный (рисунок 5.24г) в соответствии с выбранным местом установки [377].

Общий режим коррекции ВГС выбирается если основная часть искажений возникает из-за большого количества рассредоточенной НН малой мощности, в то время, как в случае одной мощной НН выбирается локальный режим коррекции [377].

Локальный режим максимально эффективен в случае малого количества НН, мощность которых может быть соизмерима с мощностью питающей сети, что особенно важно в условиях РГ [59].

При локальном режиме компенсации токи ВГС изолированы от предвключенной сети. При этом уменьшается уровень искажения на чувствительной нагрузке и снижаются тепловые потери в кабелях и других установках до точки присоединения ПАФ, что позволяет не изменять сечения кабелей и мощность трансформаторов. Однако в точке

присоединения ПАФ снижается сопротивление сети, при этом плавно увеличивается коэффициент искажения синусоидальности тока между точкой подключения ПАФ и НН.

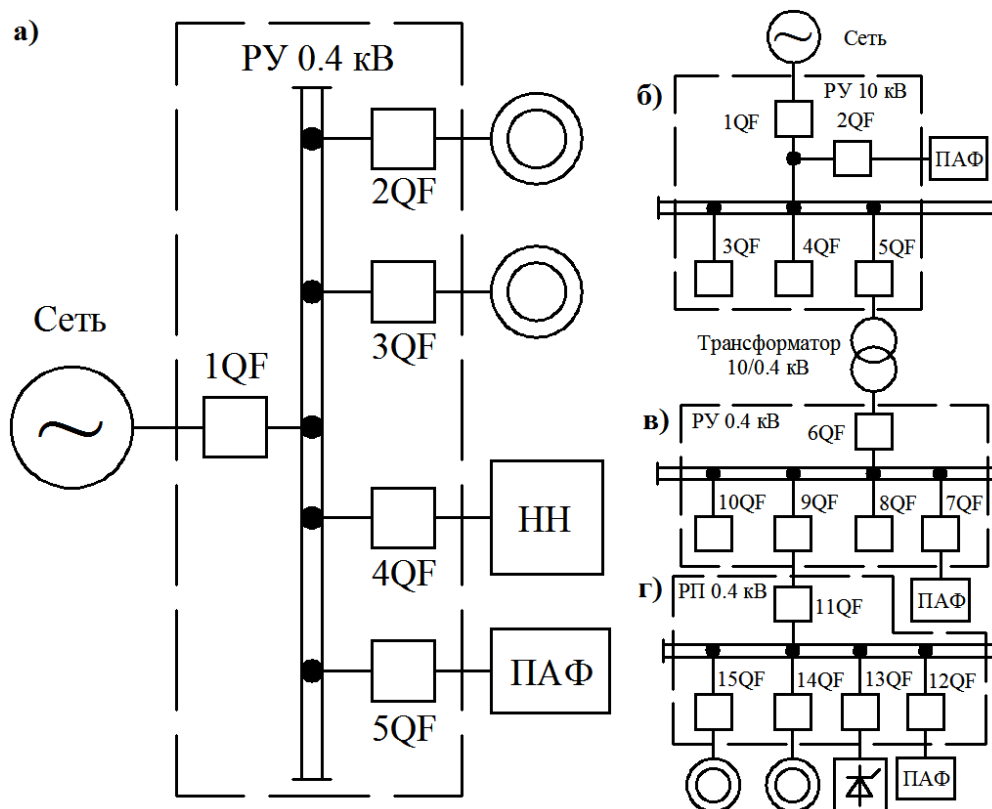


Рисунок 5.24 – а) Подключение ПАФ к РУ 0.4 кВ; б), в), г) Подключение ПАФ к различным уровням сети

Промежуточный режим максимально эффективен при сосредоточении НН небольшой единичной мощности на шинах какой-либо участковой подстанции [377].

Промежуточный режим ПАФ также позволяет ограничить уровень ВГС, генерируемых какой-то одной НН из группы, если этот уровень значителен по сравнению с аналогичными уровнями для других НН той же группы.

Общий режим подходит для ЦЭС, когда имеется необходимость компенсации ВГС на стороне высокого напряжения, а также для РГ, при взаимодействии между НН и генераторными установками с высокими сопротивлением ВГС [1].

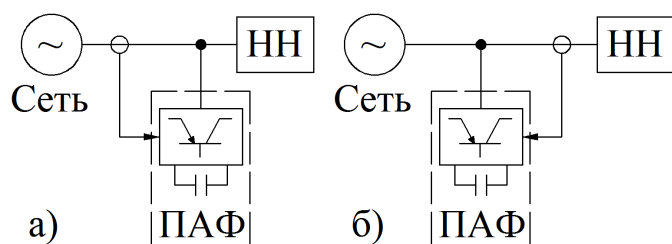
Выбор рационального режима компенсации ВГС ПАФ определяется конфигурацией и структурой распределительной сети промышленного предприятия, а также по результатам теоретических и экспериментальных исследований.

Аналогичные режимы повышения КЭ, связанные с распределением компенсаторов, справедливы и для ПСАФ и ЭТК, выполненных на их основе.



Также при распределении ЭТК повышения КЭ необходимо соответствующим образом выбирать место установки первичных датчиков тока и напряжения. На рисунке 5.25 приведено две наиболее распространенные конфигурации установки первичных датчиков тока и напряжения на примере ПАФ [500].

Конфигурацию на рисунке 5.25а целесообразно использовать при наличии единичной мощной НН, или при преобладании мощности НН над мощностью линейной



нагрузки в ТОП, куда подключается ПАФ.

Конфигурацию на рисунке 5.25б необходимо использовать при работе ПАФ только на одну НН если в той же сети присутствует чувствительная к ВГС

нагрузка, что происходит достаточно редко. При этом точность формирования тока коррекции в случае применения разомкнутой системы гораздо выше, так

Рисунок 5.25 – Конфигурации установки датчиков тока и напряжения на примере

ПАФ: а) замкнутая система, б) разомкнутая система

как анализу подвергается только ток НН, а не суммарный ток НН и ЛН. В случае ПСАФ также используется преимущественно замкнутая система [500, 519].

Выбор места размещения ФКУ с АП исходя из структуры, реализуемых функций и величин ПКЭ в компенсируемой СЭС, осуществляется в соответствии с алгоритмом, приведенным на рисунке 5.26.

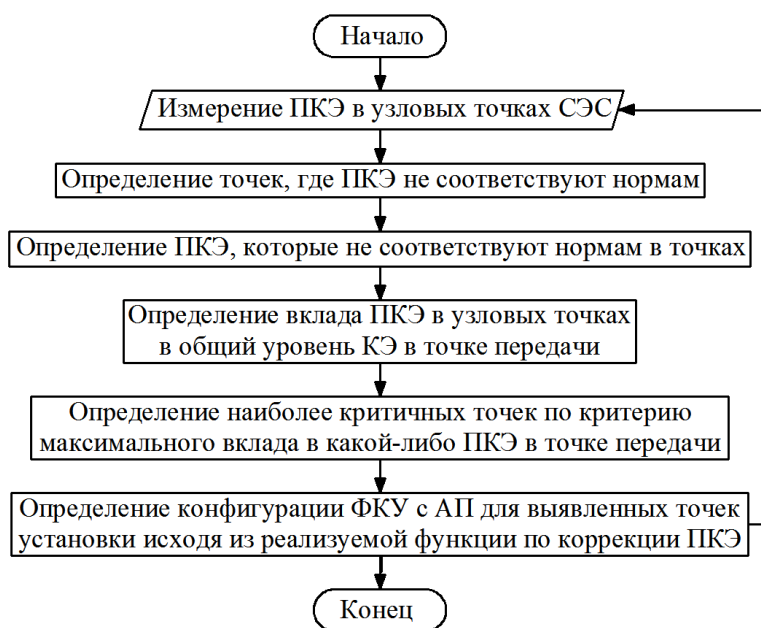


Рисунок 5.26 – Алгоритм выбора места размещения ФКУ с АП

## 5.6. Деградация пассивных элементов в составе фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

В настоящее время наибольшее промышленное применение получили ПФ, «представляющие собой последовательное соединение КУ и реактора. Наличие активных сопротивлений в реакторе и КУ совместно с неточной настройкой резонансной цепи приводит к частичной фильтрации соответствующих ВГС тока и напряжения» [151-156].

Для устранения возможности усиления ВГС тока и напряжения индуктивное сопротивление реактора  $X_{L\phi}$  фильтра вычисляется по условиям резонанса цепи ПФ на частоту самой низкой  $n$ -ой ВГС тока НН [151-156, 228-232].

При условии идеальной настройки ПФ на частоту  $n$ -ой ВГС и номинальных значениях индуктивности реакторов  $L_{\text{ном}}$  и емкости конденсаторов  $C_{\text{ном}}$  справедливо следующее:

$$v\omega L_{\text{ном}} = \frac{1}{v\omega C_{\text{ном}}}, \quad (5.108)$$

где параметры  $L_{\text{ном}}$  и  $C_{\text{ном}}$  приняты для расчетной температуры  $t = 20$  °С.

Из-за дискретности номинальных параметров серийно выпускаемых реакторов и конденсаторов, добиться идеальной настройки ПФ достаточно трудно, а в большинстве случаев, особенно в составе ЭТК с АП и ФКУ, практически невозможно. Также при определении резонансной частоты ПФ необходимо учитывать отклонения индуктивности и емкости от номинальных значений из-за различных факторов деградации [228-232].

Индуктивность ПФ  $L$  может иметь отклонение из-за несовершенства технологии изготовления реакторов [151-156, 228-232]:

$$L = L_{\text{ном}} + \Delta L = L_{\text{ном}}(1 + \alpha_L), \quad (5.109)$$

где  $\alpha_L = \Delta L/L_{\text{ном}}$  – отклонение реальной индуктивности от паспортного значения.

Выражение для оценки деградации емкости конденсаторов может быть представлено в виде [151-156, 228-232]:

$$C = C_{\text{ном}} + \Delta C_1 = C_{\text{ном}}(1 + \alpha_{C1}), \quad \Delta C_1 = \alpha_{C1} C_{\text{ном}}, \quad (5.110)$$

где  $\alpha_{C1} = \Delta C_1/C_{\text{ном}}$  – относительное отклонение емкости от паспортного значения.

В соответствии с требованиями стандартов допустимо изменение  $\alpha_{C1}$  в пределах от -5 до +10 % [151-156, 228-232].

Изменение емкости КУ ПФ происходит также в течение времени эксплуатации, что является деградацией [151-156, 228-232] и вызвано выходом из строя предохранителей отдельных секций в составе КУ.

Вариация емкости КУ, вызванное деградацией учитывается величиной  $\Delta C_2$ :

$$\Delta C_2 = \alpha_{C2} C_{\text{НОМ}}, \quad (5.111)$$

где  $\alpha_{C2} = \Delta C_2 / C_{\text{НОМ}}$  обусловлено деградацией КУ [151-156, 228-232].

Закономерность изменения емкости ПФ от температуры нагрева следующая:

$$\Delta C_t = \alpha_t C_{\text{НОМ}}, \quad (5.112)$$

где « $C_{\text{НОМ}}$  - емкость при  $t = 20^\circ\text{C}$ ;  $\alpha_t = \alpha_T \Delta t$  – относительное отклонение емкости ПФ при изменении  $t$ ;  $\Delta t = t - 20^\circ\text{C}$ ;  $\alpha_T$  - температурный коэффициент емкости конденсатора. Для конденсаторов с изоляцией из синтетических пропиток этот коэффициент равен  $(-4 \div 8) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ » [151-156, 228-232].

Следовательно, емкость конденсаторов в одной фазе ПФ определяется как:

$$C = C_{\text{НОМ}}(1 + \alpha_{C1})(1 + \alpha_{C2})(1 + \alpha_t) \quad (5.113)$$

Таблица 5.1 содержит уровни допустимых отклонений параметров ПФ (в % от паспортных величин) согласно зарубежным источникам [151-156, 228-232].

Коэффициент, учитывающий относительное отклонение частоты от номинального уровня определяется следующим образом [151-156, 228-232]:

$$\alpha_\omega = \Delta\omega / \omega_{\text{НОМ}}. \quad (5.114)$$

Таблица 5.1

Величины допустимых отклонений параметров ПФ (в % от номинальных значений)

Элемент в составе ПФ	Стандарт	Нормируемые значения	Фактические значения
Конденсатор	IEEE 518	от 0 до +15 %	от 0 до +5 %
Реактор	ANSI C57.16	от -3 до +7 %	от -3 до +3 %
Активное сопротивление	ANSI RS-229	от -10 до +10 %	от -5 до +5 %

Значение реактивного сопротивления ПФ определяется отклонениями параметров составляющих его элементов. Абсолютное значение реактивного сопротивления ПФ  $\Delta X_{\text{фн}}$  при нарушении настройки резонансной цепи из-за отклонения индуктивности и емкости от номинальных значений определяется выражением [151-156, 228-232]:

$$\Delta X_{\phi n} = n\omega L - \frac{1}{n\omega C} = n\omega L_{\text{НОМ}}(1 + \alpha_L)(1 + \alpha_\omega) - \frac{1}{v\omega C_{\text{НОМ}}(1 + \alpha_{C1})(1 + \alpha_{C2})(1 + \alpha_\omega)(1 + \alpha_t)} \quad (5.115)$$

Коэффициент, характеризующий степень расстройки ПФ, исходя из потенциальных отклонений параметров его элементов определяется как [151-156, 228-232]:

$$\alpha = \frac{\Delta X}{n\omega L_{\text{НОМ}}} = \frac{(1 + \alpha_L)(1 + \alpha_\omega)^2(1 + \alpha_{C1})(1 + \alpha_{C2})(1 + \alpha_t) - 1}{(1 + \alpha_\omega)(1 + \alpha_{C1})(1 + \alpha_{C2})(1 + \alpha_t)} \quad (5.116)$$

Уравнения показывают, что величина относительного отклонения реактивного сопротивления ПФ  $n$ -ой ВГС определяется функцией, зависящей от следующих факторов [151-156, 228-232]:

$$\alpha = f(\alpha_L, \alpha_\omega, \alpha_{C1}, \alpha_{C2}, \alpha_t) \quad (5.117)$$

Анализ (5.117) показывает, что отклонения параметров ПФ на частотах, отличных от резонанса, допускается не учитывать [151-156, 228-232].

В таблице 5.2 даны диапазоны вариации относительных отклонений характеристик компонентов ПФ при вариации  $t$  от  $-45^\circ\text{C}$  до  $+45^\circ\text{C}$  с учетом указанных отклонений, а также отклонений сетевой частоты в пределах нормы [151-156, 228-232].

Таблица 5.2

Диапазоны вариации относительных отклонений характеристик ПФ от температуры окружающей среды

Величина	Значение, о. е.	
	min	max
$\alpha_L$	-0.03	0.03
$\alpha_\omega$	-0.03	0.01
$\alpha_{C1}$	-0.05	0.10
$\alpha_{C2}$	-0.25	0
$\alpha_t$	-0.026	0.02

Так как величины параметров элементов ПФ заданы в форме диапазонов вариации (см. таблицу 5.2), соответствующая им функция чувствительности будет обладать некой областью решений.

Уровень отклонения реактивного сопротивления ПФ  $\Delta X_{\phi n}$  от заданной номинальной величины  $X_{\phi n}$  представляется выражением [151-156, 228-232]:

$$\Delta X_{\phi n} - X_{\phi n} \approx \underline{E}(\underline{\tilde{p}})(\underline{p} - \underline{\tilde{p}}), \quad (5.118)$$

где  $\underline{p} = (L_{\text{НОМ}} + \Delta L, C_{\text{НОМ}} + \Delta C, \omega_{\text{НОМ}} + \Delta \omega)$  - вектор параметров ПФ;  $\underline{\tilde{p}} = (L_{\text{НОМ}}, C_{\text{НОМ}}, \omega_{\text{НОМ}})$  - вектор номинальных значений параметров ПФ;  $\underline{E}(\underline{\tilde{p}})$  - оператор функций чувствительности показателей ПФ по отношению к изменению его параметров, которое определяется величиной  $\Delta P_\rho$ . Вариация параметров  $\Delta P_\rho$  ( $\rho = 1, 2, \dots, r$ ) вызывает изменение реактивного сопротивления ПФ [151-156, 228-232]:

$$\Delta X_{\phi n} = \sum_{\rho=1}^r \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial P_\rho} \Delta P_\rho = \sum_{\rho=1}^r \left( P_\rho \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial P_\rho} \right) \frac{\Delta P_\rho}{P_\rho} \quad (5.119)$$

или

$$\frac{\Delta X_{\phi n}}{X_{\phi n}} = \sum_{\rho=1}^r \left( \frac{P_\rho}{X_{\phi n}} \cdot \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial P_\rho} \right) \frac{\Delta P_\rho}{P_\rho} = \sum_{\rho=1}^r f_\rho, \quad (5.120)$$

где « $\Delta P_\rho = P_{\text{НОМ}} - P_\rho$  - вектор отклонений параметров ПФ;  $P_{\text{НОМ}}$  - вектор номинальных величин ПФ;  $P_\rho$  - вектор реальных параметров ПФ;  $\rho$  - номер компонента вектора значений (отклонений) элементов ПФ;  $f_\rho$  - функция чувствительности ПФ по  $\rho$ -му параметру» [151-156, 228-232].

При этом, справедливо следующее [151-156, 228-232]:

$$\begin{aligned} \Delta X_{\phi n} &= \sum_{\rho=1}^5 \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial P_\rho} \Delta P_\rho, \\ \Delta X_{\phi n} &= \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial \omega_{\text{НОМ}}} \Delta \omega + \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial L_{\text{НОМ}}} \Delta L + \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial C_{\text{НОМ}}} \Delta C_1 + \\ &+ \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial (C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1)} \Delta C_2 + \frac{\partial X_{\phi n}}{\partial (C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1 + \Delta C_2)} \Delta C_t \end{aligned} \quad (5.121)$$

С помощью формул для определения относительных отклонений параметров элементов ПФ, выявлены формулы для функций чувствительности ПФ по отношению к вариации каждого из пяти заданных параметров (см. таблицу 5.3) [151-156, 228-232].

Пример параметров реакторов и КУ исследуемых ПФ, приведены в таблице 5.4. Абсолютные величины отклонений параметров элементов ПФ определены по формулам, представленным в таблице 5.3 [151-156, 228-232].

Степень значимости каждого параметра ПФ определяется по функции чувствительности в о.е., где за базисный уровень берутся номинальные значения [151-156, 228-232]:

$$\frac{\Delta X}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}} = \left( nL_{\text{НОМ}} + \frac{1}{nC_{\text{НОМ}}\omega_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot \frac{\Delta\omega}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}} + \frac{n\omega \cdot \Delta L}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}} + \frac{\Delta C_1}{n\omega_{\text{НОМ}}C_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{1}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}} + \frac{\Delta C_2}{n\omega_{\text{НОМ}}(C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1)^2} \cdot \frac{1}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}} + \frac{\Delta C_t}{n\omega_{\text{НОМ}}(C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1 + \Delta C_2)^2} \cdot \frac{1}{n\omega_{\text{НОМ}}L_{\text{НОМ}}}. \quad (5.122)$$

Таблица 5.3

### Функций чувствительности ПФ

$\rho$	Абсолютное изменение	Выражение для функции
1	$\Delta L = \alpha_L \cdot L_{\text{НОМ}}$	$n\omega_{\text{НОМ}}\Delta L$
2	$\Delta\omega = \alpha_\omega \cdot \omega_{\text{НОМ}}$	$\left( nL_{\text{НОМ}} + \frac{1}{nC_{\text{НОМ}}\omega_{\text{НОМ}}^2} \right) \cdot \Delta\omega$
3	$\Delta C_1 = \alpha_{C1} \cdot C_{\text{НОМ}}$	$\frac{\Delta C_1}{n\omega_{\text{НОМ}}C_{\text{НОМ}}^2}$
4	$\Delta C_2 = \alpha_{C2} \cdot (C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1)$	$\frac{\Delta C_2}{n\omega_{\text{НОМ}}(C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1)^2}$
5	$\Delta C_t = \alpha_{Ct} \cdot (C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1 + \Delta C_2)$	$\frac{\Delta C_t}{n\omega_{\text{НОМ}}(C_{\text{НОМ}} + \Delta C_1 + \Delta C_2)^2}$

Таким образом, по результатам исследований выявлены функции чувствительности для оценки влияния относительного отклонения реактивного сопротивления на эффективность работы ПФ [151-156, 228-232].

Результаты расчета функций чувствительности приведены в таблице 5.5 [151-156, 228-232].

Данные таблицы 5.5, показывают, что максимальную степень влияния на параметры ПФ имеет изменение емкости КУ, из-за деградации и изменения температуры нагрева КУ. Технологические отклонения индуктивности реактора ПФ и емкости КУ проявляются при первом вводе в эксплуатацию ПФ и должны учитываться на стадии проектирования. Уровень деградации КУ ПФ обладает большей динамикой и при эксплуатации может стать причиной выхода из строя ПФ [151-156, 228-232].

Таблица 5.4

Параметры реакторов и конденсаторных батарей исследуемых ПФ

Величина	Ед. изм.	ВГС, на подавление которой настроен ПФ			
		5	7	11	13
$L_H$	Гн	$28 \cdot 10^{-4}$	$14 \cdot 10^{-4}$	$57 \cdot 10^{-5}$	$41 \cdot 10^{-5}$
$\Delta L_{min}$	Гн	0	0	0	0
$\Delta L_{max}$	Гн	$842 \cdot 10^{-7}$	$421 \cdot 10^{-7}$	$171 \cdot 10^{-7}$	$123 \cdot 10^{-7}$
$C_H$	Ф	$1464 \cdot 10^{-7}$	$1464 \cdot 10^{-7}$	$1464 \cdot 10^{-7}$	$1464 \cdot 10^{-7}$
$\Delta C_{1min}$	Ф	$-73 \cdot 10^{-7}$	$-73 \cdot 10^{-7}$	$-73 \cdot 10^{-7}$	$-73 \cdot 10^{-7}$
$\Delta C_{1max}$	Ф	$146 \cdot 10^{-7}$	$146 \cdot 10^{-7}$	$146 \cdot 10^{-7}$	$146 \cdot 10^{-7}$
$\Delta C_{2min}$	Ф	$-348 \cdot 10^{-7}$	$-348 \cdot 10^{-7}$	$-348 \cdot 10^{-7}$	$-348 \cdot 10^{-7}$
$\Delta C_{2max}$	Ф	0	0	0	0
$\Delta C_{tmin}$	Ф	$-27 \cdot 10^{-6}$	$-27 \cdot 10^{-6}$	$-27 \cdot 10^{-6}$	$-27 \cdot 10^{-6}$
$\Delta C_{tmax}$	Ф	$32 \cdot 10^{-6}$	$32 \cdot 10^{-6}$	$32 \cdot 10^{-6}$	$32 \cdot 10^{-6}$

Таблица 5.5

Значения функций чувствительности в относительных единицах

$n$	Функции чувствительности, о.е.				
	$f_{\Delta\omega}$	$f_{\Delta L}$	$f_{\Delta C1}$	$f_{\Delta C2}$	$f_{\Delta C_t}$
5	$-0.06 \div 0.02$	$-0.03 \div 0.03$	$-0.050 \div 0.099$	$-0.195 \div 0$	$-0.084 \div 0.042$
7	$-0.042 \div 0.014$	$-0.03 \div 0.03$	$-0.050 \div 0.101$	$-0.199 \div 0$	$-0.087 \div 0.044$
11	$-0.027 \div 0.009$	$-0.03 \div 0.03$	$-0.050 \div 0.10$	$-0.198 \div 0$	$-0.081 \div 0.044$
13	$-0.023 \div 0.004$	$-0.03 \div 0.03$	$-0.051 \div 0.098$	$-0.197 \div 0$	$-0.082 \div 0.045$

ПФ в большинстве случаев являются узкополосными многофункциональными устройствами и используются для двух основных целей: коррекции коэффициента мощности сети и подавления ВГС тока и напряжения. Коэффициент реактивной мощности КУ ПФ [151-156, 228-232] определяется следующим образом:

$$k_p = \frac{Q_{HKY}}{S_{K3}}, \quad (5.123)$$

где  $Q_{HKY}$  - номинальная мощность КУ ПФ;  $S_{K3}$  - мощность КЗ питающей сети в точке подключения ПФ [151-156, 228-232].

Если  $k_p \geq 1.5 \cdot 10^{-2}$  - нет необходимости устанавливать большое число ПФ, так как они менее чувствительны к отклонениям параметров их элементов. В электрических сетях с б-

пульсными АП при  $k_p \leq 2.5 \cdot 10^2$  устанавливаются ПФ, настроенный на 7 ВГС. Если в таком режиме не удастся обеспечить требуемое значение  $k_U$  в какой-либо точке сети, необходимо дополнительно устанавливать ПФ для 11 ВГС. При более высокой величине  $k_p$  целесообразно установить только ПФ для 5 ВГС [228]. Для сетей с 12-пульсными АП рекомендуется устанавливать ПФ 7-9-й ВГС при условии обеспечения требуемого уровня снижения  $k_U$ . Данное техническое решение позволяет облегчить режим работы КУ и продлить их фактический срок службы [151-156, 228-232].

### 5.7. Формирование целевой функции оптимизации фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями

Целевую функцию оптимизации параметров и характеристик ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ целесообразно представить в следующей форме [113]:

$$\Phi = w_1\Phi_1 + w_2\Phi_2 + \dots + w_n\Phi_n, \quad (5.124)$$

где  $w_1 \dots w_n$  – весовые коэффициенты, учитывающие значимость отдельных критериев  $\Phi_1 \dots \Phi_n$ , которые формируют целевую функцию.

В целях оптимизации структурного и параметрического синтеза ЭТК коррекции ПКЭ с АП и ФКУ необходимо рассматривать следующие основные критерии.

В качестве критерия  $\Phi_1$  выступает приближение коэффициента  $k_{S1}$  к единице в соответствии с соотношением (2.20) [492]:

$$\Phi_1 = k_{S1} = \frac{S_1}{S} = \frac{1}{\sqrt{1+k_U^2} \sqrt{1+k_I^2}} \rightarrow 1, \quad (5.125)$$

что отражает минимизацию степени завышения полной установленной мощности трансформаторного и сетевого оборудования СЭС при несинусоидальных режимах.

Критерий  $\Phi_2$  отражает приближение коэффициента  $\lambda_1$  к единице согласно выражению (2.20) и минимизацию фазового угла между током и напряжением основной составляющей:

$$\Phi_2 = \lambda_1 = \frac{P_1}{S_1} \rightarrow 1. \quad (5.126)$$

Критерий  $\Phi_3$  определяет минимизацию коэффициента  $k_{pВГС}$  согласно выражению (2.20) [492]:

$$\Phi_3 = k_{pВГС} = \frac{P_{ВГС}}{P_1} \rightarrow 0, \quad (5.127)$$



что отражает минимизацию неактивных составляющих мощности при несинусоидальных режимах.

В качестве критерия  $\Phi_4$  выступает следующее соотношение [113]:

$$\Phi_4 = k_U^2 + k_I^2 \rightarrow 0, \quad (5.128)$$

отражающее минимизацию уровня ВГС тока и напряжения.

Критерий  $\Phi_5$  отражает минимизацию потерь напряжения на ПФ, установленных на выходе АП (ПАФ или ПСАФ):

$$\Phi_5 = \Delta U_{\text{выхПФ}} \rightarrow 0. \quad (5.129)$$

Критерий  $\Phi_6$  отражает минимизацию среднего значения активной мощности, потребляемой АП при коррекции ПКЭ на периоде основной частоты  $T_c$  [244]:

$$\Phi_6 = P_K(t) \rightarrow 0. \quad (5.130)$$

На рисунке 5.27 приведена схема подключения АП в виде ПАФ к компенсируемой сети. Среднее значение активной мощности сети, нагрузки и параллельного компенсатора в виде ПАФ соответственно определяются следующим образом:

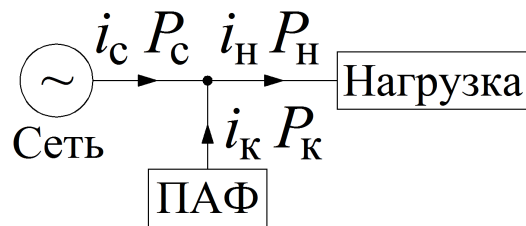


Рисунок 5.27 – Подключение

ПАФ к сети

$$P_c(t) = \frac{1}{T_c} \int_{t-T_c}^t p_c(t) dt, \quad (5.131)$$

$$P_n(t) = \frac{1}{T_c} \int_{t-T_c}^t p_n(t) dt, \quad (5.132)$$

$$P_k(t) = \frac{1}{T_c} \int_{t-T_c}^t p_k(t) dt. \quad (5.133)$$

При этом также справедливо следующее соотношение:

$$P_c(t) + P_k(t) = P_n(t). \quad (5.134)$$

В условиях идеального компенсатора:

$$P_c(t) = P_n(t), \quad P_k(t) = 0. \quad (5.135)$$

Аналогичное соотношение справедливо и для последовательного компенсатора в виде ПСАФ.

В качестве критерия  $\Phi_7$  выступает минимизация емкости накопительного конденсатора ПАФ или ПСАФ в рамках ЭТК с АП и ФКУ в соответствии с выражением (5.54) [244]:

$$\Phi_7 = C_n = \frac{L_{др} i_{ПАФ}^2}{k_{in} U_{cd}^2} \rightarrow \min. \quad (5.136)$$

Критерий  $\Phi_8$  определяет минимизацию компенсационного тока ПАФ согласно (5.2) или напряжения ПСАФ согласно (5.26) соответственно в составе ЭТК с АП и ФКУ:

$$\Phi_8 = i_k(t) = i_c(t) - i_{\text{нн}}(t) = \frac{S_k(t)}{U_c(t)} \rightarrow \min, \quad (5.137)$$

$$\Phi_8 = u_k(t) = u_c(t) - u_{\text{нн}}(t) \rightarrow \min. \quad (5.138)$$

В качестве критерия  $\Phi_9$  выступает реактивная мощность основной составляющей, которая компенсируется ФКУ в составе ЭТК коррекции ПКЭ [113]:

$$\Phi_9 = \frac{(Q_0 - Q_{\text{кв}})^2}{S_{\text{н}}^2} \rightarrow \min, \quad (5.139)$$

где  $Q_{\text{кв}}$  – мощность основной гармоники, генерируемая ФКУ;  $S_{\text{н}}$  – полная мощность нагрузки;  $Q_0$  – реактивная мощность, подлежащая компенсации в точке подключения ФКУ и НН [113].

## 5.8. Структурирование методов и средств применения фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системах электроснабжения различной структуры

На рисунке 5.28 приведено структурирование методов и средств применения ФКУ с АП в различные элементы СЭС.

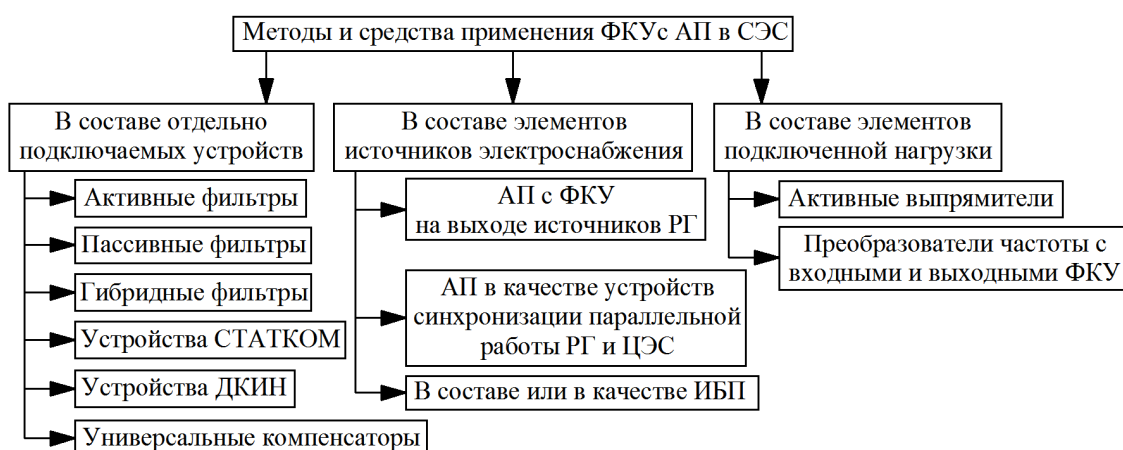


Рисунок 5.28 - Структурирование методов и средств применения ФКУ с АП в различные элементы СЭС

Схема на рисунке 5.28 охватывает три основных направления использования ФКУ с АП: источник электроснабжения, подключенная нагрузка или отдельно устанавливаемое устройство для реализации заданного набора функций. Данные направления определяют

основные параметры, режим работы и способ управления ФКУ с АП не только для повышения КЭ, но и для реализации дополнительных функций в рамках поставленных целей и задач, что отражает приведенное развитие теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП.

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 5

1. Сформулированы научно-методические основы развития теории структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП в условиях централизованных, автономных и комбинированных СЭС.
2. Выявлены аналитические и эмпирические выражения, позволяющие определить основные параметры АП, включая выходные компенсационные токи и напряжения с учетом режима повышения КЭ, емкость накопительных элементов, индуктивность выходных дросселей, частотный диапазон компенсируемых ВГС тока и напряжения.
3. Определена теоретическая основа выбора метода управления ФКУ с АП в условиях централизованных, автономных и комбинированных СЭС в зависимости от режима повышения КЭ по совокупности показателей.
4. Дана оценка влияния деградации компонентов пассивных фильтров на эффективность повышения КЭ, как одного из основных элементов ЭТК ФКУ с АП.
5. Разработан алгоритм распределения ФКУ с АП в условиях централизованных, автономных и комбинированных СЭС для автоматизированного повышения КЭ.
6. Разработана научно-обоснованная методология выбора структуры, параметров, режима работы, системы управления и распределения ФКУ с АП в условиях СЭС НПП, что является основным этапом развития теории структурного и параметрического синтеза данных устройств.
7. Определена целевая функция оптимизации параметров ФКУ с АП для повышения КЭ по заданному набору критериев, включая минимизацию компенсационных токов и напряжений, потерь в пассивных фильтрах на выходе АП, потерь энергии в АП, минимизацию реактивной мощности и ВГС.

## ГЛАВА 6. ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ С АКТИВНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Техническая реализация ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ охватывает новые технические и технологические решения в области структуры (устройства, компонентного состава), алгоритмического обеспечения (способов управления) данных ЭТК, а также методы и средства их интеграции в электрические сети различной структуры.

### 6.1. Технологические решения

Технологические решения заключаются в разработке новых способов и алгоритмов управления АП, функционирующих в режиме ПАФ, с использованием фазовых преобразований Парка-Кларк ( $\alpha\beta-dq$ ), как по отдельности, так и в рамках теории мгновенной мощности, релейного регулирования выходных сигналов коррекции, переменной частоты ШИМ при переменном значении зоны нечувствительности релейных регуляторов.

Новые алгоритмы и способы управления АП (патенты РФ № 2354025 и 2413350) заключаются в использовании фазовых преобразований  $\alpha\beta-dq$ , а также принципа формирования импульсов управления на основе релейных регуляторов тока с переменной регулируемой шириной зоны нечувствительности  $H$  (гистерезиса) [44, 53]. Результатом использования предлагаемых способов и алгоритмов является более существенное снижение уровня ВГС тока и напряжения, а также возможность коррекции коэффициента мощности по неактивным составляющим ВГС [76, 91, 92].

В качестве примера на рисунке 6.1а приведена структура способа управления АП, функционирующего в режиме ПАФ, где совместно используются  $\alpha\beta$  и  $dq$  фазовые преобразования, а также управление параметрами релейных регуляторов, которое осуществляется в соответствии с выявленными закономерностями, представленными на рисунке 6.1б, для реализации адаптивного режима коррекции ПКЭ в рамках автоматизированного повышения КЭ. При этом на выходе АП включен ПФ, структура

которого может быть переменной в зависимости от внешних и внутренних факторов, а также режима повышения КЭ [44, 53].

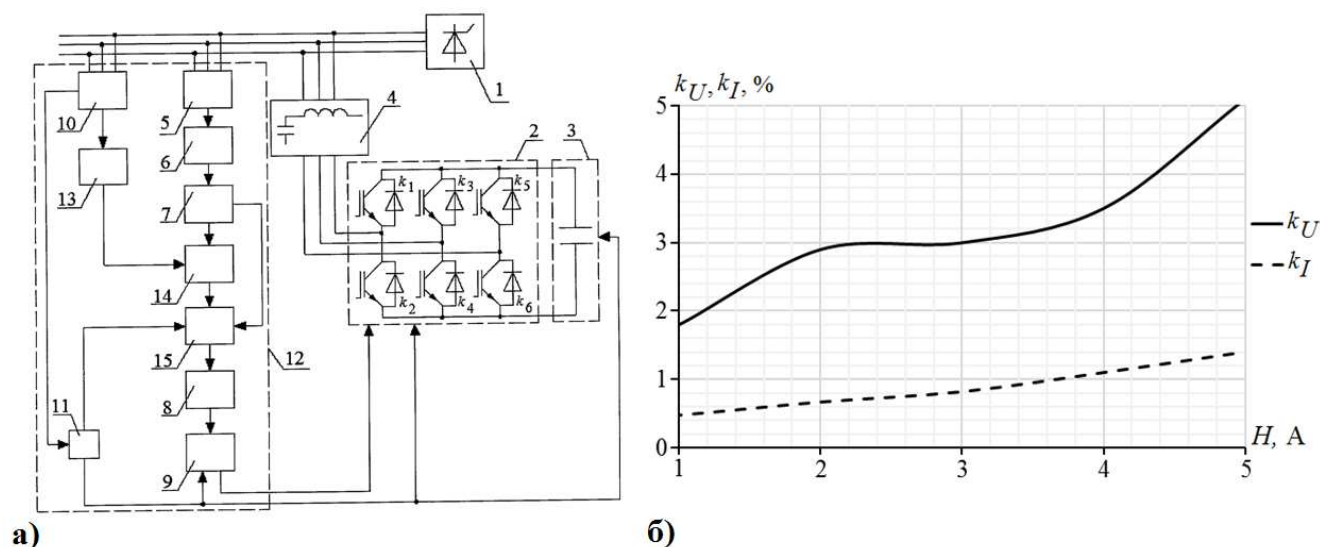


Рисунок 6.1 – а) Структура для реализации способа управления АП в режиме ПАФ; б) Закономерности изменения  $k_U$  и  $k_I$  от  $H$

Закономерности  $k_U$  и  $k_I$  от  $H$ , полученные по результатам моделирования, для АП, функционирующего в режиме ПАФ, которые позволяют в соответствии с заданными техническими требованиями по коррекции ПКЭ, параметрами источника, чети и нагрузки выбрать оптимальную зону  $H$  по критерию заданной глубины коррекции  $k_U$  и  $k_I$ .

Регулирование параметра  $H$  позволяет АП осуществлять коррекцию ПКЭ в случаях динамического изменения параметров несинусоидальных режимов, обусловленных, в том числе, и резкопеременной НН. Исходя из заданной (требуемой) степени коррекции ПКЭ система управления устанавливает необходимое значение  $H$ , которое определяет частоту ШИМ АП и тепловой режим силовых ключей АП [42, 43].

Таким образом, предложенные технологические решения позволяют в адаптивном режиме управлять степенью коррекции ПКЭ, тепловым режимом и потерями АП для автоматизированного контроля и повышения КЭ в централизованных, автономных и комбинированных промышленных СЭС.

## 6.2. Технические решения

Технические решения заключаются в разработке новых структур и устройств ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ. Предложенные решения охватывают следующие основные аспекты по структуре ФКУ с АП: наличие ПФ различной конфигурации на выходе АП, вариация структуры систем управления АП, исходя из режима повышения КЭ и типа

используемых фазовых преобразований, устройства заряда накопительных элементов АП, наличие дополнительных СТ в структуре ФКУ с АП, наличие общего звена постоянного тока у АП коррекции ПКЭ и АП в составе ПЧ НН [78, 81, 235, 236].

На рисунках 6.2абв приведены разработанные структуры ФКУ с АП при наличии ПФ переменной конфигурации на выходе АП, а также вариативной структуры систем управления АП, исходя из режима повышения КЭ (патенты РФ соответственно №№ 2446536, 2512886, 2573599) [29, 37, 64].

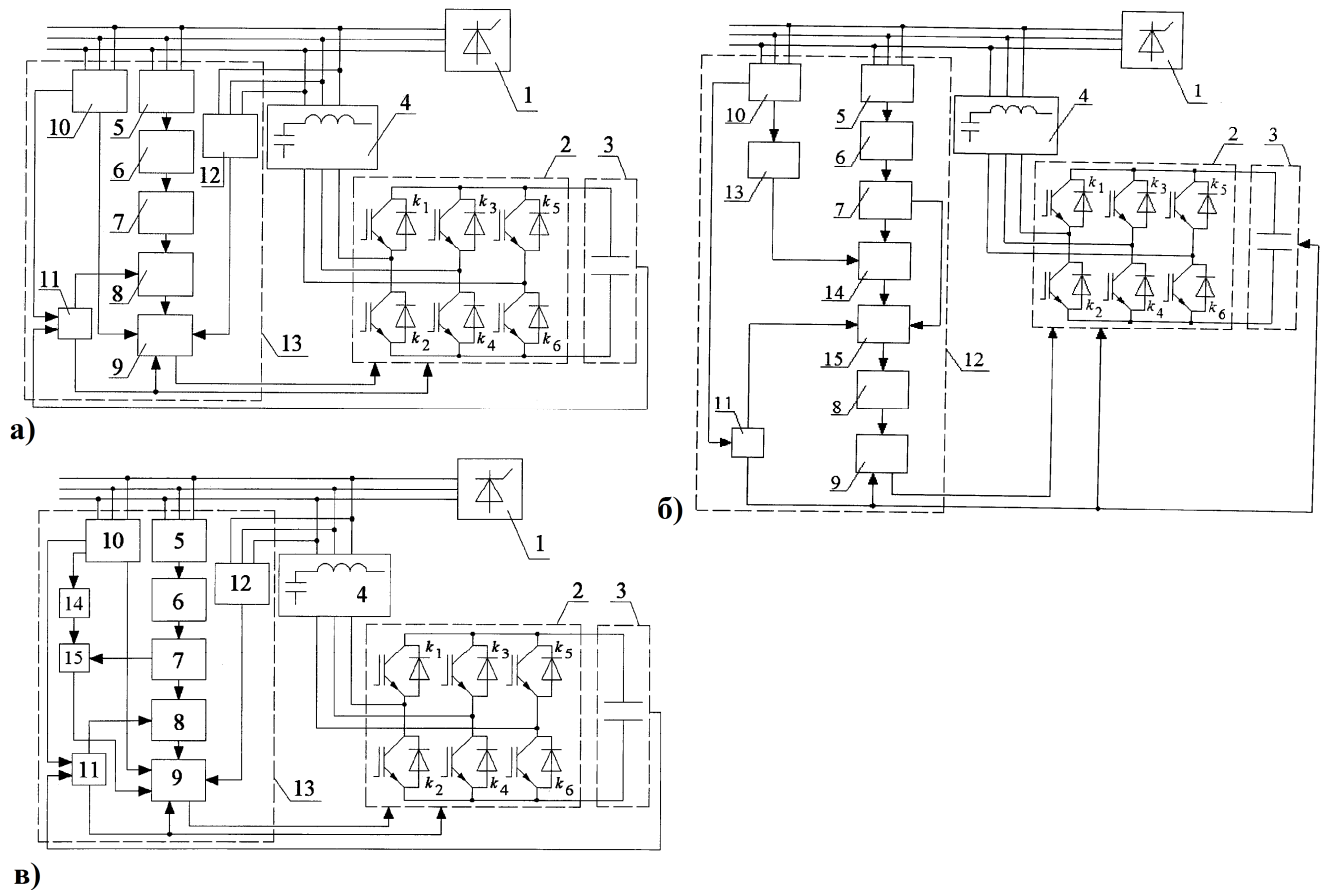


Рисунок 6.2 – Структуры ФКУ с АП: а) с системой управления на базе  $\alpha\beta$  преобразований для коррекции ВГС и коэффициента мощности; б) с системой управления на базе  $\alpha\beta$ -dq преобразований для коррекции ВГС и коэффициента мощности; в) с системой управления, предусматривающей коррекцию ВГС и несимметрии

Разработанные устройства ФКУ с АП реализуют технологические решения, приведенные в разделе 6.2. В зависимости от набора (совокупности) ПКЭ, подлежащих коррекции, исходя из режима повышения КЭ, структура систем управления данных ФКУ с АП является переменной с использованием тех или иных фазовых преобразований или методов выделения симметричных составляющих [29, 37, 64]. Также предложенные устройства позволяют осуществлять коррекцию коэффициента мощности по неактивным составляющим ВГС.

Разработаны устройства ФКУ с АП на базе ПСАФ для компенсации провалов и отклонений напряжения для реализации режима ДКИН, структуры которых приведены на рисунках 6.3аб (патенты РФ №№ 2446537, 2453021 соответственно) [31, 32].

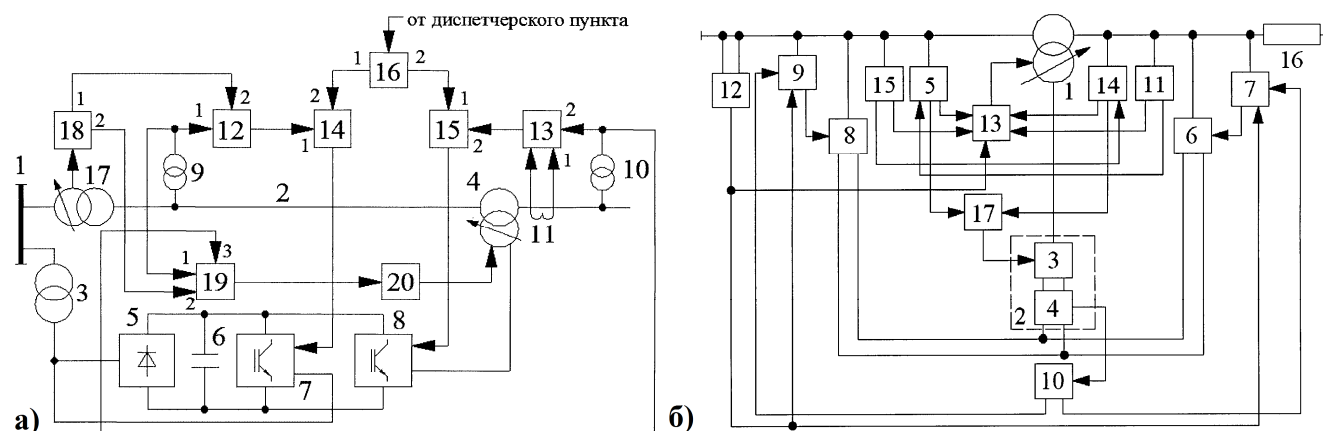


Рисунок 6.3 – Структуры ФКУ с АП для компенсации провалов и отклонений напряжения: а) с двумя СТ и одним ВДТ; б) с одним ВДТ

Устройство регулирования напряжения и передаваемой мощности электрической сети на основе АП и ВДТ реализует усовершенствованную структуру ПСАФ (см. рисунок 6.3а) с использованием ВДТ и двух СТ, оснащенных устройствами РПН, с возможностью интеграции в автоматизированные системы управления электроснабжением, рассмотренные в Главе 5. Устройство на рисунке 6.3б имеет в своем составе один ВДТ и также может быть интегрировано в АСУ СЭС. В составе обоих устройств имеются блоки на основе ФАПЧ для синхронизации регулирования напряжения и компенсации его провалов и отклонений. Оба предлагаемых устройства способны осуществлять регулирование передаваемой мощности за счет коррекции коэффициента мощности по реактивным составляющим. В рамках данных устройств АП функционируют в режиме ПСАФ и являются управляемыми источниками напряжения заданной величины и гармонического состава. Также для повышения эффективности коррекции провалов и отклонений напряжения ВДТ в составе обоих устройств оснащены блоками РПН. Оба разработанных устройства могут быть максимально эффективно использованы в условиях протяженных ВЛ, вдоль которых возможно подключение резкопеременной нагрузки (например, буровые установки с ЭПД в сетях НДП) [31, 32, 68].

При технической реализации ФКУ с АП важное значение имеет скорость заряда накопительных элементов, что влияет на уровень эффективности повышения КЭ в условиях высокой динамики процессов, протекающих в компенсируемой сети. На рисунке 6.4 приведена



структура устройства для реализации заряда накопительного конденсатора на примере АП, функционирующего в режиме ПАФ (патент РФ № 2573599) [35].

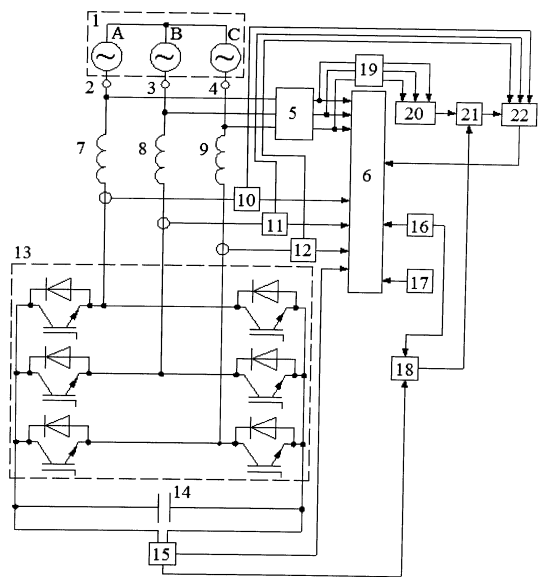


Рисунок 6.4 - Структура устройство заряда накопительного конденсатора

В основе данного устройства также лежит использование фазовых преобразований и фазовой синхронизации на основе ФАПЧ. При высокой степени интенсивности вариации спектров ВГС тока и напряжения, а также режима напряжения в аварийных режимах при переходе режима электроснабжения с централизованного источника на автономный, и наоборот, скорость заряда накопительных элементов АП и точность поддержание заданного уровня напряжения на них определяют быстродействие АП и показатели эффективности его работы при повышении КЭ. В

большинстве случаев для регулирования напряжения накопительного конденсатора используется ПИ-регулятор, в более специфичных случаях требуется применение более сложных регуляторов. Предложенное устройство также применимо и для ПСАФ [35].

Разработаны устройства ФКУ с АП, у которых звено постоянного тока (накопительный элемент) является общим с компенсируемой НН в виде ПЧ систем ЧРП. Структуры данных устройств приведены на рисунках 65аб (патенты РФ №№ 2619919, 185875, 176107) [39, 61, 65].

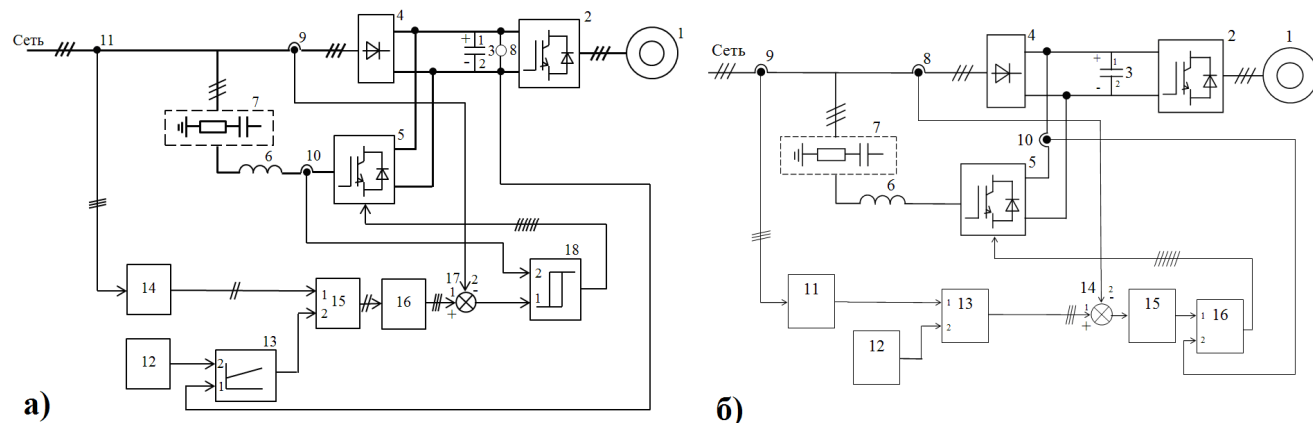


Рисунок 6.5 - Устройство ФКУ с АП с совмещенным звеном постоянного тока: а) с постоянной частотой ШИМ при управлении АП; б) с переменной частотой ШИМ при управлении АП

Устройство ФКУ с АП реализует гибридную структуру, приведенную на рисунке 3.7б (см. главу 3) с использованием общего звена постоянного тока для ПЧ в составе НН и ПАФ, что позволяет снизить стоимость последнего, как наиболее дорогого элемента гибридной структуры (см. рисунок 6.5а). Структура, приведенная на рисунке 6.5б, дополнительно к предыдущему устройству позволяет реализовать режим коррекции с переменной частотой ШИМ с регулированием зоны нечувствительности релейных регуляторов [39, 61, 65].

### 6.3. Интеграция фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в электротехнические комплексы систем комбинированного электроснабжения

Техническая реализация методов и средств интеграции ФКУ с АП в ЭТК систем комбинированного электроснабжения направлена на выполнения функций ФКУ с АП, отраженных в главе 3.

Примером подобной интеграции является разработанная система генерирования электроэнергии (патент РФ № 2480602) предусматривает интеграцию АП на основе АВ и инвертора в ЭТК РГ на основе МГТУ (см. рисунок 6.6) [34].

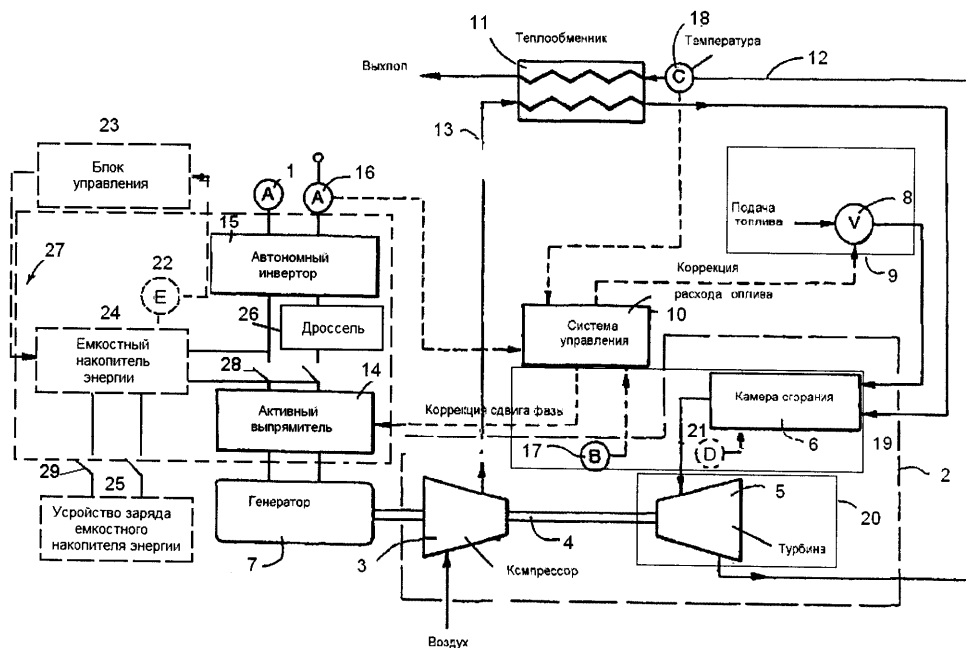


Рисунок 6.6 - Система генерирования электроэнергии

Техническим результатом применения устройства является снижение ВГС тока и напряжения, повышение надежности электроснабжения потребителей. В составе данного устройства АП реализован на базе АИН и АВ в составе ЭТК МГТУ, также присутствует система заряда накопительного конденсатора АП. Разработанная система

предусматривает возможность параллельной работы с ЦЭС для реализации технологии комбинированного электроснабжения [34].

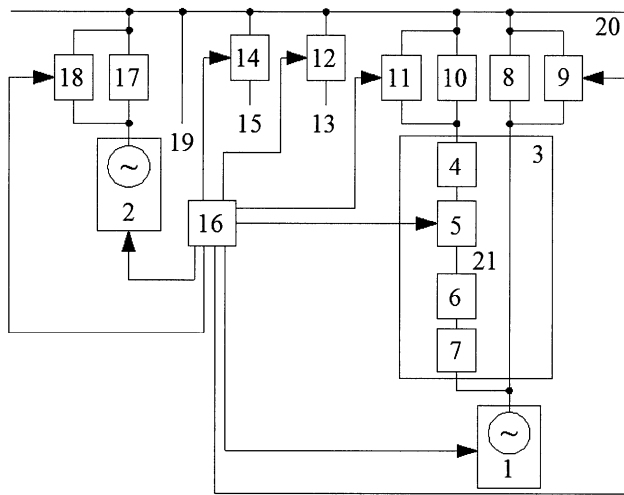


Рисунок 6.7 - Устройство гарантированного электроснабжения

Устройство гарантированного электроснабжения (патент РФ № 2481688) предусматривает использование АП для синхронизации параллельной работы нескольких источников в рамках РГ и системы комбинированного электроснабжения (см. рисунок 6.7). Техническим результатом применения данной системы является обеспечение синхронизированного переключения разнотипных источников электроснабжения с допустимой величиной угла фазового рассогласования между

напряжениями на их выходе [67].

Система генерирования электрической энергии (патент РФ № 2567112) предусматривает использование АП для синхронизации параллельной работы нескольких источников в рамках РГ и системы комбинированного электроснабжения, а также для коррекции ПКЭ (см. рисунок 6.8) [36].

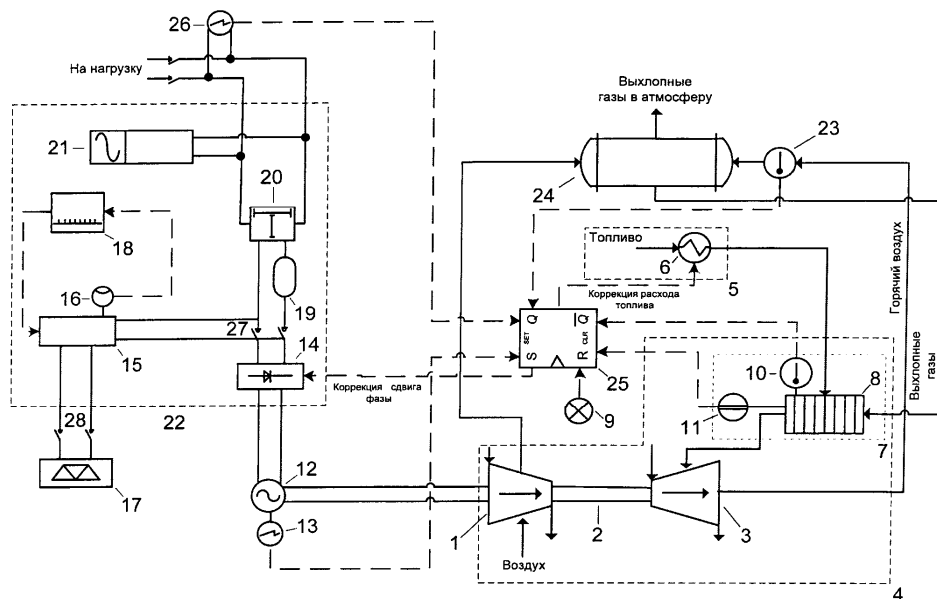


Рисунок 6.8 - Система генерирования электрической энергии

Техническим результатом применения предложенной системы является более эффективная синхронизация режимов функционирования в части отклонения и

колебания напряжения нескольких автономных систем РГ при их совместной работе параллельно с ЦЭС. Использование данной системы также позволяет снизить ВГС тока и напряжения, а также обеспечить повышение эффективности преобразования энергии первичного источника в электрическую энергию для бесперебойного энергоснабжения отдаленных от ЦЭС районов НДП [36].

Устройство бесперебойного электроснабжения (патент РФ № 2576664) предусматривает использование АП для повышения эффективности электроснабжения ответственных технологических потребителей и резервирования между различными источниками РГ (см. рисунок 6.9) [62, 63, 69].

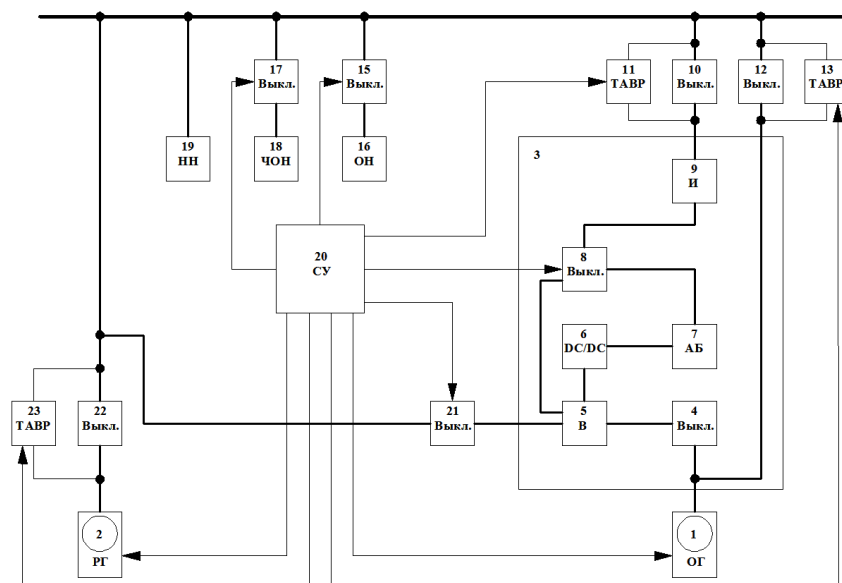


Рисунок 6.9 - Устройство бесперебойного электроснабжения

Разработанное устройство обеспечивает бесперебойное электроснабжение неотключаемых потребителей, наиболее значимых по условиям устойчивости и непрерывности технологического процесса с требуемой степенью синхронизации напряжений на выходе разнотипных источников с использованием АП. Также в рамках данного устройства предусматривается использование тиристорных коммутаторов для быстродействующего переключения между источниками для минимизации уровня и времени существования провалов и отклонений напряжения [62].

Система генерирования электрической и тепловой энергии (патент РФ № 2626182) предусматривает использование АП и ФКУ для коррекции ПКЭ в системах РГ и обеспечения эффективной синхронизации параллельной работы источников РГ (см. рисунок 6.10а, а также в случае параллельной работы с ЦЭС в рамках комбинированных СЭС [38].

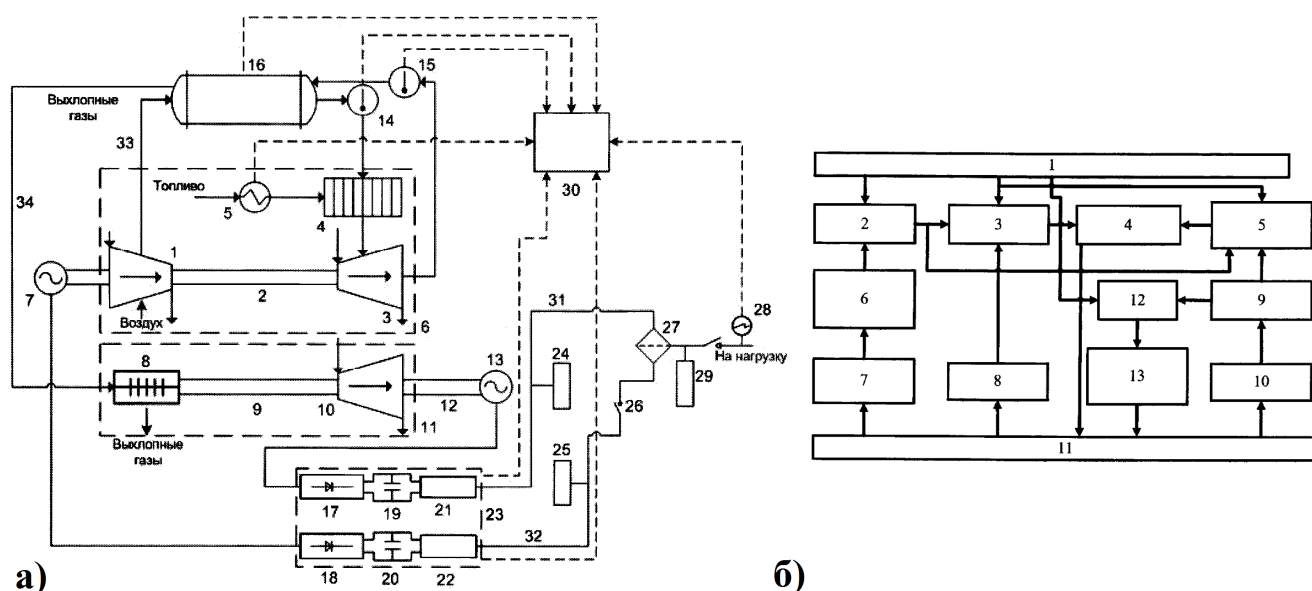


Рисунок 6.10 – а) Система генерирования электрической и тепловой энергии; б) Контроллер защиты от веерных отключений с возможностью компенсации ВГС

Использование предлагаемой системы позволяет снизить уровень ВГС в условиях РГ, а также повысить эффективность преобразования энергии первичного источника в электроэнергию и тепло, для бесперебойного энергообеспечения наиболее ответственных потребителей с точки зрения устойчивости и непрерывности технологического процесса [38].

Контроллер защиты от веерных отключений с возможностью компенсации гармоник (патент РФ на полезную модель № 180919), который может входить в состав интеллектуализированных систем контроля и мониторинга параметров и режимов СЭС, предусматривающий интеграцию АП и ФКУ в процесс обнаружения, локализации и устранения аварийных режимов (см. рисунок 6.10б) [60, 66]. Разработанный контроллер также позволяет реализовать методологию АИС в рамках АСУ СЭС, подробно описанную в главе 4.

#### 6.4. Промышленные испытания и внедрение активных преобразователей и фильтрокомпенсирующих устройств

Промышленные испытания ФКУ с АП проводились в условиях действующих СЭС промышленных предприятий для достижения следующих основных целей:

- разработка методики выбора места установки ФКУ с АП в сетях с территориально-рассредоточенной НН;
- выявление направлений для совершенствования структуры, компонентного состава и алгоритмического обеспечения ФКУ с АП;

- подтверждение и апробация результатов теоретических исследований и математического моделирования в области теории ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ.

На первом этапе в СЭС Курманаевского месторождения в составе ОАО

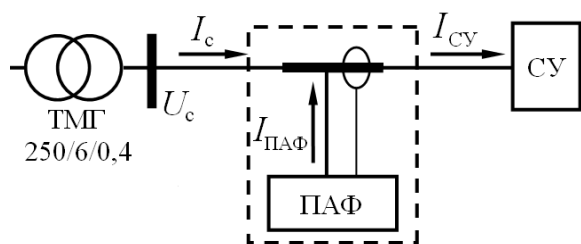


Рисунок 6.16 - Схема

экспериментальных исследований

ПАФ на скважине № 1716

Курманаевского месторождения

«Оренбургнефть» проводились испытания единичного образца АП в виде ПАФ в промышленных распределительных сетях 0,4 кВ НДП. Для испытаний был принят ПАФ серии «Электрон ФСА-400», номинальный ток которого 400А, с выходным активно-емкостным ПФ ( $R = 0,1$  Ом и  $C = 100$  мкФ). В качестве НН выступал станция управления (СУ) ПЧ ПЭД ЭЦН скважины №1716 (см. схему на рисунке 6.11).

ПЧ подключен к СТ мощностью 250 кВА, далее посредством повышающего СТ от ПЧ передается питание на ПЭД мощностью 140 кВт. Подключение ПАФ к СУ выполнено в соответствии с рисунком 6.13, на котором обозначено:  $U_c$  – фазное напряжение сети;  $I_c$  – фазный ток питающего трансформатора на стороне 0,4 кВ;  $I_{СУ}$  – фазный ток СУ;  $I_{ПАФ}$  – фазный ток ПАФ. При этом реактивное сопротивление ВЛ 6 кВ, питающей скважинный СТ (длине 5373 м), в о.е. составляет 0,34, а реактивное сопротивление скважинного СТ в о.е. составляет 0,045 (при базисной мощности подстанции 35/6 кВ 6300 кВА и базисном напряжении - 6 кВ) при мощности ПЭД 0,02 о.е. Указанные соотношения справедливы и для других СЭС НДП, что позволяет считать полученные результаты адекватными и распространить их на другие случаи.

Исследования выполнялись по приведенной методике путем анализа параметров гармоник напряжения и тока [47, 48, 55, 56, 278, 279] в следующих режимах:

- ПАФ и СУ отключены;
- ПАФ отключен, СУ включена;
- СУ и ПАФ подключены, на выходе ПАФ изменены характеристики ПФ;
- ПАФ включен, СУ отключена.

Полученные результаты сведены в таблицы 6.1, 6.2 [55, 56].

Все необходимые измерения проводились сертифицированными приборами «Ресурс UF2М» и «Fluke 43В», при этом относительная погрешность  $\delta_{U_c}$  измерения  $U_c$  не превышает 1%, относительная погрешность измерения  $k_U \delta_{kU} = 3,5\%$  (см. таблицу 6.3).

Таблица 6.1

Действующие значения токов и напряжений,  $k_U$  и  $k_I$

Параметр	Единица измерения	Фаза		
		А	В	С
Отключение СУ и ПАФ				
$U_c$	В	229	232	230
$k_U$	%	5,6	5,4	5,4
Включение СУ, отключенный ПАФ				
$U_c$	В	229	231	230
$k_U$	%	10,1	10,1	10,1
$I_c$	А	270	268	264
$k_I$	%	22,9	22,1	22,5
Включение СУ и ПАФ (выходной ПФ без резисторов)				
$U_c$	В	236	238	238
$k_U$	%	7,5	7,7	8,2
$I_c$	А	227	237	231
$k_I$	%	14,8	15,4	14,3
Включение СУ и ПАФ (выходной ПФ с резисторами)				
$U_c$	В	236	234	235
$k_U$	%	5,9	5,8	5,8
$I_c$	А	237	240	233
$k_I$	%	9,7	9,2	9,2
Включение ПАФ (выходной ПФ с резисторами) при отключении СУ				
$U_c$	В	230	229	231
$k_U$	%	10,5	10,7	10,4
$I_c$	А	81,5	81,9	81,7
$k_I$	%	86,6	86,9	86,4

Таблица 6.2

Действующие значения токов и  $k_I$  для СУ и ПАФ

Параметр	Единица измерения	Фаза		
		А	В	С
$I_c$	А	237	240	233
$k_I$	%	9,7	9,2	9,2
$I_{СУ}$	А	235	237	241
$k_I$	%	28,9	30,5	29,4
$I_{ПАФ}$	А	81,5	-	-
$k_I$	%	86,6	-	-

В таблице 6.4 представлены величины характерных ВГС порядка  $6k_{\pm 1}$  в спектральном составе кривых тока и напряжения в различных режимах исследований.

Сопоставление результатов измерений

Параметр	Прибор	Фаза		
		А	В	С
Отключенные СУ и ПАФ				
$U_c$ , В	«Fluke 43В»	229	232	230
	«Ресурс UF2М»	230	232	231
	$\delta_{U_c}$ , %	0,4	0	0,4
$k_U$ , %	«Fluke 43В»	5,6	5,4	5,4
	«Ресурс UF2М»	5,5	5,7	5,5
	$\delta_{k_U}$ , %	1,8	5,5	3,7
Работа СУ без ПАФ				
$U_c$ , В	«Fluke 43В»	229	231	230
	«Ресурс UF2М»	231	232	232
	$\delta_{U_c}$ , %	0,9	0,4	0,9
$k_U$ , %	«Fluke 43В»	10,1	10,1	10,1
	«Ресурс UF2М»	10,2	10,3	10,2
	$\delta_{k_U}$ , %	0,9	1,9	0,9
Включение СУ и ПАФ (выходной ПФ без резисторов)				
$U_c$ , В	«Fluke 43В»	236	238	238
	«Ресурс UF2М»	236	237	237
	$\delta_{U_c}$ , %	0	0,4	0,4
$k_U$ , %	«Fluke 43В»	7,5	7,7	8,2
	«Ресурс UF2М»	7,9	7,8	8,5
	$\delta_{k_U}$ , %	5,1	1,3	3,5
Включение СУ и ПАФ (выходной ПФ с резисторами)				
$U_c$ , В	«Fluke 43В»	236	234	235
	«Ресурс UF2М»	236	235	236
	$\delta_{U_c}$ , %	0	0,4	0,4
$k_U$ , %	«Fluke 43В»	5,9	5,8	5,8
	«Ресурс UF2М»	5,8	6	6
	$\delta_{k_U}$ , %	1,7	3,3	3,3

По результатам испытаний установлено, что содержание ВГС напряжения (5, 7, 11, 13) существенно возрастает при запуске СУ с отключенным ПАФ. При включении ПАФ величина ВГС тока (5, 7) существенно снижается, в то время как уровень ВГС тока (11, 13) растет. При отсутствии резисторов в составе ПФ на выходе ПАФ величина ВГС напряжения (11, 13) растет из-за наличия резонансных явлений на данных частотах, как показали результаты дополнительных исследований. Однако, рост величин ВГС напряжения (11, 13) существенно не влияет на степень снижения  $k_U$  и  $k_I$  по результатам работы ПАФ (см. рисунок 6.17). Данные, представленные в таблице 6.2, показывают, что



ток сети до и после точки включения ПАФ практически не меняется (при токе  $I_{\text{ПАФ}} = 81,5$  А), что свидетельствует о переходе тока НН с активно-индуктивного режима в активно-емкостной (см. рисунок 6.18) [55, 56, 224].

Таблица 6.4

Содержание характерных ВГС в спектре напряжения и тока

		$U_n, \%$			
Порядок ВГС		5	7	11	13
Режим СУ и ПАФ	Отключение ПАФ и СУ	4,1	1,5	2,2	2,5
	Работа СУ без ПАФ	7,1	1,9	4,2	4,1
	Работа СУ с ПАФ с резисторами в составе RC фильтра	4,6	1,2	2	2,2
	Работа СУ с ПАФ без резисторов в составе RC фильтра	5	1,6	2,6	4,2
		$I_n, \%$			
Порядок ВГС		5	7	11	13
Режим СУ и ПАФ	Работа СУ без ПАФ	20,6	9,2	3,7	2,7
	Работа СУ с ПАФ с резисторами в составе RC фильтра	2,8	2,8	3,8	7,1
	Работа СУ с ПАФ без резисторов в составе RC фильтра	1,7	2,8	5,2	12,1

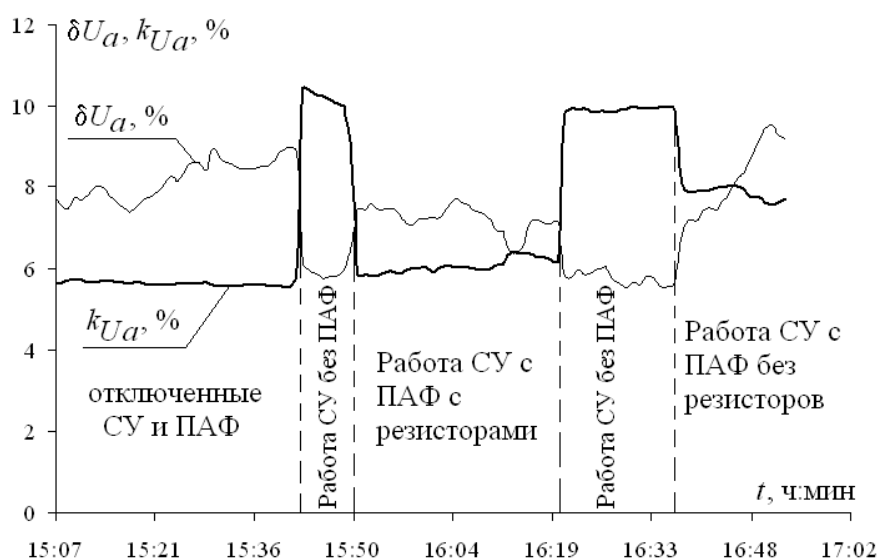


Рисунок 6.17 - Зависимости изменения уровня ВГС ( $k_{Ua}$ ) и отклонения напряжения ( $\delta U_a$ ) для фазы А скважины № 1716 при различных режимах исследования

Причиной указанного факта является недостаточный уровень загрузки ПАФ и требуется снижение номинального тока последнего. При этом, как было установлено, ток НН должен быть в 1,5-2 раза больше тока ПАФ, в частности, для указанных условий ток НН

должен быть в пределах  $550 \div 850$  А для достижения максимальной эффективности работы ПАФ с номинальным током 400 А [55, 56].

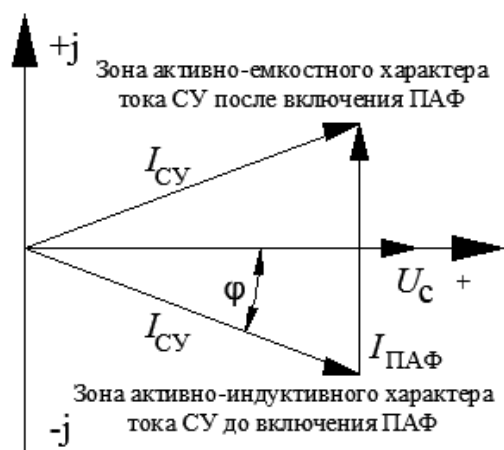


Рисунок 6.18 - Векторная диаграмма изменения характера тока СУ при включенном и отключенном ПАФ

Также по результатам промышленных испытаний выявлена необходимость автоматического отключения ПАФ при отключении НН, иначе ПАФ как источник ВГС увеличивает уровень  $k_U$  с 5,6 % до 10,5 % (см. таблицу 6.1). Это косвенно может стать причиной наличия резонансных явлений, в данном случае на частотах 11 и 13 ВГС (см. таблицу 6.4). В таблице 6.5 представлены величины, отражающие уровень эффективности работы ПАФ при вариации структуры его выходного ПФ. При этом изменение напряжения сети  $U_c$  оценивалось относительно номинального значения, а изменение  $k_U$  — относительно исходного уровня ВГС при отключенных СУ и ПАФ [55, 56].

Таблица 6.5

#### Оценка эффективности функционирования ПАФ

Параметр	СУ и ПАФ отключены	СУ включена, ПАФ отключен	Работа ПАФ без резисторов в составе выходного ПФ		Работа ПАФ с резисторами в составе выходного ПФ	
			В	%	В	%
$U_c, В$	238	232	238	+3%	237	+3%
$k_U, \%$	5,5	10,1	7,7	-52%	5,8	-93,5%
$I_c, А$	-	270	227	-26%	235	-13%
$k_I, \%$	-	22,5	15	-33%	7,5	-58%

Таким образом, результаты экспериментальных исследований и промышленных испытаний на скважине № 1716 Курманаевского месторождения ОАО «Оренбургнефть» подтвердили справедливость разработанных теоретических положений и выявленных закономерностей, а также позволили сделать следующие выводы [55, 56]:

- отсутствие резисторов в составе ПФ на выходе ПАФ позволяет значительно уменьшить ток, потребляемый подключенной НН (с 270 до 235 А, на 13 %), чем при их наличии (с 270 до 227 А, на 26 %), при этом наличие резисторов позволяет более эффективно снижать  $k_I$  (с 22,5 до 15% без резисторов, против 9,5% с резисторами), и  $k_U$  (с 10,1% до

7,7% без резисторов, против 5,8% с резисторами, при этом  $k_U$  при отключенных СУ и ПАФ составляет 5,6%).

- Если известен ток НН, то соответствующий ему ток ПАФ нужно выбирать в пределах от 0,5 до 0,7 % от тока НН, но не выше, во избежание перехода последнего в активно-емкостный режим.
- Необходимо автоматическое отключение ПАФ при отключении НН для исключения роста ВГС напряжения сети.
- Наличие резисторов в структуре ПФ на выходе ПАФ дает возможность уменьшения бросков зарядного тока накопительного конденсатора ПАФ при его начальном подключении к компенсируемой сети, для исключения срабатывания защиты от перегрузки по току НН, а также исключения наличия резонансных явлений. Также наличие резисторов в ПФ повышает эффективность подавления ВГС тока и напряжения.
- Изменение характера тока, потребляемого НН (с активно-индуктивного на активно-емкостной), подтверждает способность ПАФ осуществлять коррекцию коэффициента мощности.

Таким образом, результаты промышленных испытаний показали необходимость оснащать традиционный ПАФ выходным ПФ различной конфигурации не только в условиях РГ для повышения эффективности повышении КЭ, что подтверждает результаты теоретических исследований и математического моделирования [55, 56].

ПАФ «Электон ФСА-400» после проведения экспериментальных исследований был установлен на скважине № 1716 Курманаевского месторождения в опытную эксплуатацию на 6 месяцев, в течение которой он функционировал без сбоев, отказов и не вызывал аварийных режимов в компенсируемой сети [55, 56]. После этого, в соответствии с приведенными результатами исследований, была осуществлена замена ПАФ на аналогичный образец «Электон ФСА-160», но с меньшим номинальным током в 160 А, с резисторами в составе выходного ПФ. Результаты сравнения эффективности компенсации ВГС обоими ПАФ приведены в таблице 6.6 [55, 56].

Данные таблицы 6.6 показывают, что уровень эффективности подавления ВГС тока и напряжения ПАФ с номинальным током 160 А выше, чем у ПАФ с током 400 А, из-за снижения его номинального тока, величина которого при первичных исследованиях была завышена [55, 56].

Таблица 6.6

Величины  $k_U, k_I, U_c, I_c$  для ПАФ «Электон ФСА-400» и «Электон ФСА-160»

Параметр	Без ПАФ	С ПАФ «Электон ФСА-400»	С ПАФ «Электон ФСА-160»
$U_c, В$	223	226	227
$k_U, \%$	8,8	7,1	3,5
$I_c, А$	243	232	236
$k_I, \%$	25,5	14,3	3,3

В таблице 6.7 представлены результаты расчета кратности снижения срока службы электрооборудования при различных структурах и параметрах ПАФ. Данные таблицы 6.7 подтверждают, что использование ПАФ для подавления ВГС дает возможность увеличения срока службы электрооборудования промышленных СЭС [55, 56].

Таблица 6.7

Величины кратности снижения срока службы основного электрооборудования

Режим работы ПАФ	Без ПАФ	ПАФ 400 А без резисторов в ПФ	ПАФ 400 А с резисторами в ПФ	ПАФ 160 А
Электрооборудование	Кратность снижения срока службы			
КУ	1,23	1,14	1,07	1,04
АД	1,34	1,13	1,1	1,02
Явнополюсные СМ	2,04	1,34	1,25	1,06
Неявнополюсные СМ	2,84	1,53	1,37	1,09
СТ 35-220 кВ	1,73	1,27	1,18	1,05
СТ 6-10 кВ	2,72	1,55	1,36	1,1

Результаты вторичных испытаний, приведенные в таблицах 6.6-6.7, подтвердили справедливость выявленного по результатам первичных испытаний соотношения между токами НН и ПАФ. После проведения вторичных исследований ПАФ «Электон ФСА-160» успешно эксплуатируется на скважине № 1716 Курманаевского месторождения по настоящее время. Следовательно, результаты промышленных испытаний в сетях Курманаевского месторождения ОАО «Оренбургнефть» подтвердили эффективность подавления ВГС тока и напряжения ФКУ с АП в виде ПАФ с выходным ПФ (аналогично гибридной структуре рисунка 3.7б главы 3) и позволили выявить особенности их режима работы, которые использованы при развитии теории ЭТК повышения КЭ с АП и ФКУ.

На втором этапе испытания проводились в промысловых распределительных сетях 0,4 кВ Докучаевского месторождения ОАО «Оренбургнефть» [55, 56]. Исследования

проводились на скважинах №1614 и №1627 (см. рисунок 6.17), электроснабжение которых осуществляется по фидеру 6 кВ № 416 от шин ПС «Скворцовская», к ним присоединена КУ мощностью 288 квар. Помимо этого в непосредственной близости от скважин №1614 и №1627 к опоре № 159 присоединена еще одна КУ мощностью 450 квар. В процессе экспериментальных исследований использовались два ПАФ: «Электрон ФСА-250» и «ФСА-400» на скважинах № 1614 и 1627 соответственно. Испытания выполнялись согласно схеме, приведенной на рисунке 6.19, по аналогии со схемой рисунка 6.16. Исследования функционирования ПАФ проводились в соответствии со следующей методикой [55, 56]:

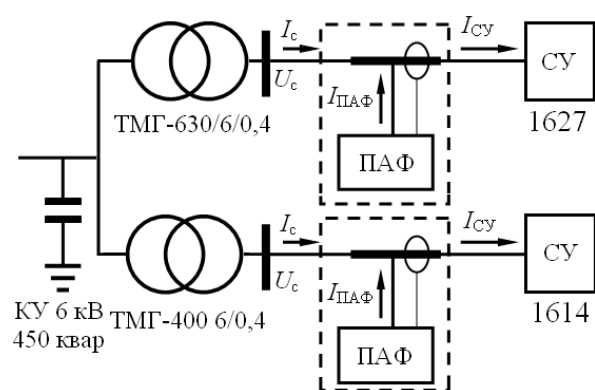


Рисунок 8.19 - Схема испытаний ПАФ на скважинах №1614 и №1627 Докучаевского месторождения

- измерение спектрального состава напряжения и тока на скважине №1614 при наличии и отсутствии ПАФ номинального тока 250 А, при включении двух ПАФ при отключенной КУ 450 квар;
- фиксация действующих значений, спектрального состава ВГС напряжения и тока на скважине №1627 при отключении и подключении ПАФ номинального тока 400 А, при включении двух ПАФ, при поочередном включении и отключении КУ 450 квар;
- измерение действующих значений, уровня и спектра ВГС напряжения и тока фидера 416 на шинах 6 кВ ПС «Скворцовская».

Далее приведены журналы регистрации событий для каждой скважины по времени, где зафиксированы режимы работы ПАФ при измерениях [52, 55, 56].

Скважина №1614: 13:56 – начало измерений, КУ 450 квар включена, ПАФ отключены; 14:12 – включение ПАФ скважины №1614; 14:27 – включение ПАФ скважины 1627; 14:38 – отключение КУ 450 квар; 14:47 – отключение ПАФ скважины 1614; 14:52 – отключение ПАФ скважины 1627; 15:14 – включение ПАФ скважины 1614; 15:15 – включение ПАФ скважины 1627; 15:21 – отключение ПАФ скважины 1614; 15:25 – отключение ПАФ скважины 1627.

Скважина №1627: 16:03 – начало измерений, КУ 450 квар отключена, ПАФ отключены; 16:16 – включение ПАФ скважины 1627; 16:28 – включение ПАФ скважины 1614; 16:39 – отключение ПАФ скважины 1614; 16:39 – отключение ПАФ скважины 1627;

16:51 – включение КУ 450 квар; 17:06 – включение ПАФ скважины 1627; 17:11 – включение ПАФ скважины 1614; 17:21 – завершение измерений, ПАФ оставлены в работе.

Для измерений использовались те же приборы, что и в предыдущих случаях. Результаты проведенных испытаний приведены в таблицах 6.8 и 6.9 ( $P$  и  $Q$  – активная и реактивная мощности соответственно). Достоверность измерений подтверждается тем, что разница их показаний не превышает их класса точности. Данные таблицы 6.9 показывают значительное изменение  $k_U$  и  $k_b$ , в сети 6 кВ в пределах от 4,1 до 11,7%, причиной чего является наличие резонансных явлений и изменение АЧХ СЭС при переключениях КУ. В таблице 6.10 приведены характеристики режимов работы и перегрузок КУ в сети 6 кВ ПС «Скворцовская» ( $k_n$  – коэффициент перегрузки КУ токами ВГС,  $Q_{\text{факт}}$  – фактическая величина реактивной мощности КУ,  $C$  – емкость КУ,  $U_n$  – номинальное напряжение КУ,  $I_{\text{факт}}$  – фактическая величина тока КУ) [52, 55, 56].

В исследуемой сети 6 кВ существует несколько резонансных контуров, так как к фидеру 416 ПС 35/6 кВ «Скворцовская» подключены несколько СУ с ПЧ, а также две КУ мощностью 288 и 450 квар, поэтому изменения АЧХ значительны при переключениях нагрузки и КУ. При этом на шинах 6 кВ ПС 35/6 кВ «Скворцовская» в случае отключения КУ 450 квар имеет место явно выраженный резонанс на частоте 13 ВГС, что ведет к росту  $k_U$  до 11÷12% и перегрузке КУ ВГС тока. Однако при подключении КУ 450 квар резонанс перемещается на частоту 15 ВГС [52, 55, 56].

Из-за снижения добротности контура возникают резонансы на частотах 17 и 19 ВГС при сохранении резонанса на частотах 11-ой и 13-ой ВГС. При включении КУ 450 квар возникает перегрузка КУ 288 квар токами ВГС [52, 55, 56].

Результаты промышленных испытаний позволили сделать следующие основные выводы [52, 55, 56]:

- Присоединение ПАФ вблизи КУ, ведет к росту величины  $k_U$ , из-за наличия резонанса и перераспределения ВГС тока между КУ.
- Резонансы на стороне 6 кВ ПС «Скворцовская» с КУ и ПЧ имеют место как при включении, так и отключении ПАФ, следствием чего является недопустимая перегрузка КУ токами ВГС.
- Прежде чем подключать ПАФ к сети нужно проводить анализ АЧХ сети с КУ во избежание наличия резонансов.

Величины  $k_U$ ,  $k_I$ ,  $U_c$ ,  $I_c$ ,  $P$  и  $Q$  на стороне 0,4 кВ

№ скважины	Параметр	Без ПАФ	С одним ПАФ	С двумя ПАФ
При отключенной КУ 450 квар				
1614	$U_c$ , В	358	360	360
	$k_U$ , %	11,7	9,4	7,3
	$I_c$ , А	242	241	241
	$k_I$ , %	30,5	8,5	9,0
	$P$ , кВт	150	150	150
	$Q$ , квар	17	-7	-7
1627	$U_c$ , В	355	361	362
	$k_U$ , %	12,8	9,6	7,6
	$I_c$ , А	521	524	522
	$k_I$ , %	26,4	14,5	11,8
	$P$ , кВт	319	326	326
	$Q$ , квар	45	-30	-30
При включенной КУ 450 квар				
1614	$U_c$ , В	371	373	377
	$k_U$ , %	6,4	5,8	6,7
	$I_c$ , А	233	234	231
	$k_I$ , %	31,5	5,5	7,0
	$P$ , кВт	150	150	150
	$Q$ , квар	17	-7	-7
1627	$U_c$ , В	369,5	377	377
	$k_U$ , %	5,9	9,6	6,5
	$I_c$ , А	508	510	510
	$k_I$ , %	30,6	12,4	9,0
	$P$ , кВт	321	332	332
	$Q$ , квар	49	-31	-31

- ПАФ способен с достаточным уровнем эффективности осуществлять коррекцию коэффициента мощности, компенсировать отклонения напряжения. Это дает возможность исключить в некоторых случаях использование КУ. Величина реактивной мощности генерируемой ПАФ зависит от напряжения и с его увеличением также растет. Причем для ПАФ номинального тока 160 А генерируемая реактивная мощность равна 30÷40 квар, для 250 А - 45÷60 квар, для 400 А - 90÷105 квар.
- Наличие резонансов из-за подключения КУ сохраняет заданный уровень эффективности ПАФ при подавлении ВГС на скважинах № 1614 и 1627 для фидера №416. Это позволяет увеличить срок службы СТ 6/0,4 кВ в сети данных скважин.

Таким образом, экспериментально подтверждена возможность ПАФ с выходным ПФ эффективно компенсировать реактивную мощность, и высокая вероятность наличия резонансных явлений при установке ПАФ вблизи КУ, осуществляющих коррекцию коэффициента мощности по основной составляющей [52, 55, 56].

Таблица 6.9

Величины  $k_U$ ,  $k_I$ ,  $U_c$ ,  $I_c$ ,  $P$  и  $Q$  на стороне 6 кВ

№ фидера	Параметр	Без ПАФ	С одним ПАФ	С двумя ПАФ
При отключенной КУ 450 квар				
416	$U_c$ , В	5910	5910	5910
	$k_U$ , %	11,8	7,6	6,8
	$I_c$ , А	110	109	108
	$k_I$ , %	5,7	11,4	9,0
	$P$ , кВт	1070	1080	1085
	$Q$ , квар	320	245	220
При включенной КУ 450 квар				
416	$U_c$ , В	5930	5910	5930
	$k_U$ , %	4,1	4,5	4,9
	$I_c$ , А	103	103	107
	$k_I$ , %	10,9	9,0	12,1
	$P$ , кВт	1065	1065	1085
	$Q$ , квар	-5	-20	-117

Таблица 6.10

Параметры режимов функционирования КУ в сети 6 кВ ПС «Скворцовская»

Мощность КУ, квар	$U_n$ , кВ	$C$ , Ф	$Q_{\text{факт}}$ , квар	$I_{\text{факт}}$ , А	$k_p$ , %
450	6,3	0,0227	322,8	40,9	16,9
288 (при включении КУ 450 квар)	6,3	0,0145	270,4	27,6	10,4
288 (при отключении КУ 450 квар)	6,3	0,0145	257,7	43,2	72,8

На третьем этапе по результатам проделанных испытаний разработаны рекомендации по расстановке ПАФ в системе электроснабжения Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Результаты экспериментальных исследований величин искажения формы кривых тока и напряжения в сетях 6 и 0,4 кВ Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» подтвердили, что уровень качества электрической энергии не соответствует нормам ГОСТ 32144-2013 на некоторых скважинах. В таблице 6.11 показаны номинальные токи, потребляемые ПЧ этих скважин, и соответствующие коэффициенты  $k_U$  и  $k_I$  [47, 48].



Токи, напряжения и коэффициенты  $k_U$  и  $k_I$  скважин Приобского месторождения

№ скважины	$U_{\phi}$ , В	$k_U$ , %	$I_{нп}$ , А	$k_I$ , %
8365	232	12,1	660	34,5
8366	233,7	8,3	488	36,5
7791	225,2	14,2	740	30,2
8340	228,3	11,6	658	32,2
8339	229	9,1	860	27,6
8317			264	30,6
8313	229	8,5	800	41,6
8315	233	8,1	790	38,0
8392	228,6	8,7	555	40,6
8260	240	9,1	345	27,5
8818	239	12,1	480	28,1
8820			450	30,0
7820	236,6	8,7	630	47,2
8263			693	46,5
7819	240,0	9,2	610	32,1
8824	239,7	9,4	694	36,0
8174	242,6	8,5	184	22,6
8204			306	32,0
8234	243,0	9,0	233	24,8
8233			390	24,3
6807	233,0	8,1	106	24,1
6745			218	25,1
6811			138	24,3
6778	227,0	8,8	390	34,3
6741	235,8	8,5	219	27,7
6763	234,0	8,5	168	11,6
6779			246	23,2
6744			380	37,1
6724			125	24,6
8852			232,5	10,7
6777	294	10,3		
6759	232	13,2	166	26
6812			155	23,5
6794			417	21,4
6808			260	33
5895	236	8,3	285	30,6
5948			212	41,5

С учетом данных таблицы 6.11 и результатов исследований в сетях ОАО «Оренбургнефть» в сети 0,4 кВ Приобского месторождения требуется установка ПАФ, номинальные токи которых для каждой скважины указаны в таблицах 6.12 и 6.13 [47, 48].

Таблица 6.12 - Места установки ПАФ «Электрон ФСА-400» с номинальным током 400 А в сетях 0,4 кВ Приобского месторождения

№ ПС	с.ш.	$k_U$ , %	№ ТП	S, кВА	$k_U$ , %	№ скв.	$I_{нг}$ , А	$k_U$ расч., %
410	2	4,4	1	630	12,1	8365	660	8,0
	2	4,4	4	630	14,3	7791	740	8,5
	1	4,4	5	630	11,6	8340	659	7,6
	1	4,4	6	1000	9,1	8339	860	7,5
	1	4,4	8-1	1000	8,5	8813	800	6,1
	2	4,4	8-2	1000	8,1	8315	790	5,8
ЗРУ-6 кВ к.213 бис	2	5,2	5	1000	8,7	7820	693	5,3
						8263	630	
	1	5,5	7	1000	9,2	7819	610	6,9
2	5,2	9	1000	9,4	8824	694	7,0	
ЗРУ-6 кВ к.217 бис	1	4,8	2	1000	10,7	8852	585	9,1
	1	4,8	5	1000	7,4	6742	690	5,0
612	2	7,5	7	1000	12,1	8818	480	7,7
						8820	450	
410	1	4,4	11	1000	7,4	8290	550	4,8
	1	4,4	10	1000	8,7	8392	555	5
213 бис	1	5,5	6	1000	7,3	8822	590	5,5

Устанавливаемые ПАФ должны подключаться к зажимам 0,4 кВ трансформатора 6/0,4 кВ, от которых питаются СУ ПЭД УЭЦН. После установки и необходимых подключений сначала запускается ПАФ, а затем компенсируемая СУ. Такая очередность связана с необходимостью проведения предварительных измерений датчиками ПАФ величин токов и напряжений компенсируемой сети, что определяется требованиями заложенного алгоритма коррекции ПКЭ [47, 48].

Таким образом, для сетей 0,4 кВ Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» требуется 17 ПАФ «Электрон ФСА» с номинальным током 400 А, 6 ПАФ «Электрон ФСА» с номинальным током 250 А, 9 ПАФ «Электрон ФСА» с номинальным током 160 А и 8 ПАФ «Электрон ФСА» с номинальным током 100 А [47, 48].

На рисунках 6.20-6.23 представлены схемы установки ПАФ «Электрон ФСА-400» к скважинным подстанциям 6/0,4 кВ выбранных кустов.

Таблица 6.13

Места установки ПАФ «Электрон ФСА» с номинальными токами 100, 160 и 250 А в сетях 0,4 кВ Приобского месторождения

№ скважины	$U_{\phi}$ , В	$k_U$ , %	$I_{нг}$ , А	$k_I$ , %	Номинальный ток ПАФ
8366	233,7	8,3	488	36,5	250
8317	229	9,1	264	30,6	160
8260	240	9,1	345	27,5	250
8174	242,6	8,5	184	22,6	100
8204			306	32,0	160
8234	243,0	9,0	233	24,8	160
8233			390	24,3	250
6807	233,0	8,1	106	24,1	100
6745			218	25,1	100
6811			138	24,3	100
6778	227,0	8,8	390	34,3	250
6741	235,8	8,5	219	27,7	160
6763	234,0	8,5	168	11,6	100
6779			246	23,2	160
6744			380	37,1	250
6724			125	24,6	100
6777	232,5	10,7	294	10,3	160
6759	232	13,2	166	26	100
6812			155	23,5	100
6794			417	21,4	250
6808			260	33	160
5895	236	8,3	285	30,6	160
5948			212	41,5	160

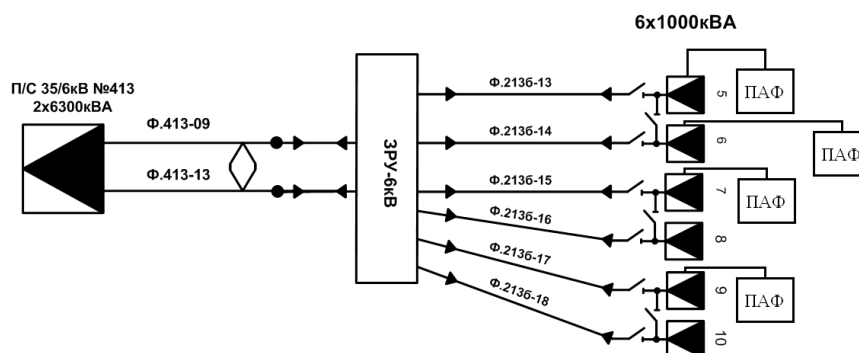


Рисунок 6.20 - Схема установки ПАФ «Электрон ФСА-400» на скважинах куста 213бис

Из общего количества рекомендованных к установке ПАФ на начальной стадии было принято решение об установке в сети 0,4 кВ Приобского месторождения 10 ПАФ «Электон ФСА-400», места подключения которых с их серийными номерами приведены в таблице 6.14 [47, 48].

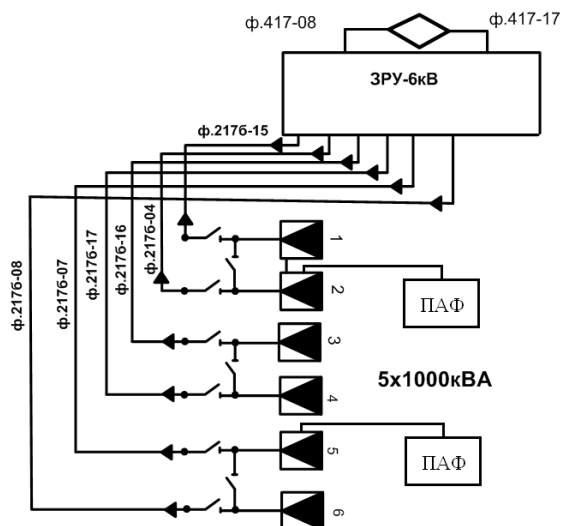


Рисунок 6.21 – Схема установки ПАФ «Электон ФСА-400» на скважинах куста 217бис

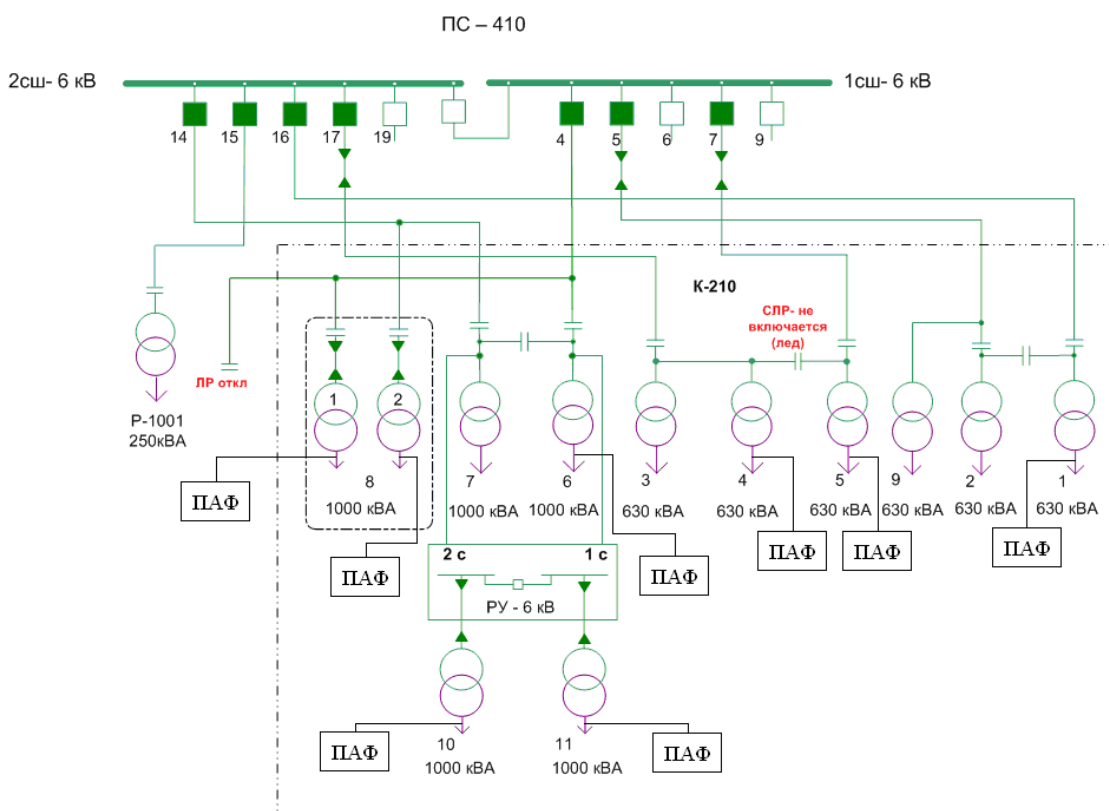


Рисунок 6.22 – Схема установки ПАФ «Электон ФСА-400» на скважинах куста 210

Результаты измерений и параметры работы установленных ПАФ приведены в таблице 6.15 ( $S_c$  – полная мощность сети;  $P_c$  – активная мощность сети;  $U_\phi$  – фазное напряжение сети;  $I_c$  – ток сети) [47, 48].

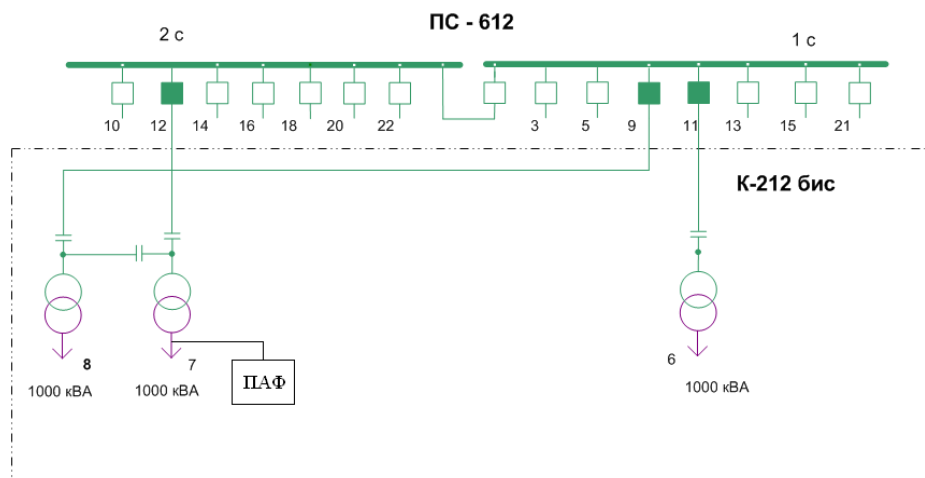


Рисунок 6.23 - Схема установки ПАФ «Электон ФСА-400» на скважинах куста 212бис

В качестве средств измерений также использовались приборы Fluke 43В и «Ресурс UF-2М», а также встроенные средства измерений ПАФ для измерения параметров мощности [47, 48].

Таблица 6.14

Места установки 10 ПАФ «Электон ФСА-400»

Куст	Скважина	Номер ПАФ
213 бис	8263	29
210	7791	30
210	8392	31
212 бис	8820	32
212 бис	8818	33
217 бис	8852	34
213 бис	8824	35
210	8365	36
213 бис	7819	37
213 бис	7820	38

С целью определения влияния работы ПАФ на параметры КЭ на ступени 6 кВ были проведены измерения уровней ВГС напряжений 6 кВ 2-ой секции шин подстанции (ПС) 212 бис и 1 секции шин РУ-6 кВ куста 213 бис при различном количестве включенных в работу ПАФ. Результаты измерений приведены в таблицах 6.16 и 6.17 ( $U_\Delta$  – линейное напряжение) [47, 48].

## Параметры работы ПАФ

Параметры	ПАФ отключен	ПАФ включен
ПАФ №29, куст 213 бис, скважина 8263		
$U_{\phi}$ , В	227	228
$k_U$ , %	7,7	6,2
$I_c$ , А	655	615
$k_I$ , %	44,7	13,3
$P_c$ , кВт	305	307
$S_c$ , кВА	446	421
ПАФ №30, куст 210, скважина 7791		
$U_{\phi}$ , В	226	225
$k_U$ , %	8,9	4,0
$I_c$ , А	640	596
$k_I$ , %	33,4	6,9
ПАФ №31, куст 210, скважина 8392		
$U_{\phi}$ , В	226	226
$k_U$ , %	9,3	2,9
$I_c$ , А	636	600
$k_I$ , %	35,8	5,9
ПАФ №32, куст 212 бис, скважина 8820		
$U_{\phi}$ , В	234	233
$k_U$ , %	9,3	5,4
$I_c$ , А	560	546
$k_I$ , %	33,7	9,4
ПАФ №33, куст 212 бис, скважина 8818		
$U_{\phi}$ , В	235	235
$k_U$ , %	8,3	5,6
$I_c$ , А	330	292
$k_I$ , %	37,2	7,5
ПАФ №34, куст 217 бис, скважина 8852		
$U_{\phi}$ , В	237	238
$k_U$ , %	10,5	7,7
$I_c$ , А	470	445
$k_I$ , %	27,4	11,3
ПАФ №35, куст 213 бис, скважина 8824		
$U_{\phi}$ , В	231	232
$k_U$ , %	8,9	6,0
$I_c$ , А	695	665
$k_I$ , %	34,3	8,6
$P_c$ , кВт	340	340
$S_c$ , кВА	482	463

Таблица 6.15 – Продолжение

ПАФ №36, куст 210, скважина 8365		
$U_{\phi}$ , В	232	231
$k_U$ , %	11,3	4,3
$I_c$ , А	802	785
$k_I$ , %	34,8	8,8
ПАФ №37, куст 213 бис, скважина 7819		
$U_{\phi}$ , В	231	230
$k_U$ , %	8,0	6,4
$I_c$ , А	616	598
$k_I$ , %	45,2	14,0
$P_c$ , кВт	295	296
$S_c$ , кВА	427	412
ПАФ №37, куст 213 бис, скважина 7819 при отключении остальных ПАФ		
$U_{\phi}$ , В	231	230
$k_U$ , %	10,7	7,1
$I_c$ , А	646	583
$k_I$ , %	44,7	14,7
ПАФ №38, куст 213 бис, скважина 7820		
$U_{\phi}$ , В	230	230
$k_U$ , %	11,1	5,8
$I_c$ , А	513	497
$k_I$ , %	25,0	7,1
$P_c$ , кВт	308	310
$S_c$ , кВА	354	342

Таблица 6.16

## ПС 35/6 кВ куста 212 бис, 2 секция шин

Параметры	Без ПАФ	При одном ПАФ	При двух ПАФ
$U_{л}$ , кВ	6240	6240	6240
$k_U$ , %	7,5	6,0	4,7

Таблица 6.17

## РУ 6 кВ куста 213 бис, 1 секция шин

Параметры	Без ПАФ	При двух ПАФ	При четырех ПАФ
$U_{л}$ , кВ	6290	6290	6290
$k_U$ , %	6,1	5,8	5,4

С целью исследования режимов совместного функционирования нескольких ПАФ в условиях СЭС 0,4 кВ куста 213бис выполнены измерения значения коэффициента  $k_U$  при вариации сочетания подключенных ПАФ и последовательности их включения и отключения. На рисунке 6.24 приведена закономерность вариации значения  $k_U$  в условиях последовательного отключения ПАФ №№ 35, 29, 37 и 38. На рисунке 6.25

представлено изменение величины  $k_U$  при поочередном подключении ПАФ №№ 35, 29, 37 и 38. Величина коэффициента  $k_U$  в сети 0,4 кВ при этом уменьшается на 1,5% при подключении ПАФ № 29 и на 7 % при подключении ПАФ № 36 [47, 48].

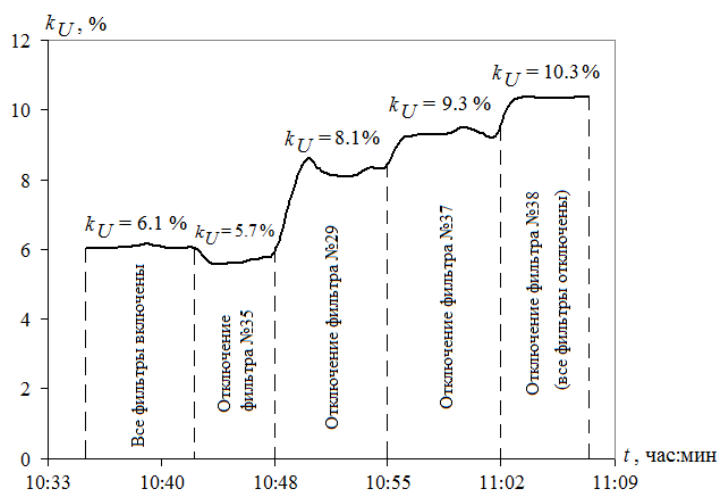


Рисунок 6.24 - Изменение величины  $k_U$  при поочередном отключении ПАФ №№ 35, 29, 37 и 38

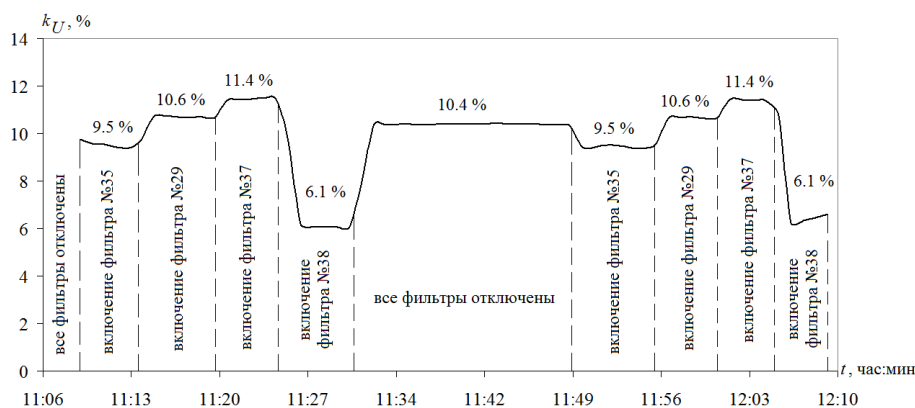


Рисунок 6.25 - Изменение  $k_U$  при поочередном включении ПАФ №№ 35, 29, 37 и 38

Результаты оценки эффективности приведены в таблице 6.18.

Данные таблицы 6.18 по величине  $k_U$  для исследуемых ПАФ (10 штук) доказывают, соответствие уровня ВГС напряжения нормам ГОСТ 32144-2013 ( $k_U$  менее 8 %) по результатам применения ПАФ [47, 48].

Также в процессе испытаний выявлены причины недостаточного уровня эффективности функционирования ПАФ №№ 29 и 37. В СЭС 0,4 кВ куста 213 бис одновременно подключено 4 ПАФ (№№ 35, 29, 37 и 38), при этом уровень эффективности их совместного функционирования определяется количеством одновременно включенных ПАФ. Результаты проведенных измерений характеристик функционирования ПАФ № 37 показали, что в случае отключения ПАФ №№ 35, 29 и 38



изменение величина  $k_U$  растет с 1,6% до 3,6%, но реальное значение  $k_U$  растет до 7,1% против 6,1% при работе всех четырех фильтров (см. рисунки 6.21 и 6.22) [47, 48].

Таблица 6.18

Оценка эффективности работы ПАФ

Параметры	Серийный номер ПАФ									
	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Уменьшение коэффициента $\Delta k_U$ , %	1,5	5,9	6,4	3,9	2,7	2,8	3,9	7,0	1,6	5,3
Уменьшение тока нагрузки $\Delta I_{нг}$ , А	60	44	36	14	38	25	30	17	18	16
Уменьшение тока нагрузки $\Delta I_{нг}$ , %	9,1	6,9	5,7	2,5	11,5	5,3	4,3	2,1	2,9	3,1
Компенсация реактивной мощности $Q$ , квар	37	-	-	-	-	-	28	-	22	36
Уменьшение коэффициента $\Delta k_I$ , %	31,4	26,5	29,9	24,3	29,7	18,1	25,7	26,0	31,2	17,9

Подобное явление может быть обусловлено разгрузкой сети 6 кВ от токов НН и уменьшением коэффициента  $k_U$  сети с 6,1% до 5,4% (см. таблицу 6.17). Подключение ПАФ дало возможность снижения коэффициента  $k_U$  до значений ниже предусмотренных ГОСТ 32144-2013 (8,0% для номинального напряжения 0,4 кВ) во всех случаях. Следует отметить, что на кустах 210, 212 бис и 213бис измерения уровня ВГС при отключении ПАФ выполнялись при включении оставшихся ПАФ, подключенных там же, что привело к уменьшению коэффициента  $k_U$  еще на 0,5÷0,6%. В конечном итоге показано, что на величину  $k_U$  при наличии нескольких одновременно работающих ПАФ оказывает влияние порядок их подключения и отключения, что необходимо учитывать при разработке мероприятий по повышению КЭ [47, 48].

Данные таблицы 6.17 показывают, что подключение четырех ПАФ привело к снижению  $k_U$  на шинах РУ 6 кВ ПС 213бис с 6,1% до 5,4%. Таким же образом в сети 0,4 кВ скважины 8824 при отключении ПАФ № 37  $k_U$  равен 8,0%, при отключении всех ПАФ  $k_U = 10,7%$  [47, 48].

При одновременном функционировании всех ПАФ выявлено уменьшение значения тока НН из-за способности ПАФ компенсировать реактивную мощность. Уменьшение величины тока НН при функционировании ПАФ составляет от 2,1% для ПАФ № 36 и до 11,5% для ПАФ № 33, что является следствием разницы значения тока НН при примерно

одинаковой компенсирующей способности всех ПАФ, которая изменяется в пределах от 22 квар у ПАФ № 37 до 37 квар у ПАФ № 29 при средней величине 31 квар [47, 48].

Результаты экспериментальных исследований показывают снижение коэффициентов  $k_I$  при установке ПАФ. СУ, которые являются основным видом НН в сети Приобского месторождения, отличаются друг от друга значениями индуктивности  $L$  и емкости  $C$  нагрузки. При этом, чем больше  $L$  и меньше  $C$ , тем ниже величина  $k_I$  потребляемого СУ тока. В тех СУ, где при работе на идеальную сеть и при номинальной загрузке  $k_I \sim 30\div 40\%$ , ПАФ серии «Электрон ФСА» компенсирует ВГС, снижая коэффициент  $k_I$  ниже 10%. При низком значении  $L$ ,  $k_I$  тока СУ превышает 40%, что приводит к полной загрузке ПАФ при коэффициенте  $k_I$  сетевого тока на уровне 13÷14%, что не позволяет добиться существенного снижения коэффициента  $k_U$ . Таким образом, особенностью работы ПАФ серии «Электрон ФСА» является низкая эффективность при компенсации ВГС тока и напряжения СУ, у которых дроссели имеют малую величину  $L$  или отсутствуют ( $L = 0$ ). В процессе проведения измерений на 2-й секции шин 6 кВ ПС 35/6 кВ куста 212 бис выявлено наличие резонансных явлений при подключении КУ. В случае отключения ПАФ в сети 0,4 кВ значение  $k_U$  достигает 7,5%. Подключение одного ПАФ снижало  $k_U$  до 6,0%, подключение же двух ПАФ - до 4,7%. Подключение ПАФ ведет к уменьшению действующих значений токов ВГС на частоте резонанса, а, следовательно, к существенному снижению уровня ВГС напряжения [47, 48].

В процессе экспериментальных исследований специалистом ЗАО «Электрон» проведена корректировка нулевых уровней измерительных напряжений ПАФ №30, что исключило перегрев силовых полупроводников ПАФ и улучшило параметры его работы. Таким образом, при пуске и наладке ПАФ необходима тщательная настройка измерительных цепей. При дальнейшей эксплуатации установленных ПАФ необходимо периодически проводить измерения уровня ВГС тока и напряжения для выявления возможности возникновения резонансных явлений, изменения мощности подключенной нагрузки и конфигурации компенсируемой сети [47, 48].

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 6

1. Разработаны технические и технологические решения по реализации новых алгоритмов управления и структур ФКУ с АП в условиях систем централизованного, автономного и комбинированного электроснабжения, включая использование способа изменения величины зоны нечувствительности релейных регуляторов и переменной частоты широтно-импульсной модуляции, применение на выходе АП ПФ различной конфигурации, использование общего звена постоянного тока с ПЧ НН.
2. Разработаны технические решения по интеграции ФКУ с АП в ЭТК централизованных, автономных и комбинированных СЭС для повышения КЭ, обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных технологических потребителей, синхронизации параллельной работы нескольких источников на общую нагрузку.
3. Приведены результаты промышленных испытаний АП в виде ПАФ в электрических сетях промышленных предприятий, результаты которых подтверждают справедливость выявленных в процессе теоретических исследований и математического моделирования закономерностей и положений по выбору структуры, основных параметров, системы управления и распределения ФКУ с АП.
4. Экспериментально доказана необходимость наличия ПФ определенной структуры на выходе классического ПАФ для обеспечения надлежащего уровня эффективности подавления высших гармоник тока и напряжения в централизованных, автономных и комбинированных системах электроснабжения.
5. По результатам экспериментальных исследований выявлена необходимость учета порядка подключения активных фильтров при их одновременной работе на одной секции шин для достижения максимального уровня эффективности подавления высших гармоник тока и напряжения.
6. Результаты промышленных испытаний подтвердили справедливость разработанных теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу ФКУ с АП для автоматизированного повышения КЭ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе на основе системного подхода решена актуальная научная проблема повышения КЭ в централизованных, автономных и комбинированных системах электроснабжения НПП путем развития теории структурного и параметрического синтеза ФКУ с АП, имеющая важное хозяйственное значение.

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Выявлены закономерности изменения показателей эффективности работы активных преобразователей от степени вариации внешних факторов, характеризующих параметры питающей сети и узла нагрузки, и внутренних факторов, характеризующих параметры преобразователей. Это позволяет в заданных условиях определить рациональную степень коррекции показателей качества электроэнергии по установленным критериям, включая увеличение срока службы электрооборудования и минимизации потерь энергии, а также метод реализации системы управления преобразователем для ее достижения. При этом установлено негативное влияние вариации внешних и внутренних факторов на отдельные системы управления в части ухудшения качества электроэнергии, что делает недопустимым их применение для активных преобразователей при определенных условиях, что также отражают выявленные закономерности.

2. Разработан алгоритм автоматизированного повышения качества электроэнергии активными преобразователем, позволяющий реализовать рациональную степень коррекции совокупности показателей качества по установленным критериям, исходя из заданных факторов, включая параметры питающей сети, узла нагрузки и преобразователей.

3. Разработан комплекс математических моделей и методология моделирования многофункциональных фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для условий централизованных, автономных и комбинированных систем электроснабжения, с учетом конфигурации устройства, способа соединения активной и пассивной части в его составе, переменной структуры пассивного фильтра на выходе преобразователя.

4. Установлены закономерности, отражающие степень влияния конфигурации фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями на уровень повышения качества электроэнергии. Это позволяет определить рациональное соотношение параметров активной и пассивной части по критерию максимального снижения характеристик активной части как наиболее дорогостоящей с сохранением требуемого уровня эффективности в заданных условиях. Выявлено, что включение пассивных

фильтров на выходе преобразователей обеспечивает многофункциональность последних по совокупности корректируемых показателей, включая несинусоидальность и несимметрию тока и напряжения. В частности уровень высших гармоник тока и напряжения снижается на 70-80 % и 11-13 % соответственно, отклонение напряжения - на 2-5 %, уровень потребляемого тока - на 5-6 %, степень несимметрии тока и напряжения – на 60-90 % при применении фильтрокомпенсирующего устройства на основе параллельного активного преобразователя. Показано, что в условиях распределенной генерации применение пассивных фильтров с активными преобразователями в рамках единых многофункциональных электротехнических комплексов увеличивает эффективность повышения качества электроэнергии более чем в 2 раза.

5. Выявлены допустимые диапазоны вариации параметров активных преобразователей в рамках фильтрокомпенсирующих устройств, обеспечивающие сохранение заданного уровня повышения качества электроэнергии. Установлено, что снижение номинальных параметров параллельного активного преобразователя в 2-4 раза, а последовательного активного преобразователя на 25-50 % от исходных значений позволяет сохранить требуемый уровень повышения качества электроэнергии. Указанные диапазоны также позволяют оценить степень значимости отдельных параметров при оценке допустимости их снижения при минимизации массогабаритных показателей преобразователей в составе фильтрокомпенсирующих устройств.

6. Разработан алгоритм управления фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями для автоматизированного повышения качества электроэнергии, предусматривающий выбор рациональной конфигурации устройства и способа управления преобразователем, исходя из требуемой степени коррекции показателей качества и допустимого уровня снижения параметров активной части.

7. Разработана структура и алгоритм функционирования системы комбинированного энергообеспечения, где фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями обладают переменной конфигурацией и набором реализуемых функций по повышению качества электроэнергии, бесперебойному электроснабжению и синхронизации параллельной работы источников, с возможностью формирования и реализации информационно-управляющих воздействий в рамках автоматизированных систем управления электроснабжением.

8. Разработана научно-обоснованная методология выбора структуры, параметров, режима работы, системы управления и распределения фильтрокомпенсирующими устройствами с активными преобразователями в условиях различных систем

электроснабжения нефтегазовых предприятий, что является основным этапом развития теории структурного и параметрического синтеза данных устройств. Определена целевая функция оптимизации параметров фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии по заданному набору критериев, включая минимизацию компенсационных токов и напряжений, потерь в пассивных фильтрах на выходе преобразователей, потерь энергии в активных преобразователях, минимизацию реактивной мощности и гармонических составляющих.

9. На основании полученных теоретических и практических результатов разработаны технические и технологические решения по реализации фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии при вариации внешних и внутренних факторов, выполнено промышленное внедрение данных устройств с экономическим эффектом до 300 тыс. руб. на один преобразователь в условиях нефтепромыслов со сроком окупаемости не более 2 лет. Эффект достигнут за счет снижения потребления реактивной мощности, потерь энергии в электрооборудовании, уменьшению количества отказов оборудования. Внедрение результатов в части алгоритмов управления активными преобразователями при их изготовлении выполнено в ЗАО «Электон», ООО «СПИК СЗМА» и АО «ЧЭАЗ». В условиях ООО «РН-Юганскнефтегаз» выбраны и установлены фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями в соответствии с разработанными методами и алгоритмами. В ООО «НТЦ Механотроника» выполнено внедрение методологии интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в автоматизированные системы управления электроснабжением. На объектах ПАО «Газпром» и ООО «МРСК Сибири» внедряются разработанные методы интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системы комбинированного электроснабжения. Все указанные положения отражены в актах внедрения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Эффективность распределенной энергетики в условиях минерально-сырьевого комплекса. / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов, И.С. Бабанова, В.Б. Прохорова // Промышленная энергетика. - 2019. - № 5. - С. 8-16.
2. Абрамович, Б.Н. Выбор параметров ветродизельной установки для энергообеспечения минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, А.А. Бельский // Записки Горного института. - 2012. - Т. 195. - С. 227-230.
3. Абрамович, Б.Н. Фотоэлектрическая станция прямого преобразования для объектов минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, Э.В. Яковлева // Записки Горного института. 2012. - Т. 196. - С. 210-213.
4. Абрамович, Б.Н. Исследование пусковых режимов синхронных приводов нефтегазодобывающих предприятий / Б.Н. Абрамович, Д.А. Устинов, И.Г. Плотников, А.В. Турышева // Записки Горного института. - 2012. - Т. 196. - С. 218-221.
5. Абрамович Б. Н., Веприков А. А., Сычев Ю. А., Лях Д. А. Использование активных преобразователей электроэнергии в промышленных источниках постоянного тока для питания электролизеров. // Цветные металлы, №2(926), 2020.
6. Абрамович Б.Н., Грин А.В., Виноградов И.В., Сергеев А.М., Лозовский С.Е. Проблемы проектирования подстанций, систем контроля качества электроэнергии и учета электропотребления для предприятий горной промышленности. // Санкт-Петербург: Сборник научных трудов СПГТИ, 1996.
7. Абрамович Б.Н., Кабанов С.О., Сергеев А.М., Полищук В.В. Перенапряжения и электромагнитная совместимость оборудования электрических сетей 6÷35 кВ. // Новости электротехники, №5, 2002.
8. Абрамович Б.Н., Лозовский С.Е., Тарасов Д.М. Практические вопросы поддержания режима напряжения на предприятиях по добыче, транспортировке и переработке нефти и газа. Энергетика в нефтедобыче, 2003, №1.с. 8-11.
9. Абрамович Б.Н., Евсеев А.Н. Управление режимом напряжения и компенсации реактивной мощности на предприятиях горной промышленности. - в сб.: Автоматическое управление энергообъектами ограниченной мощности. - Санкт-Петербург, 1992.
10. Абрамович Б.Н., Чаронов В.Я., Дубинин Ф.Д., Коновалов Ю.В. Электромеханические комплексы с синхронным двигателем и тиристорным возбуждением. -

Санкт-Петербург: Наука, 1995. -264 с.

11. Абрамович Б.Н., Гульков Ю.В., Волошкин М.М. Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработке нефти и газа при наличии источников высших гармоник. // Энергетика в нефтегазодобыче, №1-2, 2005, с. 23-26.
12. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Моренов В.А. Комбинированная энергетическая установка для энергоснабжения горных предприятий. Горное оборудование и электромеханика. 2016. № 4 (122). С. 36-41.
13. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Жуковский Ю.Л. Комплексная система контроля и повышения качества электрической энергии в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий. Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 5. С. 37-40.
14. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бабурин С.В., Жуковский Ю.Л. Повышение надежности электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса. Инженерная защита. 2016. № 1 (12). С. 60-68.
15. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Жуковский Ю.Л. Методы и средства повышения уровня энергосбережения и энергоэффективности на горных предприятиях. Горное оборудование и электромеханика. 2015. № 5. С. 25-30.
16. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Оценка эффективности гибридных систем коррекции формы кривых тока и напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией. Промышленная энергетика. 2015. № 8. С. 49-53.
17. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Мингазов А.С., Полищук В.В. О компенсации высших гармоник тока и напряжения, создаваемых источником бесперебойного питания. Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 126-127.
18. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Федоров А.В. Многоступенчатая система автоматического ввода резерва на основе источников бесперебойного питания в системах электроснабжения объектов горных предприятий. Горное оборудование и электромеханика. 2015. № 6 (115). С. 17-20.
19. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Повышение качества электрической энергии и обеспечение электромагнитной совместимости электрооборудования в сетях нефтедобывающих предприятий с помощью параллельного активного фильтра. Технологии электромагнитной совместимости. 2013. № 1 (44). С. 39-43.
20. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Федоров А.В. Система



гарантированного электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии. Промышленная энергетика. 2013. № 1. С. 14-16.

21. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Федоров А.В., Прохорова В.Б. Современные проблемы и перспективы развития интеллектуализации и автоматизации энергосистем предприятий минерально-сырьевого комплекса. Горное оборудование и электромеханика. 2014. № 9. С. 6-11.

22. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Выбор структуры, режима работы, основных параметров и места размещения активных систем коррекции величины и гармонического состава тока и напряжения в электрических сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса. Современная техника и технологии. 2015. № 6 (46). С. 116-120.

23. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Интеллектуальная система комплексного мониторинга использования энергоресурсов и контроля уровня качества электрической энергии в условиях распределенной генерации на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии. Промышленная энергетика. 2014. № 12. С. 40-44.

24. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Применение активных систем коррекции величины и гармонического состава тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса с распределенной генерацией. Современная техника и технологии. 2015. № 3 (43). С. 63-67.

25. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Проблемы обеспечения энергетической безопасности предприятий минерально-сырьевого комплекса. Записки Горного института. 2016. Т. 217. С. 132-139.

26. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Методы и средства обеспечения энергетической безопасности промышленных предприятий с непрерывным технологическим циклом. Промышленная энергетика. 2016. № 9. С. 18-22.

27. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Энергетическая безопасность технологических процессов добычи нефти. Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 120-123.

28. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Энергобезопасность предприятий минерально-сырьевого комплекса. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. № S7. С. 737-744.

29. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Устройство компенсации высших гармоник и коррекции коэффициента мощности сети. Патент на изобретение № 2446536, приоритет

от 30.11.2010.

30. Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Сычев Ю.А., Шклярский А.Я. Методы компенсации провалов и искажений напряжения в электрических сетях нефтедобывающих предприятий. Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 110-112.

31. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Шклярский А.Я. Устройство регулирования напряжения и передаваемой мощности электрической сети. Патент на изобретение № 2446537, приоритет от 29.12.2010.

32. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Шклярский А.Я., Устинов Д.А. Устройство регулирования отклонений напряжения и реактивной мощности электрической сети. Патент на изобретение № 2453021, приоритет от 05.05.2011.

33. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Шевчук А.П. Устройство динамического управления режимом напряжения в электрической сети с применением fuzzy-логики. Патент на изобретение № 2467447. Приоритет от 11.10.2011.

34. Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Турьшева А.В., Сычев Ю.А. Система генерирования электроэнергии. Патент на изобретение № 2480602. Опубликовано 27.04.2013. Приоритет от 11.10.2011.

35. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Устройство заряда накопительного конденсатора. Патент на изобретение № 2536704. Опубликовано 27.12.2014. Приоритет от 06.05.2013.

36. Абрамович Б.Н., Моренов В.А., Сычев Ю.А., Турьшева А.В., Леушева Е.Л., Устинов Д.А. Система генерирования электрической энергии. Патент на изобретение № 2567112. Опубликовано 10.11.2015. Приоритет от 09.01.2014.

37. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Устройство компенсации высших гармоник и коррекции несимметрии сети. Патент на изобретение № 2573599. Опубликовано 20.01.2016. Приоритет от 05.11.2014.

38. Абрамович Б.Н., Моренов В.А., Сычев Ю.А. Система генерирования электрической и тепловой энергии. Патент на изобретение № 2626182. Опубликовано 24.07.2017. Приоритет от 15.06.2016.

39. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Устройство компенсации высших гармоник, адаптированное к электроприводу переменного тока. Патент на изобретение № 2619919. Опубликовано 19.05.2017. Приоритет от 15.06.2016.

40. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Шклярский А.Я. Активная компенсация провалов и искажений напряжения в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий. Промышленная энергетика. 2012. № 4. С. 23-25.

41. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Повышение качества электрической энергии с помощью параллельного активного фильтра в системах электроснабжения промышленных предприятий. *Электричество*. 2012. № 3. С. 7-11.
42. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Оценка эффективности гибридного электротехнического комплекса для коррекции уровня несинусоидальности в автономных системах электроснабжения нефтепромыслов. *Промышленная энергетика*. 2018. № 1. С. 45-54.
43. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Гибридная система коррекции уровня высших гармоник и обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей нефтедобычи. *Промышленная энергетика*. 2018. № 11. С. 50-57.
44. Абрамович Б.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Способ компенсации высших гармоник и коррекции коэффициента мощности сети. Патент на изобретение № 2413350. Приоритет от 14.12.2009.
45. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Автоматизированная система минимизации искажений формы кривых тока и напряжения в электрических сетях горно-обогатительных и металлургических предприятий. *Обогащение руд*. 2011. № 3. С. 35-38.
46. Абрамович Б.Н., Волошкин М.М., Гульков Ю.В. Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработки нефти и газа при наличии источников высших гармонических. *«Энергетика в нефтегазодобыче»* М. 2005 г. № 1, стр. 58-64.
47. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бурчевский В.А., Вырва А.А., Ульбаев Р.А., Полищук В.В. Внедрение параллельных активных фильтров для повышения качества электрической энергии в сетях приобского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 6. С. 130-132.
48. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бурчевский В.А., Вырва А.А., Ульбаев Р.А., Полищук В.В. Повышение качества электрической энергии в сетях приобского месторождения ООО "РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ" с помощью параллельных активных фильтров. *Промышленная энергетика*. 2011. № 6. С. 49-52.
49. Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Сычев Ю.А., Плотников И.Г. Динамическая устойчивость электромеханических комплексов с синхронными и асинхронными двигателями на предприятиях нефтедобычи. *Электронный научный журнал Нефтегазовое дело*. 2011. № 3. С. 17-25.

50. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Внедрение технологий интеллектуальных электрических сетей на нефтедобывающих предприятиях. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2011. № 6. С. 4-9.
51. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Интеллектуальная энергосистема предприятий минерально-сырьевого комплекса. Академия энергетики. 2011. № 3 (41). С. 74-77.
52. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Полищук В.В. Проблема обеспечения электромагнитной совместимости конденсаторных установок и активных фильтров в сетях нефтепромыслов. Нефтяное хозяйство. 2010. № 4. С. 112-114.
53. Абрамович Б.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Способ компенсации высших гармоник и коррекции коэффициента мощности сети. Патент на изобретение № 2354025. Приоритет от 04.05.2008.
54. Абрамович Б.Н., Полищук В.В., Сычев Ю.А. Система контроля и повышения качества электрической энергии в сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса. Горное оборудование и электромеханика. 2009. № 9. С. 42-47.
55. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В. Коррекция коэффициента мощности в сетях нефтепромыслов с помощью активного фильтра. Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 88-90.
56. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В. Промышленные испытания активного фильтра в промысловых сетях ОАО "Оренбургнефть ТНК-ВР". Промышленная энергетика. 2008. № 10. С. 42-46.
57. Абрамович Б.Н., Лозовский С.Е., Тарасов Д.М., Сычев Ю.А., Загривный Э.А. Комплекс автоматической минимизации искажений кривых тока и напряжения в сетях предприятий цветной металлургии. Цветные металлы. 2008. № 12. С. 72-76.
58. Абрамович Б.Н., Тарасов Д.М., Устинов Д.А., Сычев Ю.А., Загривный Э.А. Проблемы контроля и компенсации гармонических искажений в сетях предприятий цветной металлургии. Цветные металлы. 2008. № 9. С. 90-94.
59. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Гульков Ю.В. Системы коррекции кривых тока и напряжения в электротехнических комплексах нефтедобывающих предприятий. Энергетика в нефтегазодобыче. 2005. № 1-2.
60. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Кузнецов П.А. Контроллер защиты от веерных отключений с возможностью компенсации гармоник. Патент на полезную модель RU 180919 U1, 29.06.2018. Заявка № 2017142191 от 04.12.2017.

61. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Устройство гибридной компенсации высших гармоник. Патент на полезную модель RU 176107 U1, 09.01.2018. Заявка № 2017124473 от 10.07.2017.
62. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бельский А.А., Федоров А.В. Устройство бесперебойного электроснабжения. Патент на изобретение RU 2576664 C1, 10.03.2016. Заявка № 2015109769/07 от 19.03.2015.
63. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Федоров А.В. Устройство регулирования напряжения и передаваемой мощности электрической сети. Патент на изобретение RU 2602086 C1, 10.11.2016. Заявка № 2015146359/07 от 27.10.2015.
64. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Устройство компенсации высших гармоник и коррекции коэффициента мощности сети. Патент на изобретение RU 2512886 C1, 10.04.2014. Заявка № 2013119660/07 от 26.04.2013.
65. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. Устройство гибридной компенсации высших гармоник. Патент на полезную модель RU 185875 U1, 21.12.2018. Заявка № 2018136024 от 11.10.2018.
66. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Кузнецов П.А. Контроллер защиты от веерных отключений с возможностью компенсации гармоник и коррекции уставок релейной защиты. Патент на полезную модель RU 192770 U1, 30.09.2019. Заявка № 2019110656 от 09.04.2019.
67. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Устройство гарантированного электроснабжения. Патент на изобретение RU 2481688 C1, 10.05.2013. Заявка № 2012104934/07 от 13.02.2012.
68. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Шевчук А.П. Устройство динамического управления режимом напряжения в электрической сети с применением fuzzy-логики. Патент на изобретение RU 2467447 C1, 20.11.2012. Заявка № 2011141241/07 от 11.10.2011.
69. Абрамович Б.Н., Жуковский Ю.Л., Сычев Ю.А. Система автономного электроснабжения. Патент на изобретение RU 2505917 C1, 27.01.2014. Заявка № 2012146725/07 от 01.11.2012.
70. Агунов М.В., Агунов А.В., Вербова Н.М. Новый подход к измерению электрической мощности. // Промышленная энергетика, №2, 2004, с. 30-33.
71. Агунов А.В. Активная фильтрация напряжения в судовых электроэнергетических системах ограниченной мощности с нелинейными нагрузками. Судостроение. 2003. № 4.

С. 26-28.

72. Агунов А.В. Статический компенсатор неактивных составляющих мощности с полной компенсацией гармонических составляющих тока нагрузки. // Электротехника, №2, 2003, с.47-50.

73. Агунов А.В., Титова Т.С., Кручек В.А. О построении систем управления качеством электроэнергии. Электротехника. 2016. № 5. С. 14-19.

74. Агунов А.В. Особенности измерения составляющих полной мощности в автоматизированных системах коммерческого учета электроэнергии железных дорог. В сборнике: Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта Седьмой Международный симпозиум. 2015. С. 20-26.

75. Агунов А.В. Последовательный силовой активный фильтр напряжения с цифровым управлением. Электроника и электрооборудование транспорта. 2014. № 1. С. 27-28.

76. Агунов А.В. Способ генерирования компенсационного тока в питающую сеть. Патент на изобретение RUS 2183897 02.11.2000.

77. Агунов А.В. Компенсирующее устройство неактивных составляющих мощности. В сборнике: Электрификация, инновационные технологии, скоростное и высокоскоростное движение на железнодорожном транспорте. Eltrans 2011 Материалы Шестого Международного симпозиума (25-28 октября 2011 года, Санкт-Петербург). С. 312-317.

78. Агунов А.В. Особенности измерения составляющих полной мощности в автоматизированных системах коммерческого учета электроэнергии железных дорог. В книге: Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов скоростного и высокоскоростного железнодорожного транспорта. Eltrans 2013 Тезисы докладов Седьмого Международного симпозиума "Eltrans 2013". С. 9-10.

79. Агунов А.В. Сглаживающее устройство тяговых подстанций постоянного тока на основе силового активного фильтра. Известия Петербургского университета путей сообщения. 2013. № 2 (35). С. 96-99.

80. Агунов А.В. Компенсирующее устройство неактивных составляющих мощности. В книге: Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов на железнодорожном транспорте Тезисы докладов Шестого Международного симпозиума. 2011. С. 7-8.

81. Агунов А.В. Управление качеством электроэнергии при несинусоидальных режимах. Монография / А. В. Агунов ; М-во образования и науки Российской Федерации, Гос.

образовательное учреждение высш. проф. образования "Санкт-Петербургский гос. морской технический ун-т". Санкт-Петербург, 2009.

82. Агунов А.В. Последовательный силовой активный фильтр напряжения. В сборнике: Электрификация и организация скоростных и тяжеловесных коридоров на железнодорожном транспорте. Eltrans'2007 материалы Четвертого междунар. симп., 23-26 октября 2007 г., Санкт-Петербург. Федеральное агентство железнодорожного транспорта, Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I, "Российские железные дороги", открытое акционерное общество. 2009. С. 22-25.

83. Агунов А.В. Сглаживающий активный фильтр тяговых подстанций постоянного тока. В сборнике: Электрификация и развитие энергосберегающей инфраструктуры и электроподвижного состава на железнодорожном транспорте Материалы Третьего Международного симпозиума Eltrans 2005. 2007. С. 105-109.

84. Агунов А.В. Последовательный силовой активный фильтр напряжения. В книге: Электрификация и организация скоростных и тяжеловесных коридоров на железнодорожном транспорте Тезисы докладов Четвертого Международного симпозиума Eltrans 2007. 2007. С. 6-7.

85. Агунов А.В. Улучшение электромагнитной совместимости в автономных электроэнергетических системах ограниченной мощности методом активной фильтрации напряжения. // Электротехника, №6, 2003, 52-56.

86. Агунов М.В., Агунов А.В., Вербова Н.М. Определение составляющих полной мощности в электрических цепях с несинусоидальными напряжениями и токами методами цифровой обработки сигналов. Электротехника. 2005. № 7. С. 45-48.

87. Агунов М.В., Агунов А.В. Об энергетических соотношениях в электрических цепях с несинусоидальными режимами. Электричество. 2005. № 4. С. 53-56.

88. Агунов А.В., Агунов М.В. Статический компенсатор реактивной мощности. Патент на изобретение RUS 2066083.

89. Агунов А.В. Методология и принципы построения систем управления параметрами качества электрической энергии в судовых электроэнергетических системах с нелинейными элементами. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Государственная морская академия им. адмирала С.О. Макарова. Санкт-Петербург, 2004.

90. Агунов А.В. Методология и принципы построения систем управления параметрами

качества электрической энергии в судовых электроэнергетических системах с нелинейными элементами. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Государственная морская академия им. адмирала С.О. Макарова. Санкт-Петербург, 2004.

91. Агунов А.В. Устройство для устранения искажения кривой напряжения в распределительных сетях переменного тока. Патент на изобретение RUS 2222855 17.06.2002.

92. Агунов А.В. Способ мгновенного генерирования компенсационного тока в питающую сеть. Патент на изобретение RUS 2222856 30.04.2002.

93. Агунов М.В., Агунов А.В., Вербова Н.М. Новый подход к измерению электрической мощности. Промышленная энергетика. 2004. № 2. С. 30.

94. Агунов А.В. Способ определения составляющих мощности. Патент на изобретение RUS 2191393 09.08.2000.

95. Агунов А.В. Неактивные составляющие полной мощности в автономных электротехнических системах судостроения. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербург, 1997.

96. Агунов А.В. Неактивные составляющие полной мощности в автономных электротехнических системах судостроения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербург, 1997.

97. Агунов А.В., Дмитриев Б.Ф., Красавчиков В.Г. Параллельное соединение транзисторов IGBT в составных транзисторных ключах. Судостроение. 2000. № 1. С. 46-48.

98. Акимов В.Н. Системы фазовой синхронизации. – М.: Радио и связь, 1982. –288 с.

99. Аррилага Дж., Бредли Д. Гармоники в электрических системах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 320 с.

100. Белоусенко И.В., Головатов С.А., Горюнов О.А., Ершов М.С., Трифонов А.А. Функциональные задачи АСУ электроснабжением объектов энергообеспечения ОАО "Газпром". Оперативный расчет режимов систем электроснабжения. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. № 3 (268). С. 111-124.

101. Бердников Р.Н., Тимофеев Д.Г., Фортов В.Е., Сон Э.Е., Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Фрагмент интеллектуальной электроэнергетической системы с быстродействующим регулированием активной мощности. Патент на полезную модель



№ 107414. Приоритет от 21.03.2011.

102. Бизяев А.А., Лихоманов А.М., Розов А.Ю., Дмитриев Б.Ф. Синтез широтно-импульсного преобразователя напряжения с разветвленной нагрузкой. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2008. Т. 51. № 6. С. 24–30.

103. Борисов П.А. Определение составляющих полной мощности энергосистем электротехнических комплексов / П.А. Борисов, В.С. Томасов // Математика в приложениях. – 2004. – № 1. – С. 40–44.

104. Борисов П.А. Применение MATLAB/SIMULINK для измерения и оценки качества электроэнергии в трехфазных симметричных системах с активными преобразователями электроэнергии // Труды Второй Всероссийской научной конференции «Проектирование инженерных и научных приложений в среде MATLAB». — М.: ИПУ РАН, 2004. — С. 1372–1386.

105. Борисов П.А. Совершенствование энергетических показателей электротехнических комплексов и систем с полупроводниковыми преобразователями: дис. канд. техн. наук. — СПб: СПбГУ ИТМО, 2005. — 222 с.

106. Борисов П.А. Несимметричные режимы работы полупроводниковых преобразователей / П.А. Борисов, В.С. Томасов // Труды Международной научно-практической конференции “Электронные средства и системы управления”. – Томск: ТГУ, 2004. – С. 132–134.

107. Борисов П.А. Анализ переходных процессов в активных выпрямителях с емкостными фильтрами / П.А. Борисов, В. С. Томасов // XXXII Неделя науки СПб ГПУ. Ч.V: Материалы межвузовской научно-технической конференции. – СПб: СПб ГПУ, 2004. – С. 112–114.

108. Борисов П.А. Моделирование и анализ электромагнитных процессов в силовых цепях активных выпрямителей напряжения / П.А. Борисов, В.С. Томасов // Труды V Международной конференции «Электромеханика, Электротехнологии и Электроматериаловедение». – 2003. – Т. 1. – С. 727–730.

109. Борисов П.А. Расчет и моделирование выпрямителей: учебное пособие по курсу “Элементы систем автоматики” Часть I/ П.А. Борисов, В.С. Томасов. – СПб.: СПб ГУ ИТМО, 2009. –169с.

110. Борисов П.А. Методики анализа и синтеза энергоподсистем приборных электроприводов / П.А. Борисов, Д.В. Лукичев//Известия ВУЗов. Приборостроение.– СПб: СПбГУ ИТМО, 2011. –№ 1. – С. 50–54.

111. Борисов П.А. Методики анализа и синтеза энергоподсистем электротехнических комплексов с высокими энергетическими показателями /П.А. Борисов, В.С. Томасов // Научно-Технический Вестник СПбГУ ИТМО. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2009. –№ 1 (59). С. 5–13.
112. Борисов П.А. Математическое моделирование электропривода постоянного тока с активным выпрямителем /П.А. Борисов, А.К. Седнев // Научно-технический вестник Санкт-Петербургского государственного университета информационных технологий, механики и оптики. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2009. – № 3 (61). – С. 35–41.
113. Боярская Н. П., Довгун В. П., Егоров Д. Э., Темербаев С. А., Шевченко Е. С. Синтез фильтрокомпенсирующих устройств для систем электроснабжения. под ред. В. П. Довгуна. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 192 с.
114. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока. Электротехника. 2004. № 8. С. 30.
115. Вагин Г. Я. Построение систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом электромагнитной совместимости электроприемников. Промышленная энергетика, №2, 2005.
116. Вагин Г. Я., Севостьянов А. А. О необходимости приведения норм ГОСТ 13109-97 к требованиям международных стандартов // Промышленная энергетика, №9, 2004.
117. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980. 256 с.
118. Веприков А.А., Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А. Повышение эффективности электротехнических преобразовательных комплексов для добычи и переработки полезных ископаемых. Горное оборудование и электромеханика. 2017. № 1 (128). С. 7-12.
119. Вершинин В.И., Загривный Э.А., Козярук А.Е. Электромагнитная и электромеханическая совместимость в электротехнических системах с полупроводниковыми преобразователями // СПб: изд-во СПГГИ(ТУ), 2000. – 68 с.
120. Волков А.В. Анализ электромагнитных процессов и совершенствование регулирования активного фильтра // Электротехника, №12, 2002.
121. Волошкин М.М. Повышение качества электроэнергии и снижение электропотребления территориально рассредоточенных электроустановок предприятий по добыче и переработке полезных ископаемых. Автореферат диссертации на соискание

ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2006.

122. Волошкин М.М. Повышение качества электроэнергии и снижение электропотребления территориально рассредоточенных электроустановок предприятий по добыче и переработке полезных ископаемых. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2006.

123. Волошкин М.М., Тарасов Д.М. Определение зависимости потерь активной и реактивной мощности от уровня напряжения на шинах ГПП. Научно-технический журнал «Народное хозяйство республики Коми». т. 10, 2001, № 1-2, с. 61-63.

124. Волошкин М.М. Регулирование коэффициента трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой. Записки Горного института. Т.150. Часть 1., Санкт-Петербург. 2002, с. 73-75.

125. Волошкин М.М. Регулирование режима напряжения в распределительных сетях горных предприятий. Шестая Санкт-Петербургская ассамблея молодых ученых и специалистов. Материалы конференции «Технические науки – промышленности региона».: СПб. 2002. с. 143.

126. Волошкин М.М. Управление режимами напряжений в сетях горнорудных предприятий, посредством автоматического изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов под нагрузкой. Материалы 7 Санкт-Петербургской ассамблеи молодых ученых и специалистов, Санкт-Петербург, СПбГТУ, декабрь 2002, с. 115-116.

127. Волошкин М.М. Управление коэффициентом трансформации силовых трансформаторов. Записки Горного института. Т.152., Санкт-Петербург. 2002, с. 84-87.

128. Волошкин М.М. Регулирование режима напряжения в распределительных сетях горных предприятий. Материалы семинаров симпозиума "Экология и энергоресурсосбережение", Санкт-Петербург, СПбГТУ, апрель 2003, с. 95.

129. Волошкин М.М., Тарасов Д.М. Использование нечеткой логики при управлении РПН трансформаторов. Политехнический симпозиум «Молодые ученые – промышленности Северо-Западного региона».: СПб. 2003, с. 47-48.

130. Волошкин М.М., Сычев Ю.А. Регулирование режима напряжения в системе энергоснабжения с нелинейной нагрузкой. 7-я Международная конференция "Новые идеи в науке о Земле". Материалы докладов, т.3. Москва. 2005, с. 46-49.

131. Воронцов А.Г., Глушаков В.В., Пронин М.В., Сычев Ю.А. Особенности

- управления каскадными преобразователями частоты. Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 37-45.
132. Гамазин С. И., Пупин В. М., Марков Ю. В. Обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии. Промышленная энергетика №11. 2006.
133. Гамазин С.И., Кулага М.А., Ненахов А.И. Математическая оценка подавления фликера с помощью СТК. В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение - XXI век сборник материалов XI международной научно-практической интернет-конференции. Под редакцией В.А. Голенкова, А.Н. Качанова, Ю.С. Степанова. 2013. С. 60-62.
134. Гамазин С.И., Ненахов А.И. Применение тиристорных компенсаторов в системах электроснабжения. Главный энергетик. 2014. № 4. С. 55-58.
135. Гамазин С.И., Петрович В.А., Никифорова В.Н. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии. Промышленная энергетика. 2003. № 1. С. 32.
136. Гамазин С.И., Зеленская М.А. Расчётно-экспериментальные исследования области допустимых несимметричных режимов в системе электроснабжения до 1000 В. Электрика. 2003. № 3. С. 15.
137. Гамазин С.И., Анчарова Г.В., Былкин М.В., Цырук С.А. Область допустимых несимметричных нормальных режимов в системах электроснабжения. Промышленная энергетика. 2000. № 5. С. 21.
138. Геворкян В. М., Трошин П. В. Сравнение методов оценки фактического вклада субъектов электрических сетей в ухудшение качества электрической энергии. Промышленная энергетика №7. 2008.
139. Герман-Галкин С.Г., Дмитриев Б.Ф. Спектральные характеристики многоуровневых преобразователей для транспортных систем электропривода. В сборнике: Труды VIII международной (XIX всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2014. 2014. С. 277-281.
140. Герман-Галкин С.Г., Дмитриев Б.Ф. Исследование спектральных характеристик многоуровневых полупроводниковых преобразователей. Электротехника. 2014. № 3. С. 45-53.
141. Герман-Галкин С.Г. Виртуальные лаборатории устройств силовой электроники в среде Matlab-Simulink урок 19. Переходные процессы в параллельном активном фильтре. Силовая электроника. 2015. Т. 2. № 53. С. 90-95.
142. Герман-Галкин С.Г., Звежевич З.Ч., Поляков Н.А. Аналитическое и модельное

исследование активного полупроводникового преобразователя в системах электропривода. Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2014. № 3 (91). С. 131-139.

143. Герман-Галкин С.Г. Виртуальные лаборатории полупроводниковых систем в среде Matlab-Simulink. Санкт-Петербург, 2013.

144. Герман-Галкин С.Г. Школа Matlab виртуальные лаборатории устройств силовой электроники в среде Matlab-Simulink урок 16. Исследование электрической цепи с трехфазным активным фильтром. Силовая электроника. 2013. Т. 1. № 40. С. 80-86.

145. Герман-Галкин С.Г. Школа Matlab виртуальные лаборатории устройств силовой электроники в среде Matlab-Simulink урок 15. Исследование однофазного активного выпрямителя. Силовая электроника. 2012. Т. 4. № 37. С. 72-79.

146. Герман-Галкин С.Г., Гаврилов Р.С. Исследование активного полупроводникового преобразователя в среде Matlab-Simulink. Электротехника. 2011. № 4.

147. Герман-Галкин С.Г., Гаврилов Р.С. Активный выпрямитель в цепи электропитания. Транспорт Урала. 2011. № 4. С. 91-95.

148. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК Издательство стандартов. 2014. 20 с.

149. ГОСТ 30372-95 Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. ИПК Издательство стандартов 1998. 11 с.

150. ГОСТ Р 51317.3.2-99 (МЭК 61000-3-2-95). Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний. – Введ. 1999-12-24. – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 1999.

151. Грин А.В. Влияние отклонений резонансной частоты фильтрокомпенсирующего устройства на его технические показатели. - Санкт-Петербург: IV Международный Форум - Горное оборудование, переработка минерального сырья, новые технологии, экология, 1996.

152. Грин А.В., Демьянова Е.Г. Компенсация реактивной мощности в участковых электросетях и конденсаторные установки с повышенными технико-экономическими характеристиками. - Санкт-Петербург: в сб. Полезные ископаемые России и их освоение, 1995.

153. Грин А.В. Особенности работы фильтрокомпенсирующего устройства как

источника реактивной мощности. - Санкт-Петербург: Полезные ископаемые России и их освоение, 1997.

154. Грин А.В. Фильтрокомпенсирующие устройства для обеспечения электромагнитной совместимости в электротехнических комплексах с вентильной нагрузкой. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 1998.

155. Грин А.В. Фильтрокомпенсирующие устройства для обеспечения электромагнитной совместимости в электротехнических комплексах с вентильной нагрузкой. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 1998.

156. Грин А.В. Особенности работы фильтрокомпенсирующего устройства как источника реактивной мощности. - Санкт-Петербург: Полезные ископаемые России и их освоение, 1997.

157. Гульков В.М., Лозовский С.Е. «Виртуальная микропроцессорная измерительная система контроля качества электрической энергии», V Международный горно-геологический форум. Горное оборудование, переработка минерального сырья, новые технологии, экология. Тезисы докладов. СПб., 1997.

158. Гульков В.М., Лозовский С.Е. «Виртуальная микропроцессорная измерительная система контроля качества электрической энергии.» Сборник статей Производственно-технического совещания. г. Альметьевск. 1997.

159. Гуревич Ю.Е., Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Проблемы обеспечения надежного электроснабжения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности. Электричество. 2002. № 2. С. 2.

160. Дементьев Ю.А., Бердников Р.Н., Моржин Ю.И., Шакарян Ю.Г. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. Вести в электроэнергетике. 2012. № 1. С. 12.

161. Демирчян К.С. Реактивная мощность на случай несинусоидальных функций. Ортомощность // Известия РАН. Энергетика. 1992. №1, с.15-38.

162. Джумамухамбетов Н.Г., Яшков В.А., Ершов М.С., Конарбаева А.А., Исмагулова А.И. Надежность и качество электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Алматы. ЭВЕРО. 2015. 156 с.

163. Дмитриев Б.Ф., Калмыков А.Н., Галушин С.Я. Структуры силовой части многоуровневых преобразователей в составе автономных систем электропитания. В сборнике: Труды VIII международной (XIX всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2014 в 2-х томах. 2014. С. 76-82.
164. Дмитриев Б.Ф. Анализ статических характеристик ступенчатого преобразователя напряжения. Электротехника. 2000. № 11. С. 16.
165. Дмитриев Б.Ф., Киреев Ю.Н., Гаврилов И.В. Сравнительный анализ двухступенчатых преобразователей переменного напряжения в постоянное. Судостроение. 1999. № 1. С. 38-39.
166. Дмитриев Б.Ф., Тун П.П. Топологии силовой части многоуровневых преобразователей электрической энергии для судовых электроэнергетических систем. Морской вестник. 2013. № 1S (10). С. 22-24.
167. Дмитриев Б.Ф., Галушин С.Я. Топологии корректоров коэффициента мощности в автономных системах электропитания. Морской вестник. 2013. № 1S (10). С. 37-40.
168. Дмитриев Б.Ф., Тун П.П. Математическое описание электромагнитных процессов в многоуровневых преобразователях для автономных систем электропитания. Морской вестник. 2013. № 1S (10). С. 40-45.
169. Дмитриев Б.Ф., Лихоманов А.М. Взаимосвязанный широтно-импульсный преобразователь в составе автономной системы электропитания. Морской вестник. 2012. № 1. С. 28.
170. Дмитриев Б.Ф., Лихоманов А.М. Синтез широтно-импульсного преобразователя напряжения с разветвленной нагрузкой. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2008. С. 51.
171. Дмитриев Б.Ф., Калмыков А.Н., Сковпень С.М. Математическое обоснование принципа управления преобразователями напряжения автономной системы электропитания на основе метода линейной разности коррекции. Морской вестник. 2007. № 4. С. 44-46.
172. Дмитриев Б.Ф., Лихоманов А.М. Широтно-импульсный преобразователь в составе автономной системы электропитания и работе на разветвлённую нагрузку. Морской вестник. 2010. Т. 1. № 3. С. 52-54.
173. Дмитриев Б.Ф., Калмыков А.Н., Сеньков А.А. Многоуровневые широтно-импульсные преобразователи напряжения для судовых электроэнергетических систем. Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2010. № 3-4. С.

80-86.

174. Дмитриев Б.Ф., Горбунов М.В., Бусько А.В., Сеньков А.А. Однофазные многоуровневые преобразователи в автономных системах электропитания. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2004. Т. 47. № 11. С. 54-58.

175. Дмитриев Б.Ф., Горбунов М.В., Бусько А.В., Сеньков А.А. Трехфазные корректоры коэффициента мощности в судовых системах электропитания. Судостроение. 2004. № 6. С. 49-51.

176. Дмитриев Б.Ф., Бусько А.М., Сеньков А.А. Инверсные преобразователи в составе автономных систем электропитания. Морской вестник. 2004. № 4. С. 72.

177. Дмитриев Б.Ф., Ланцов С.В., Чернов А.М. Регуляторы постоянного напряжения на основе ступенчатых преобразователей. Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2002. Т. 45. № 8.

178. Дмитриев Б.Ф. Статические и энергетические характеристики инверсных преобразователей. Судостроение. 2001. № 1. С. 28-30.

179. Добрусин Л. А. Автоматизация расчета фильтрокомпенсирующих устройств для электрических сетей, питающих преобразователи // Промышленная энергетика №5. 2004.

180. Дорофеев В.В., Шакарян Ю.Г., Кочкин В.И., Кощев Л.А. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока. Электрические станции. 2004. № 8. С. 10.

181. Дьяков А.Ф., Максимов Б.К., Борисов Р.К., Кужекин И.П., Жуков А.В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. /Под редакцией А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат, 2003.

182. Егоров А.В., Ершов М.С., Конкин Р.Н. Определение эквивалентных параметров источников питания промышленных систем электроснабжения. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2015. № 2 (279). С. 99-110.

183. Ершов М.С., Конкин Р.Н. Методика экспериментального определения параметров источников питания промышленных систем электроснабжения. Промышленная энергетика. 2017. № 2. С. 34-39.

184. Ершов М.С., Макерова Ю.А. Выбор оборудования и определение параметров схем замещения электрических сетей. Москва. Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 2016. 82 с.

185. Ершов М.С. Выбор электрооборудования и расчет режимов электротехнических



комплексов добычи нефти. Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. Москва. 2016. 25 с.

186. Ершов М.С., Конкин Р.Н. Экспериментальное определение параметров источников питания узлов с электродвигательной нагрузкой. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 123-126.

187. Ершов М.С., Чернев М.Ю. Влияние высших гармоник тока на эффективность частотно-регулируемых электроприводов. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 126-130.

188. Ершов М.С., Чернев М.Ю. Анализ надежности схем энергоснабжения нефтегазовых предприятий. В сборнике: Культура, наука, образование: проблемы и перспективы Материалы V Международной научно-практической конференции. отв. ред. А.В. Коричко. 2016. С. 91-96.

189. Ершов М.С., Чернев М.Ю., Джумамухамбетов Н.Г. Потери энергии в элементах электрической сети частотно-регулируемого погружного электродвигателя установки добычи нефти. Электротехника: сетевой электронный научный журнал. 2016. Т. 3. № 1. С. 86-89.

190. Ершов М.С., Егоров А.В., Анцифоров В.А. Методы оценки надежности и независимости источников питания в системах промышленного электроснабжения. Промышленная энергетика. 2014. № 1. С. 2-6.

191. Ершов М.С., Анцифоров В.А., Комков А.Н. Оценка взаимной зависимости источников питания систем промышленного электроснабжения с учетом несимметричных возмущений во внешних электрических сетях. Промышленная энергетика. 2014. № 11. С. 2-7.

192. Ершов М.С., Анцифоров В.А. Причины и параметры кратковременных нарушений электроснабжения промышленных объектов. Территория Нефтегаз. 2014. № 10. С. 86-91.

193. Ершов М.С., Егоров А.В., Комков А.Н. Влияние частоты на устойчивость

промышленных электротехнических систем. Промышленная энергетика. 2013. № 9. С. 21-25.

194. Ершов М.С., Егоров А.В., Улюмджиев А.С. Моделирование вентильного привода для расчета режимов и процессов промышленных электротехнических систем. Промышленная энергетика. 2012. № 6. С. 26-29.

195. Ершов М.С., Егоров А.В., Комков А.Н. Новый стандарт качества электрической энергии и вопросы регулирования взаимоотношений ее поставщиков и потребителей. Территория Нефтегаз. 2012. № 6. С. 140-147.

196. Ершов М.С., Егоров А.В., Комков А.Н. Влияние несимметрии питающего напряжения на устойчивость синхронных двигателей. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. № 1 (266). С. 117-128.

197. Ершов М.С., Егоров А.В., Валов Н.В., Комков А.Н. Учет несимметрии питающего напряжения в системах защиты от потери устойчивости промышленных электротехнических систем. Промышленная энергетика. 2011. № 9. С. 22-24.

198. Ершов М.С., Валов В.Н. Характеристики провалов напряжения при авариях в сетях систем электроснабжения нефтегазовых комплексов. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. № 2 (259). С. 114-120.

199. Ершов М.С., Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Диспетчерское управление системами электроснабжения распределенных объектов нефтяной и газовой промышленности. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2014. № 3 (276). С. 126-145.

200. Ершов М.С., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Функциональные задачи асу электроснабжением. оценка надежности и оперативный расчет режимов систем электроснабжения. Главный энергетик. 2011. № 3. С. 44-47.

201. Ершов М.С., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Функциональные задачи асу электроснабжением. Оценка надежности и оперативный расчет режимов систем электроснабжения. Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 128-133.

202. Ершов М.С., Максютлов С.Г. Контроль температурного режима и ресурса изоляции обмоток электрооборудования в процессе эксплуатации. Промышленная энергетика. 2009. № 4. С. 20-22.

203. Ефимов А.А., Шрейнер Р.Т. Активные преобразователи в регулируемых

- электроприводах переменного тока. / Под общей ред. д-ра техн. наук, проф. Р.Т. Шрейнера. – Новоуральск: Изд-во НГТИ, 2001. - 250 с.
204. Ефимов А.А., Мельников С.Ю. Регулировочные характеристики активных однофазных преобразователей тока. В сборнике: ЗАВАЛИШИНСКИЕ ЧТЕНИЯ'16. Сборник докладов. Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического приборостроения. 2016. С. 114-119.
205. Ефимов А.А., Мельников С.Ю. Имитационное моделирование электрических фильтров в программе Multisim. В сборнике: Информатизация инженерного образования ИНФОРИНО-2014 Труды международной научно-методической конференции. 2014. С. 353-354.
206. Ефимов А.А. Управление активными преобразователями тока. В сборнике: Завалишинские чтения'14. 2014. С. 61-67.
207. Ефимов А.А., Косулин В.Д., Мельников С.Ю. Прогнозирующее релейно-векторное управление активными токовыми преобразователями. Информационно-управляющие системы. 2014. № 4 (71). С. 48-53.
208. Шрейнер Р.Т., Ефимов А.А., Мухаматшин И.А. Релейное управление активными токовыми преобразователями частоты. Электротехника. 2005. № 9. С. 47-53.
209. Ефимов А.А., Мухаматшин И.А. Управление активными преобразователями в системах электроснабжения и электропривода. Известия Российской академии наук. Энергетика. 2005. № 4. С. 91-112.
210. Ефимов А.А. Активные преобразователи в регулируемых электроприводах переменного тока (теория, математическое моделирование, управление). Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Новоуральск, 2002.
211. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. – 2-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1984. 160 с.
212. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. - М.: Энергоатомиздат, 1986. -167 с.
213. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электрической энергии. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
214. Иванов А. В., Фоменко В. В. Электромагнитная совместимость электротехнических комплексов подстанционного оборудования при внедрении мощных частотно-регулируемых электроприводов нового поколения. Промышленная энергетика №7. 2007.

215. Калмыков А.Н., Галушин С.Я., Дмитриев Б.Ф. Особенности проектирования гибридных энергоустановок морских транспортных средств. Морской вестник. 2014. № 4. С. 34-39.
216. Карташев И.И. Управление качеством электроэнергии. / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шаманов и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 243 с.
217. Кириленко В.П. Слепченко М.Н. Комплексное устройство компенсации реактивной мощности и мощности искажения в системах питания с управляемыми выпрямителями // Электричество, №11, 2006.
218. Киселев В. В., Пономаренко И. С. Влияние несинусоидальности напряжения и тока на показания электронных счетчиков электроэнергии // Промышленная энергетика №2. 2004.
219. Киселев М.Г., Розанов Ю.К. Анализ режимов работы статического компенсатора реактивной мощности в режиме симметрирования нагрузки. Электричество. 2012. № 3. С. 63-69.
220. Кондратьев Д.Е., Обухов С.Г. Управление трехфазным активным выпрямителем при искажениях напряжений сети // Электричество, №6, 2007.
221. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М. Торус пресс. 2011. 311 с.
222. Крайчик Ю. С. Связь между реактивной мощностью вентильного преобразователя и искажениями формы напряжений на его вводах // Электричество. № 5. 1998. С. 71-73.
223. Кузин М.Е., Нахди Тарек, Пронин М.В., Воронцов А.Г., Кистанова Е.В. Особенности моделирования электрических систем в Simulink и методики их расчета по взаимосвязанным подсистемам. Известия Санкт-Петербургского государственного электротехнического университета ЛЭТИ. 2011. № 7. С. 88-95.
224. Кучумов Л.А., Кузнецов А.А., Сапунов М.В. Вопросы измерения параметров электрических режимов и гармонических спектров в сетях с резкопеременной и нелинейной нагрузками. Промышленная энергетика №3. 2005.
225. Лепанов М.Г., Розанов Ю.К. Режимы работы многофункционального регулятора качества электроэнергии на основе преобразователя с индуктивным накопителем. Электротехника. 2012. № 5. С. 20-27.
226. Лихоманов А.М., Дмитриев Б.Ф., Бизяев А.А., Розов А.Ю. Анализ и синтез гармонического состава выходного напряжения однофазных инверторов с импульсной нагрузкой. Электричество. 2009. № 7. С. 56-61.

227. Лихоманов А.М., Дмитриев Б.Ф., Бизяев А.А., Бусько А.В. Синтез структуры и параметров сглаживающих фильтров для широтно-импульсных систем преобразования энергии. *Электричество*. 2005. № 5. С. 47-51.
228. Лозовский С. Е. Управление качеством электрической энергии в электротехнических комплексах предприятий горной промышленности с применением виртуальных измерительных систем. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2000.
229. Лозовский С. Е. Управление качеством электрической энергии в электротехнических комплексах предприятий горной промышленности с применением виртуальных измерительных систем. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2000.
230. Лозовский С.Е. «Определение коэффициента несинусоидальности кривой напряжения с использованием ПЭВМ.», в сборнике «Программа и тезисы научной конференции студентов и молодых ученых Горно-электромеханического факультета», СПб., 1995.
231. Лозовский С.Е. «Повышение эффективности нефтедобычи при лимитировании электропотребления». Всероссийский молодежный научный форум «Интеллектуальный потенциал России — в XXI век», тезисы докладов. СПб., 1995.
232. Лозовский С.Е. «Определение коэффициента несинусоидальности в сетях предприятий горной промышленности», в сборнике тезисов научной конференции студентов и молодых ученых СПГТИ (ТУ), СПб., 1996.
233. Лозовский С.Е. «Виртуальная микропроцессорная измерительная система», Ежегодная научная конференция молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» СПГТИ (ТУ), сборник тезисов, Санкт-Петербург, 1997.
234. Лозовский С.Е. «Интеграция виртуальной измерительной системы в АРМ диспетчера электросети» Ежегодная научная конференция молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» СПГТИ (ТУ), сборник тезисов, Санкт-Петербург, 1998.
235. Лозовский С.Е. «Виртуальная микропроцессорная измерительная система контроля ПКЭ.» Сборник статей межвузовской научно-практической Конференции «Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения». Воркута 1998 .

236. Лозовский С.Е. «Анализ и измерение качества электроэнергии при помощи виртуальной измерительной системы.» Третья Санкт-Петербургская ассамблея молодых ученых и специалистов. Сборник тезисов. Санкт-Петербург, 1998.
237. Лозовский С.Е. «Характеристики виртуальной измерительной системы контроля качества электрической энергии» Ежегодная научная конференция молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» СПГГИ (ТУ), сборник тезисов, Санкт-Петербург, 1999.
238. Лозовский С.Е. «Система контроля качества электроэнергии на горных предприятиях» Ежегодная научная конференция молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение» СПГГИ (ТУ), сборник тезисов, Санкт-Петербург, 2000.
239. Лоскутов А. Б., Еремин О. И. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика №6. 2006.
240. Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность (Статья Г.Н. Александра, "Электричество", 2006, №6.) Электричество. 2007. № 4. С. 65-67.
241. Мамутов А.Р., Пронин М.В., Воронцов А.Г. Моделирование обратимого статического многотактного преобразователя переменного-постоянного напряжения. Известия Санкт-Петербургского государственного электротехнического университета ЛЭТИ. 2013. № 10. С. 55-59.
242. Мещеряков В.Н., Хабибуллин М.М. Система управления параллельным активным фильтрокомпенсирующим устройством на базе релейного регулятора тока в трехфазных электрических сетях. Электротехнические комплексы и системы управления. – 2012. – №2. – С. 49-54.
243. Мещеряков, В.Н. Компенсация гармонических искажений и реактивной мощности в однофазных электрических сетях посредством параллельного активного фильтра электроэнергии на базе релейного регулятора тока / В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. Новочеркасск. – 2013. – №4. – С. 54-57.
244. Мещеряков, В.Н. Активный фильтр электроэнергии с общим звеном постоянного тока и системой управления на основе релейного регулятора тока / В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2014. – №7. – С. 26-33.

245. Пат. 128031 Российская Федерация, МПК H02J3/00. Устройство компенсации гармонических токов и реактивной мощности / Мещеряков В.Н., Хабибуллин М.М., Безденежных Д.В., Мещерякова О.В. (Россия); заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО Липецкий государственный технический университет (RU) – №2012133757/07; заявл. 07.08.2012; опубл. 10.05.2013, Бюл. № 13 – 2 с.
246. Пат. 2514439 Российская Федерация, МПК H02J3/01. Устройство компенсации высших гармоник, адаптированное к электроприводу переменного тока / Мещеряков В.Н., Безденежных Д.В., Хабибуллин М.М., Мещерякова О.В. (Россия); заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО Липецкий государственный технический университет (RU) – №2012133840/07; заявл. 07.08.2012; опубл. 27.04.2014, Бюл. № 5 – 10 с.
247. Мещеряков, В.Н. Компенсация высших гармоник тока и напряжения на основе активного фильтра с релейным регулированием в сетях питания радиотехнических устройств и компьютерных систем / В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Материалы XIX международной научно-технической конференции «Информационные системы и технологии» ИСТ-2013. – Н. Новгород: Изд-во НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2013. – 2 с.
248. Мещеряков, В.Н. Оптимизация системы управления параллельным активным фильтром электроэнергии для компенсации нелинейных искажений в трехфазных электрических сетях / В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Материалы XIX международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика». – Москва: Изд-во МЭИ. 2013. – 4 с.
249. Мещеряков, В.Н. Система управления параллельным активным фильтрокомпенсирующим устройством на базе релейного регулятора тока в трехфазных электрических сетях / В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Сборник тезисов докладов 9-й Всероссийской школы-конференции молодых ученых. Управление большими системами. – Липецк: Изд-во ЛГТУ. – 2012. – С.173-176.
250. Мещеряков, В.Н. Активный фильтр высших гармоник адаптированный к электроприводу переменного тока / В.Н. Мещеряков, Д.В. Безденежных, М.М. Хабибуллин // Сборник тезисов докладов 9-й Всероссийской школы-конференции молодых ученых. Управление большими системами. – Липецк: Изд-во ЛГТУ. – 2012. – С.164-167.
251. Мусаев А.А., Хачатурян В.А. Методологические аспекты применения аналитических информационных систем в задачах управления энергетическими процессами. Материалы международной научно-практической конференции

«Современные энергетические системы и комплексы и управление ими» 15 июля 2001 г. ЮРГТУ, Новочеркасск, 2001 г.

252. Ненахов А.И., Гамазин С.И. Совмещение функций компенсации реактивной мощности, симметрирования и активной фильтрации токов при построении алгоритма управления устройством СТАТКОМ. *Электричество*. 2016. № 8. С. 46-52.

253. Ненахов А.И., Гамазин С.И. Совершенствование подходов к моделированию токов дуговой сталеплавильной печи при разработке компенсаторов реактивной мощности. *Промышленная энергетика*. 2015. № 9. С. 25-31.

254. Ненахов А.И., Гамазин С.И., Мологин Д.С. Особенности построения систем управления статическими тиристорными компенсаторами. *Электрооборудование: эксплуатация и ремонт*. 2014. № 1. С. 36-42.

255. Никифорова В.Н., Белло С.Б., Гамазин С.И., Петрович В.А. Экспериментальное исследование несинусоидальности напряжения в электрических сетях ЛЕНЭНЕРГО. *Промышленная энергетика*. 2001. № 8. С. 40.

256. Плотникова Т.В., Шакарян Ю.Г. Параллельная работа мощной вет-роустановки с дизельной электростанцией. *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 1997. № 3. С. 30.

257. Полищук В.В., Евсеенко Д.В., Прохорова В.Б. Исследование высших гармоник при регулировании УЦЭН с помощью преобразователей частоты. // *Энергетика Тюменского региона*. 2001. № 4. – С. 35-37.

258. Полищук В.В., Тарасов Д.М. Управление энергетическими потоками на предприятиях горной промышленности. «Машино-строение и автоматизация производства». *Межвузовский сборник выпуск 17.:* СПб. 1999. с. 152-159.

259. Поляков Н.А. Исследование трехфазных активных выпрямителей напряжения в системах автоматизированного электропривода // *Аннотированный сборник научно-исследовательских выпускных квалификационных работ магистров НИУ ИТМО–СПб: СПбГУ ИТМО*, 2011. – С. 42–44.

260. Поляков Н.А. Моделирование работы активного выпрямителя напряжения в электромеханической системе с двухсторонним обменом энергией / Н.А. Поляков, П.Д. Золов// *Труды VIII Международной (XIX Всероссийской) научно-технической конференции по автоматизированному электроприводу*. – Саранск: Национальный исследовательский мордовский государственный университет имени Н.П.Огарева, 2014 –Т.1.–С.165-169.



261. Поляков Н.А. Синтез системы фазовой автоподстройки частоты для трехфазного активного выпрямителя напряжения / Н.А. Поляков, А.А. Абдуллин // Известия ВУЗов. Приборостроение.– СПб: НИУ ИТМО, 2013. –Т. 56, № 12. – С. 38–40.
262. Поляков Н.А. Синхронизация трехфазных активных выпрямителей напряжения с питающей сетью / Поляков Н.А., Борисов П.А. // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – СПб: НИУ ИТМО, 2012. –№ 4 (80). – С. 55–60.
263. Поляков Н.А. Моделирование системы управления активным выпрямителем напряжения с преобразованием координат / Н.А. Поляков, П.А. Борисов, А.А. Киреев // Известия Тульского государственного технического университета. – Тула: ТулГУ, 2010. – Т. 2, № 3. – С. 59–64.
264. Портнягин Н.Н., Ершов М.С., Барбасов П.Ю., Чернев М.Ю. Моделирование влияния величины нелинейной нагрузки на качество электроэнергии промышленных электротехнических систем. Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2017. Т. 60. № 1. С. 61-66.
265. Постановление Правительства Российской Федерации от 30 марта 2018 г. № 371 «О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».
266. Пронин М.В. Воронцов А.Г. Силовые полностью управляемые полупроводниковые преобразователи (моделирование и расчет). СПб.: ОАО «Электросила», 2003. 172 с.
267. Пронин М.В. Создание систем с электрическими машинами и полупроводниковыми преобразователями на основе комплекса быстродействующих уточненных моделей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2006.
268. Пронин М.В. Создание систем с электрическими машинами и полупроводниковыми преобразователями на основе комплекса быстродействующих уточненных моделей. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2006.
269. Пронин М.В., Воронцов А.Г. Активная фильтрация напряжений и токов сети в установках с высоковольтными тиристорными преобразователями. Горное оборудование

и электромеханика. 2005. № 5. С. 41.

270. Пронин М.В. Активные фильтры высших гармоник. Направления развития. Новости электротехники. 2006. № 2. С. 102.

271. Пронин М.В., Воронцов А.Г. Однофазные активные выпрямители в каскадном преобразователе частоты. В сборнике: Завалишинские чтения'14 2014. С. 99-102.

272. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Шелюх В.Ю. Быстродействующая модель многоуровневого матричного преобразователя частоты. Известия Санкт-Петербургского государственного электротехнического университета ЛЭТИ. 2013. № 1. С. 66-73.

273. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Хон А.Ю. Управление сверхпроводящим индуктивным накопителем энергии. Информационно-управляющие системы. 2012. № 4. С. 20-24.

274. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Терещенков В.В. Моделирование систем с асинхронными машинами и транзисторными преобразователями с учетом потерь энергии. Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2008. № 3. С. 33-38.

275. Пронин М.В., Воронцов А.Г. Система с многофазным асинхронным генератором и несколькими активными преобразователями. Электротехника. 2007. № 10. С. 41-45.

276. Пронин, М. В., Воронцов А. Г. Электромеханотронные комплексы и их моделирование по взаимосвязанным подсистемам/ СПб., изд-во “Ладoga”, 2017 г., - 220 с.

277. Раубаль Е.В., Рашевская М.А., Гамазин С.И., Логинова С.В. Перспективы применения накопителей электроэнергии для сетей электроснабжения 0,4 кВ. Вестник МЭИ. 2013. № 3. С. 055-057.

278. РД 153-34.0-15.501-00. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии. Госэнергонадзор. М. 2000. 39 с.

279. РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. Госэнергонадзор. М. 2002. 32 с.

280. Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. М. Издательский дом «МЭИ». 2012. 336 с.

281. Розанов Ю.К. Основные этапы развития и современное состояние силовой электроники. Электричество. 2005. № 7. С. 52-61.

282. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В., Кваснюк А.А. Силовая электроника. Учебник для

- студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки "Электротехника, электромеханика и электротехнологии" / Ю. К. Розанов, М. В. Рябчицкий, А. А. Кваснюк. Москва, 2007.
283. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В. Современные методы улучшения качества электроэнергии (аналитический обзор). Электротехника. 1998. № 3.
284. Розанов Ю.К., Кошелев К.С., Смирнов М.И. Цифровая система управления статическим компенсатором реактивной мощности. Электричество. 2006. № 7. С. 25-30.
285. Розанов Ю.К. О мощностях в цепях переменного и постоянного токов. Электричество. 2009. № 4. С. 32-36.
286. Розанов Ю.К., Гринберг Р.П. Гибридные фильтры для снижения несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения. Электротехника. 2006. № 10. С. 55.
287. Розанов Ю.К., Рябчицкий М. В., Лепанов М.Г., Киселев М.Г. Управление потоками электроэнергии в преобразователе со сверхпроводящим индуктивным накопителем. Электричество. 2008. № 8. С. 22-27.
288. Розанов Ю.К., Лепанов М.Г., Киселев М.Г., Крюков К.В. Устройство регулирования качества электрической энергии для трехфазных распределительных систем электроснабжения. В сборнике: Управление качеством электрической энергии Сборник трудов Международной научно-практической конференции. 2014. С. 115-122.
289. Розанов Ю.К., Гринберг Р.П. Гибридные фильтры для снижения несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения. Электротехника. 2006. № 10. С. 55а-60.
290. Розанов Ю.К., Соломатин А.В., Крюков К.В. Повышение эффективности систем электроснабжения с нетрадиционными источниками электроснабжения. Электротехника. 2006. № 10. С. 63а-67.
291. Розанов Ю.К., Лепанов М.Г., Киселев М.Г. Многофункциональный регулятор качества электроэнергии на основе силового электронного преобразователя. Электротехника. 2014. № 8. С. 51-59.
292. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В., Смирнов М.И., Гринберг Р.П. Применение аппарата нечеткой логики для улучшения динамических характеристик гибридных фильтров высших гармоник. Электричество. 2007. № 1. С. 23-31.
293. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. – Новосибирск: Наука, 2010.– 327 с.

294. Сычев Ю.А. Измерение и анализ показателей качества электрической энергии в сетях нефтедобывающих предприятий. Записки Горного института. 2007. Т. 173. С. 109-111.
295. Сычев Ю.А. Стратегия обеспечения качества электрической энергии в системах электроснабжения газоперекачивающих предприятий. Записки Горного института. 2007. Т. 170. С. 73-77.
296. Сычев Ю.А. Экспериментальные исследования режимов работы параллельного активного фильтра в сетях ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ». Записки Горного института. 2009. Т. 182. С. 114-117.
297. Сычев Ю.А. Активные системы коррекции формы кривых тока и напряжения в сетях нефтепромыслов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2010.
298. Сычев Ю.А. Активные системы коррекции формы кривых тока и напряжения в сетях нефтепромыслов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2010.
299. Сычев Ю.А. Автоматизированная система контроля и повышения качества электрической энергии в сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса. В сборнике: СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2011 материалы XII Международной молодежной научной конференции: в 5 частях. Ухтинский государственный технический университет. 2011. С. 140-143.
300. Сычев Ю.А. Автоматическое выявление и компенсация высших гармоник параллельным активным фильтром в сетях нефтедобывающих предприятий. В сборнике: СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2011 материалы XII Международной молодежной научной конференции: в 5 частях. Ухтинский государственный технический университет. 2011. С. 173-176.
301. Сычев Ю.А. Методика контроля уровня качества электроэнергии и оценки эффективности технических средств для его повышения в условиях нефтепромыслов. В сборнике: СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2013 материалы XIV международной молодежной научной конференции: в 5-ти частях. 2013. С. 121-124.
302. Сычев Ю.А. Математическое моделирование режимов компенсации высших гармоник параллельным активным фильтром в распределительных электрических сетях

нефтедобычи. В сборнике: СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2013 материалы XIV международной молодежной научной конференции: в 5-ти частях. 2013. С. 71-74.

303. Сычев Ю.А., Кузнецов П.А., Зимин Р.Ю., Соловьева Я.А. Проблемы компенсации высших гармоник тока и напряжения в условиях распределенной генерации. Вестник Московского авиационного института. 2018. Т. 25. № 4. С. 216-228.

304. Сычев Ю.А. Анализ эффективности применения гибридных систем коррекции показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса. В сборнике: Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2017 Сборник научных трудов международной научно-технической конференции. Научные редакторы В.В. Максаров, В.В. Габов. 2017. С. 223-226.

305. Тарасов Д.М. Управление режимом напряжения территориально рассредоточенных электроприемников горных предприятий. Дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2003.

306. Тарасов Д.М. Управление режимом напряжения территориально рассредоточенных электроприемников горных предприятий. Автореф. дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2003.

307. Тарасов Д.М. Управление энергетическими потоками на предприятиях горной промышленности. Сборник трудов молодых ученых СПГТИ (ТУ). Выпуск 5. 1999. с. 112-114.

308. Тарасов Д.М. Управление режимами напряжения территориально рассредоточенных электроприемников на предприятиях горной промышленности. Пятая Санкт-Петербургская ассамблея молодых ученых и специалистов.: СПб. 2000. с. 61.

309. Тарасов Д.М., Хачатурян В.А. Управление режимами напряжений в распределительных сетях горных предприятий. Наука в СПбГТИ(ТУ). Записки Горного института. Том 151. - СПб, 2001 г., стр. 123-127.

310. Тарасов Д.М., Волошкин М.М. Определение зависимости потерь активной и реактивной мощности от уровня напряжения на шинах ГПП. «Народное хозяйство республики Коми». т. 10, 2001, № 1-2, с. 61-63.

311. Тарасов Д.М. Полищук В.В., Сираев А.В. Регулирование рема напряжения в распределительных сетях горных предприятий. «Новые идеи в науках о земле». V

Международная конференция. Тез. док. том 3.: М. 2001. с. 122.

312. Тарасов Д.М. Управление режимами напряжения территориально рассредоточенных электроприемников на предприятиях горной промышленности. Шестая Санкт-Петербургская ассамблея молодых ученых и специалистов. Материалы конференции «Технические науки – промышленности региона».: СПб. 2002. с. 27.

313. Тарасов Д.М., Волошкин М.М. Использование нечеткой логики при управлении РПН трансформаторов. Политехнический симпозиум «Молодые ученые – промышленности Северо-Западного региона». СПб. 2003, с. 47-48.

314. Татаринов, Д.Е. Алгоритмические методы обеспечения электромеханической совместимости асинхронных электроприводов при питании от преобразователей частоты / Д.Е. Татаринов, А.Е. Козярук // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 4. – С. 77-83.

315. Татаринов, Д.Е. Анализ и методы обеспечения электромеханической совместимости электроприводов переменного тока // Труды VIII Международной (XIX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2014, Саранск. – 2014. – С. 244-247.

316. Татаринов, Д.Е. Обеспечение электромеханической совместимости в частотно-регулируемых асинхронных электроприводах при регулировании частоты ШИМ / Д.Е. Татаринов, А.С. Григорян, И.А. Пименова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2016. – Т. 16. – № 1. – С. 80-86.

317. Татаринов, Д.Е. Обеспечение электромеханической совместимости в частотно-регулируемых асинхронных электроприводах / Д.Е. Татаринов // Сборник тезисов докладов Юбилейной 70-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и Газ 2016». Том II. – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – С. 392.

318. Татаринов, Д.Е. Обоснование метода оценки адекватности модели асинхронного электропривода с векторной системой управления / Д.Е. Татаринов, Б.А. Чуркин // Естественные технические науки. – 2016. – № 12. – С. 310-317.

319. Томасов В. С. Анализ электромагнитных процессов при включении активных выпрямителей напряжения в питающую сеть /В. С. Томасов, П.А. Борисов // Научно-технический вестник СПб ГИТМО (ТУ). Информация и управление в технических системах. – СПб: СПб ГИТМО (ТУ), 2003. – № 10. – С. 218–222.

320. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Стрелков М.Т., Яценко Ю.А. Баланс энергии в электрических цепях. «Наукова думка». 1992. 312 с.

321. Тонкаль В.Е., Денисюк С.П. Анализ и оптимизация энергопроцессов в электросистемах с искажающими нелинейными нагрузками // Тезисы докладов III Всесоюзной научно-технической конференции «Проблемы нелинейной электротехники» - Киев, 1988. – часть 2. – С. 7-10.
322. Тонкаль В.Е., Денисюк С.П., Яценко Ю.А. Особенности построения компенсаторов для систем электроснабжения с вентильными преобразователями // Силовая полупроводниковая техника и ее применение в народном хозяйстве (тех. докл.). – Челябинск, 1989. – С. 175-176.
323. Тонкаль В.Е., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Оценка качества потребления электроэнергии на основе понятия обменной энергии в системах с преобразователями // Тезисы докладов 4-й Всесоюзной научно-технической конференции «Проблемы преобразовательной техники». – Киев, 1987. – Часть 4. – С. 224-226.
324. Тонкаль В.Е., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Применение обменной энергии к анализу энергетических процессов в системах с вентильными преобразователями // Тезисы докладов I Всесоюзной конференции по теоретической электротехнике. – Ташкент: ТПИ, 1987. – С. 21-22.
325. Тонкаль В.Е., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Применение понятия обменной энергии для анализа энергетических процессов в системах с вентильными преобразователями // Электричество. – 1987. - №7. – С. 21-24.
326. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Стрелков М.Т. Сопряженные формы интегральных составляющих мощности // Электрон. моделирование. – 1989. - №1. – С. 26-35.
327. Тонкаль В.Е., Руденко В.С., Жуйков В.Я. Вентильные преобразователи переменной структуры. – Киев: Наук. думка, 1989. – 352 с.
328. Хабигер Э. Электромагнитная совместимость. Основы ее обеспечения в технике. – М.: Энергоатомиздат. – 1995. – 304 с.
329. Хачатурян В.А. Система автоматизированного управления электроснабжением нефтеперерабатывающего предприятия. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2002.
330. Хачатурян В.А. Система автоматизированного управления электроснабжением нефтеперерабатывающего предприятия. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный горный институт

им. Г.В. Плеханова. Санкт-Петербург, 2002.

331. Хачатурян В.А. Структурная модель аналитической авто-матизированной системы управления энергосбережением предприятия. Материалы международной научно-практической конференции «Современные энергетические системы и комплексы и управление ими» 15 июля 2001 г. ЮРГТУ, Новочеркасск, 2001 г.

332. Хачатурян В.А. Архитектура и профили аналитической информационной системы. Наука в СПбГГИ(ТУ). Записки Горного института. Том 151. - РИЦ СПбГГИ(ТУ), СПб, 2001 г., стр. 105-107.

333. Хачатурян В.А. Основы применения интеллектуального анализа данных в задачах управления электроснабжением предприятия. Наука в СПбГГИ(ТУ). Записки Горного института. Том 151. - РИЦ СПбГГИ(ТУ), СПб, 2001 г., стр. 111-115.

334. Хачатурян В.А., Тарасов Д.М. Оптимизация режимов напряжения территориально рассредоточенных электроприемников на предприятиях горной промышленности. Наука в СПбГГИ(ТУ). Записки Горного института. Том 151. - РИЦ СПбГГИ(ТУ), СПб, 2001 г., стр. 121-127.

335. Храмшин Т.Р., Корнилов Г.П., Крубцов Д.С., Храмшин Р.Р. Оценка гармонического состава напряжения сети при работе активных выпрямителей большой мощности. Энергетика и электромагнитная совместимость электроприводов переменного тока. ЭППТ 2012, Екатеринбург, 12-16 марта 2012 г. С. 157-160.

336. Чивенков А.И., Соснина Е.Н., Липужин И.А. Разработка универсального преобразователя напряжения для разнородных источников энергии. В сборнике: Кибернетика энергетических систем. Сборник материалов XXXIX сессии Всероссийского научного семинара по тематике "Электроснабжение". 2018. С. 28-36.

337. Чивенков А.И., Крахмалин И.Г. Универсальный преобразователь как основа для согласования параметров источников распределенной сети с ВИЭ. Интеллектуальная электротехника. 2018. № 1. С. 112-125.

338. Чивенков А.И., Соснина Е.Н., Липужин И.А. Исследование универсального преобразователя напряжений для подключения энергоустановок вДЭС. Инженерный вестник Дона. 2017. № 3 (46). С. 75.

339. Чивенков А.И., Севастьянов В.В., Трофимов И.М., Вихорев Н.Н., Гедифа А. Соотношение параметров входных цепей  $upfc$ . Инженерный вестник Дона. 2016. № 4 (43). С. 46.

340. Чивенков А.И. Развитие методов и средств регулирования напряжения и



мощности в системах электроснабжения с автономными источниками энергии. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Нижегород. гос. техн. ун-т им Р.Е. Алексеева. Нижний Новгород, 2015. 308 с.

341. Чижма С.Н. Совершенствование методов и средств контроля качества электроэнергии и составляющих мощности в электроэнергетических системах с тяговой нагрузкой. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Омский государственный университет путей сообщения.. Омск, 2014. 367 с.

342. Чижма С. Н. Метод определения частоты питающего напряжения при наличии помех / С. Н. Чижма, А. Г. Малютин // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2012. – № 4. – С. 41-47.

343. Чижма С. Н. Контроль искажений сигналов в тяговых сетях с использованием новых подходов. / С. Н. Чижма // Инновационные проекты и новые технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы научно-практической конференции. – Омск: Омский гос. ун-т путей сообщения, 2010. – С. 95-107.

344. Чижма С. Н. Алгоритм определения составляющих мощности в трехфазных трехпроводных системах электроснабжения [Текст] / С. Н. Чижма, А. А. Лаврухин // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2013 – № 2 – С.12-16.

345. Чижма С. Н. Составляющие мощности при несинусоидальных и несимметричных режимах работы систем электроснабжения железных дорог. / С. Н. Чижма // Известия Транссиба. – 2012. – №4. – С. 94-103.

346. Чуприков В.С., Ненахов А.И., Гамазин С.И. Моделирование режимов совместной работы двух устройств компенсации реактивной мощности на подстанции 220 кв. Промышленная энергетика. 2014. № 12. С. 14-22.

347. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа Smart Grid (основные средства). Энергоэксперт. 2009. № 4. С. 42.

348. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные машины и технология управляемых электропередач переменного тока (FACTS). Электротехника. 2010. № 2. С. 1-4.

349. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Современные технологии для повышения энергоэффективности российской электроэнергетики. Энергетическая политика. 2015. № 4. С. 37-45.

350. Шакарян Ю.Г., Фокин В.К., Лихачев А.П. Установившиеся режимы работы электроэнергетических систем с сетевыми устройствами гибких электропередач.

Электричество. 2013. № 12. С. 2-13.

351. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Гусев С.И. Развитие устройств FACTS. Энергоэксперт. 2011. № 5. С. 60.

352. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев. Наукова Думка. 1985. 270 с.

353. Шклярский А.Я., Устинов Д.А., Сычев Ю.А. Проблемы эксплуатации электрооборудования буровых установок. Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2013. № 166. С. 93-98.

354. Шпиганович А. Н., Ермолов С. А. Модернизация фильтрокомпенсирующих установок. Промышленная энергетика №5. 2007.

355. Шрейнер Р.Т., Ефимов А.А. Активный фильтр как новый элемент энергосберегающих систем электропривода // Электричество, №3, 2000.

356. Шрейнер Р.Т., Ефимов А.А., Зиновьев Г.С. Прогнозирующее релейно-векторное управление активным выпрямителем напряжения // Электротехника, №12, 2001.

357. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

358. Abramovich B.N., Sychev Y.A., Belsky A.A. Intelligent power system on the base of active-adaptive control and interaction between elements. В сборнике: 2015 International Siberian Conference on Control and Communications, SIBCON 2015 - Proceedings 2015. С. 7147230.

359. Abramovich B., Sychev Y., Prokhorova V. The application of modern information technologies for power monitoring and control in conditions of distributed generation. В сборнике: Conference of Open Innovation Association, FRUCT 16. 2014. С. 3-8.

360. Abramovich B.N., Sychev Y.A., Zimin R.Y. Hybrid Harmonic Compensation Device Adapted for Variable Speed Drive System. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2017. pp. 032002.

361. Abramovich B.N., Sychev Y.A. The Structure Selection of Hybrid Correction Device for Centralized and Distributed Electrical Networks. 11th International IEEE Scientific and Technical Conference "Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines", Dynamics 2017. Proceedings. 2017. pp. 1-6.

362. Abramovich B.N., Sychev Y.A., Prokhorova V.B. Electrical Complex of Combined Power Supply on the Base of Renewables and Hybrid Correction Device. Conference of Open

Innovation Association, FRUCT. 20. 2017. pp. 3-9.

363. Abramovich B.N., Sychev Yu.A. The Evaluation of Hybrid Active Filter Efficiency. В сборнике: Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-2016. 2017. С. 7879064.

364. Abramovich B.N., Sychev Y.A. Hybrid correction system adapted for a variable speed drive. 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, 2017 - Proceedings. 2017. pp. 8076335.

365. Abramovich B.N., Sychev Y.A. Shunt Active Correction System Analysis in Conditions of Industrial Enterprises Networks. International Journal of Applied Engineering Research. 2016. vol. 11. № 4. pp. 2640-2645.

366. Abramovich B.N., Sychev Y.A. Modeling Harmonic Compensation Modes of Active Correction Systems. Proceedings of 2015 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems, 2015. 2015. pp. 7414924.

367. Abramovich B.N., Sychev Y.A., Kuznetsov P. A., Zimin R.Y. Efficiency Estimation of Hybrid Electrotechnical Complex for Non-Sinusoidal Signals Level Correction in Autonomous Power Supply Systems for Oil Fields. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. pp. 052001.

368. Agunov A.V. Serial active voltage filtration to eliminate grid-voltage distortion. Russian Electrical Engineering. 2004. T. 75. № 10. С. 36-38.

369. Agunov M.V., Agunov A.V., Verbova N.M. Determining the total-power components in circuits with nonsinusoidal voltages and currents by digital signal analysis. Russian Electrical Engineering. 2005. T. 76. № 7. С. 52-55.

370. Agunov M.V., Agunov A.V., Globenco I.G. Energy balance in electric circuits with non-sinusoidal voltage and current. IEEE Transactions on Power Systems. 1997. T. 12. № 4. С. 1507-1510.

371. Agunov A.V. Static compensator of inactive power components with complete compensation of load-current harmonics. Russian Electrical Engineering. 2003. T. 74. № 2. С. 61-64.

372. Agunov A.V. Improving the electromagnetic compatibility in autonomous power systems by active voltage filtering. Russian Electrical Engineering. 2003. T. 74. № 6. С. 51-55.

373. Agunov A.V. Computer simulation of active voltage filtration. Electrical Technology Russia. 2003. № 6. С. 2-6.

374. Ahn S.C. New control scheme of three-phase PWM AC/DC converter without phase

- angle detection under the unbalanced input voltage conditions / S.C. Ahn, D.S.Hyun // IEEE Trans. on Power Electron., 2002.-Vol. 17. -No. 5. - pp. 616-622.
375. Akagi H., et al. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning. 2007. Print ISBN: 9781118362105. Copyright © 2017 by The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. USA. 389 p.
376. Alderighi M., Citterio M., Riva M., Latorre S., Costabeber A., Paccagnella A., Sichirollo F., Spiazzi G., Stellini M., Tenti P., Cova P., Delmonte N., Lanza A., Bernardoni M., Menozzi R., Baccaro S., Iannuzzo F., Sanseverino A., Busatto G., De Luca V. and Velardi F. (2012). Power converters for future LHC experiments. Journal of Instrumentation, p. 1-15, ISSN: 1748-0221, doi: 10.1088/1748-0221/7/03/C03012.
377. Bettega E., Fiorina J.N. Active harmonic conditioners and unity power factor rectifiers. Cahier technique № 183. Schneider Electric. 1999. 36 p.
378. Bojoi R., Griva G., Limongi L., Pica C., Tenconi A. Performance Comparison of Frequency Selective Current Controllers for Three- Phase Active Power Filters // The 33rd Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society (IECON), 2007. Taiwan.
379. Bollen M. Understanding power quality problems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1999.
380. Bollen M., Gu I., “Signal processing of power quality disturbances”, Wiley, New York, 2006.
381. Borisov K., Ginn H., Trzynadlowski A. Mitigation of Electromagnetic Noise in a Shunt Active Power Filter Using Random PWM // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
382. Borisov K., Ginn H. A Novel Fortescue Based Reference Signal Generator for Multifunctional VSC // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
383. BS EN 50160:2000. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. British Standards Institution. 2000. 22 p.
384. Buso S., Spiazzi G., Tenti P., Riva M., Maranesi P., Belloni F., Cova P., Menozzi R., Delmonte N., Bernardoni M., Iannuzzo F., Busatto G., Porzio A., Velardi F., Lanza A., Citterio M., Meroni C. (2011). Power supply distribution system for calorimeters at the LHC beyond the nominal luminosity. JOURNAL OF INSTRUMENTATION, ISSN: 1748-0221, doi: 10.1088/1748-0221/6/06/P06005.
385. Calvas R. Electrical disturbances in LV. Cahier technique no. 141. Schneider Electric. 31 p.

386. Chen J., Li Y., Jiang X., Zhu D. Fuzzy Proportional Repetitive Control for Current Tracking of Hybrid Active Power Filter // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
387. Cherkaoui N., et al., "Optimal Location and Reactive Power Injection of Wind Farms and SVC's Units Using Voltage Indices and PS," IJECE, vol. 9, no. 5, pp. 3407-3414, 2019.
388. Collombet C., Lupin J.M., Schonek J. Harmonic disturbances in networks, and their treatment. Cahier technique № 152. Schneider Electric. 1999. 31 p.
389. Costabeber A., Tenti P., Caldognetto T., Verri Liberado E. (2013). Selective compensation of reactive, unbalance, and distortion power in smart grids by synergistic control of distributed switching power interfaces. 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille (F), 3-5/9/2013.
390. Costabeber A., Tenti P., Erseghe T., Tomasin S., Mattavelli P. (2011). Distributed control of smart microgrids by dynamic grid mapping. IEEE Industrial Electronics Conference Melbourne, Australia, 7-10/11/2011, p. 1323-1328, ISBN: 9781612849690, doi: 10.1109/IECON.2011.6119500.
391. Costabeber A., Tenti P., Mattavelli P., Erseghe T., Tomasin S. (2011). Optimization of Micro-Grid Operation by Dynamic Grid Mapping and Token Ring Control. European Power Electronics Conference (EPE), Birmingham (UK), 30/8-1/9/2011, p. p.1-p.10, ISBN: 9789075815153.
392. Costabeber A., Tenti P., Mattavelli P. (2012). Distributed cooperative control of low-voltage residential microgrids. In: 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). p. 457-463, ISBN: 9781467320238, doi: 10.1109/PEDG.2012.6254042.
393. Costabeber A., Erseghe T., Tenti P., Tomasin S. (2011). Optimum control of distributed energy resources in residential micro-grids. IEEE PowerTech Conference, Trondheim (Norway), 19-23 June 2011, p. 1, ISBN: 9781424484195, doi: 10.1109/PTC.2011.6019445.
394. Czarnecki L.S. Considerations on the Reactive Power in Nonsinusoidal Situations, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. IM-34, pp 399-404, September 1985.
395. Czarnecki L.S. What is Wrong with Budeanu Concept of Reactive and Distortion Power and Why It Should be Abandoned, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. IM-36, pp 834-837, September 1987.
396. Czarnecki L.S. On Some Misinterpretations of the Instantaneous Reactive Power p-q Theory, IEEE Transactions on Power Electronics, pp 828-836, Vol 19, No 3, May 2004.

397. Delaballe J. EMC: electromagnetic compatibility. Cahier technique no. 149. Schneider Electric. 36 p.
398. Delaballe J. Disturbances in electronic systems and earthing systems. Cahier technique no. 177. Schneider Electric. 30 p.
399. Depenbrock M. The FBD-method, a generally applicable tool for analyzing power relations, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 8, Issue: 2, pp. 381-387, May 1993.
400. Dutta S., et al., "Unified Power Flow Controller Based Reactive Power Dispatch Using Oppositional Krill Herd Algorithm," IJEPES, vol. 80, pp. 10-25, 2016.
401. Dylan D., Herbert H., Pjevalica V. A Single-Stage AC/DC Converter with High Power Factor, Regulated Bus Voltage and Output Voltage // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
402. Emanuel A. E. Powers in nonsinusoidal situations-a review of definitions and physical meaning, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 5 Issue: 3, pp. 1377 –1389, July 1990.
403. Emanuel A E, Apparent Power Definitions for Three-Phase Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 14, No 3, pp 762-772, July 1999.
404. Erseghe T., Tomasin S., Tenti P. (2012). Efficient management of locally generated powers in micro grids. In: Prof. Yang Xiao editor. Communication and Security in Smart Grids. p. 57-78, Auerbach Publications, Taylor & Francis Group, CRC, ISBN: 9781439878736.
405. Erseghe T., Lorenzon F., Tomasin S., Alessandro Costabeber, Paolo Tenti (2011). Distance measurement over PLC for dynamic grid mapping of smart micro grids. IEEE SmartGridComm Conference, Brussels (Belgium), 17-20/10/2011, p. 487-492, 978-1-4244-8419-5:IEEE, ISBN: 9781457717024, doi: 10.1109/SmartGridComm.2011.6102371.
406. Ferracci P. Power quality. Cahier technique № 199. Schneider Electric.2001. 36 p.
407. Ferrero A., Superti-Furga G. A new approach to the definition of power components in three-phase systems under nonsinusoidal conditions, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 40 Issue: 3 , pp 568-577, June 1991.
408. Fiorina J.N. Inverters and harmonics (case studies of non-linear loads). Cahier technique no. 159. Schneider Electric. 20 p.
409. Fiorina J.N. Harmonics upstream of rectifiers in UPS. Cahier technique no. 160. Schneider Electric. 20 p.
410. Gandoman F.H., et al., "Review of FACTS Technologies and Applications for Power Quality in Smart Grids with Renewable Energy Systems," Renew. Sustain. Energy Rev., vol.

82, pp. 502–514, 2018.

411. Gulkov Y.V. and Ustinov D.A., “Electric Power Quality Distortions Influencing Oil Processing Plant Parameters and Characteristics,” *IJAER*, vol. 12(9), pp. 2027-2030, 2017.

412. German-Galkin S.G., Dmitriev B.F. Investigation into spectral characteristics of multilevel semiconductor inverters. *Russian Electrical Engineering*. 2014. T. 85. № 3. C. 162-171.

413. Golovanov N., Lazaroiu G. C., Roscia M., Zaninelli D., “Power quality assessment in small scale renewable energy sources supplying distribution systems”, *Energies* 6 (2013) 634-645; doi:10.3390/en6020634.

414. Gsell T. Operation principles and applications of MaxSine active filter. *Nokian Capacitors*, 2005. 37 p.

415. Hadi Y. Kanaan, Hayek A., Al-Haddad K., Rahmani S. Carrier-based Linear Decoupling Control of a Three-Phase Four-Leg Shunt Active Power Filter // *The 33rd Annual Conference of IECON 2007*. Taiwan.

416. He Y., Zou Y., Tang J., Xu Y. Digital Realization of a Novel Detection Algorithm Based on Instantaneous Reactive Power Theory // *The 33rd Annual Conference of IECON 2007*. Taiwan.

417. Holm H. Benefits of static var compensator (SVC) at DC-EAF steel plant. *Nokian Capacitors*, EN-TH10-12/2003. 10 p.

418. Hou C., Cheng P., Bhattacharya S., Lin J. Modeling and Control of Three-Phase Active Front-End Converters // *The 33rd Annual Conference of IECON 2007*. Taiwan.

419. IEEE Std 519-2014. IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. American national standards institute. 2014. 29 p.

420. IEEE Std 1459-2010. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. American national standards institute. 2010. 52 p.

421. Jafar M., Molinas M., Tenti P. (2011). Application of Conservative Power Theory for Active Power Filtering of Line-Commutated HVDC for Offshore Wind Power. *IEEE Powertech Conference, Trondheim (Norway), 19-23/6/2011*, p. 1-8, 345, ISBN: 9781424484195, doi: 10.1109/PTC.2011.6019464.

422. Kilic T., Milun S. Three-phase shunt active power filter using IGBT based voltage source inverter. *EPE-PEMC 2002*. 7 p.

423. Koochaki A., Hamid Fathi S. Improved GIRP Reference Compensation Current Strategy

for Hybrid Active Power Filter under Unbalanced Nonlinear Load // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.

424. Kuster's N.L., Moore W.J.M., On the definition of reactive power under nonsinusoidal conditions, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 5, pp 1845 – 1850, Sept/Oct 1980.

425. Lee D.C. AC voltage and current sensorless control of three-phase PWM rectifiers / D.C. Lee, D.S. Lim // IEEE Trans. on Power Electron., Nov. 2002. - Vol. 17. - No. 6. – pp. 883 - 890.

426. Lepanov M.G., Rozanov Y.K. Operation modes of converters with SMES on DC-side used for improving of electrical systems efficiency. 15th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, 2012. C. 6397438.

427. Lepanov M., Rozanov Y. Multifunctional regulator based on SMES and power electronic converter for increase of power quality and power supply reliability. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives "Proceedings of 2013 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives" 2013. C. 1387-1391.

428. Litran S.P., Salmeron P., “Design Criteria of a Control Strategy for Hybrid Power Filters Based on Current and Voltage Detection,” International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 25(3), pp. 419-432, 2015.

429. Litran S. P., Revuelta P. S., Prieto J., Valles A. P., “Control strategy for an interface to improve the power quality at the connection of AC microgrids”, in: International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14), 2014, Renewable Energy and Power Quality Journal (RE&PQJ) 12 (April) (2014) 498.

430. Meriethoz S., Rufer A. Open Loop and Closed Loop Spectral Frequency Active Filtering, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 17, №4, July 2002.

431. Meshcheryakov, V.N. The practical implementation of relay control of current as main part in system of active filter of electric power / V.N. Meshcheryakov, M.M. Khabibullin // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2013. – №2. – С. 25-31.

432. Meshcheryakov, V.N. Active power filter with relay current regulator and common DC link for compensation of harmonic distortion in power grids / V.N. Meshcheryakov, M.M. Khabibullin, I.S. Pavlov, S.Valtchev // IFIP Advances in Information and Communication Technology 423. Technological Innovation for Collective Awareness Systems. 5th IFIP WG 5.5/SOCOLNET Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems DoCEIS 2014. Lisbon. – 2014. – pp. 427-434.

433. Meshcheryakov, V.N. Active Power Filter with Common DC Link for Compensation of



Harmonic Distortion in Power Grids / V.N. Meshcheryakov, M.M. Khabibullin, V.V. Pikalov, S.Valtchev // 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition (PEMC 2014). Antalya. – 2014. – pp. 1586-1590.

434. Morales Paredes H.K., Marafão F.P., Mattavelli P., Tenti P. (2012). Application of Conservative Power Theory to Load and Line Characterization and Revenue Metering. In: 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS 2012). p. 1-6, ISBN: 9781467315401, Aachen, 26-28 September, doi: 10.1109/AMPS.2012.6343993.

435. Mahieddine H., et al., “Developing a Grid-Connected DFIG Strategy for the Integration of Wind Power with Harmonic Current Mitigation,” IJECE, vol. 9, no. 5, pp. 3905-3915, 2019.

436. Moran A., Pastorini I., Dixon J., Wallace R. A Fault Protection Scheme for Series Active Power Filters. IEEE Trans. On power electronics, vol. 14, №5, September 1999, pp. 928-938.

437. Moran L., Werlinger P., Dixon J., Wallace R. A series active power filter which compensates current harmonics and voltage unbalance simultaneously, PESC'95, Atlanta, Vol. 1, pp. 222-227.

438. Mustafa G.M., Kutejnikova A.Y., Rozanov Y.K., Ivanov I.V. Application of "hybrid" filter for improving the quality of electric energy. Электричество. 1995. № 10. С. 33-39.

439. Nakaoka M., Saha B., Pil Mun S., Mishima T., Kurl Kwon S. Pulse Width and Pulse Frequency Modulation Pattern Controlled Active Clamp ZVS Inverter Link AC-DC Power Converter Utility AC Side Active Power Filtering Function for Consumer Magnetron Driver. // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.

440. Narasimha S., Salkuti S. R., “An Improved Closed Loop Hybrid Phase Shift Controller for Dual Active Bridge Converter,” IJECE, vol. 10, no. 2, pp. 1169-1178, 2020.

441. Odavic M., Zanchetta P., Sumner M. A Low Switching Frequency High Bandwidth Current Control for Active Shunt Power Filter in Aircrafts Power Networks // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.

442. Osama S. Ebrahim, Praveen K. Jain, Nishith G. Digital State Control with Preview for a Shunt Active Filter having the Function of Active Rectifier // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.

443. O'Rourke, Colm J. et al. "A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park." IEEE Transactions on Energy Conversion 34, 4 (December 2019): 2070 -2083 © 2019 IEEE.

444. Peng F. Z., Lai J. Generalized Instantaneous Reactive Power Theory for Three Phase Power Systems, IEEE Transactions on Power Instrumentation and Measurements, Volume: 45,

No: 1 , pp 293 –297, February 1996.

445. Peng F. Z. et al, Definitions and compensation of non-active current in power systems, IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference, 2002. Volume: 4 , pp 1779 – 1784, June 2002.

446. Poliakov N. Synthesis of a phase locked loop system for a control system of the three-phase active voltage rectifier / N. Poliakov, A. Abdullin // IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS). – Kyev: IEEE, 2014. – P. 246–250.

447. Pomilio J.A. A low-inductance line-frequency commutated rectifier complying with EN 61000-3-2 standards / J.A. Pomilio, G. Spiazzi // IEEE Trans. on Power Electron., Nov. 2002. - Vol. 17. - No. 6. – pp. 963 - 970.

448. Prokhorova V.B., Sychev Y.A. The Control System on the Base of Signal Processing for Power Quality Improvement in Electrotechnical Complexes Of Alternative And Renewable Power Sources. 2016 15th International Symposium on Problems of Redundancy in Information and Control Systems, REDUNDANCY 2016. 15. 2016. pp. 119-124.

449. Pronin M., Vorontsov A., Gogolev G., Shonin O. Control system of the multistage active rectifier energizing power shovel multi-motor variable-frequency drive for mining applications. В сборнике: Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2011 2011. С. 6020295.

450. Pronin M., Pimenova I., Grigoryan A., Shelyuh V. Self-Excitation Systems of a Synchronous Generator with a bipolar and unipolar PWM DC-DC Converters // EPE-2016,5- 9 September 2016, Karlsruhe/Germany.

451. Pronin M., Shonin O., Gogolev G., Vorontsov A., Shopin S. Modeling a Transistor Converter-fed Permanent Magnet Poly-phase Machine and a Variable-frequency Drive Controller Under Nonsinusoidal Back-EMF Conditions // EPE 2009, Barcelona, Spain.

452. Pronin M., Shonin O., Gogolev G., Vorontsov A. Control Algorithms for a Multistage VSI-Fed Poly-Phase PMSM Electric Drive with Non-Sinusoidal Back-EMF EPE- PEMC 2010, Ohrid, Macedonia.

453. Pronin M., Shonin O., Koskin Y., Vorontsov A., Kalatchikov P. A Model of Semiconductor Converter-Fed Asynchronous Machines Taking into Account Energy Losses and Thermal Processes // EPE-PEMC 2008. Poznan. Pol.

454. Pronin M. V., Shonin O. B., Vorontsov A. G., Gogolev G. A. Features of a Drive System for Pump-Storage Plant Applications based on the use of Double-Fed Induction Machine with a Multistage-Multilevel Frequency Converter EPE-PEMC 2012,4-6 September, Novi Sad. Serbia.

455. Pronin M., Shonin O., Vorontsov A., Gogolev G. A Pumped Storage Power Plant with Double-Fed Induction Machine and Cascaded Frequency Converter EPE-2011. En.
456. Pronin M., Shonin O., Vorontsov A., Gogolev G. Control System-Based Reduction of Elektromagnetic Torque Ripples in a VSI-FED Poly-Phase PMSM with Nonsinusoidal Back-EMF // EUROCON 2009, May 18-23. 2009. Saint Petersburg, Russia. P. 1000-1005.
457. Pronin M., Shonin O., Vorontsov A., Gogolev G., Nahdi. T. A Double-Fed Induction Machine with a Multistage-Multilevel Frequency Converter for Pumped Storage Power Plant Applications // PEAM-2011, Wuhan, China.
458. Pronin M., Shonin O., Vorontsov A., Tereschenkov V. Computer model-based evaluation of energy losses components in the systems with asynchronous machines and transistor converters // IECON. Nov. 5-8,2007, Taipei, Taiwan.
459. Pronin M., Shonin O., Vorontsov A., Gogolev G. Control system of the multistage active rectifier energizing power shovel multi-motor variable-frequency drive for mining applications // EPE-2011. En.
460. Pronin M. V., Vorontsov A. G. A system with a multiphase asynchronous generator and several active converters // Power Technology and Engineering. 2007. Vol. 78, № 10.
461. Pronin M., Vorontsov A. Dependence of current pulsations of multi-phase electrical machine on reduction of winding pitch and scheme of semiconductor converter // EPE- PEMC 2006, Portoroz, Slovenia.
462. Pronin M. V., Vorontsov A. G. Joint use of monophasе and three-phase inverters for improvement characteristics of multilevel frequency converters // EPE 2005, Dresden, Germ. P. 1-10.
463. Pronin M. V., Vorontsov A. G., Gogolev G. A., Osipova L. I. A marine electric propulsion system with polyphase permanent magnet synchronous motor under full and partial-phase operation // EuroPES 2011. Greece.
464. Pronin M. V., Vorontsov A. G., Gogolev G. A., Kuzin M. E. Electric and hydraulic process connection in hydraulic and pumped storage hydroelectric power stations // IECON 2013, Vienna, Austria. P. 2031-2036.
465. Pronin M.V., Vorontsov A.G., Kuzin M.E. Simulation and investigation of a kinetic energy storage as part of EPS // EPET4 ECCE Europe, Finland, Lappeenranta.
466. Pronin M., Vorontsov A., Nachdi T. Analysis of Operating Modes of Asynchronised Machines for Pumped- storage Power Plants // Proceedings of the IEEE Russia. Nord West Section. 2011. Vol. 1. P. 51-53.

467. Pronin M. V., Voronov A. G., Nahdi T. Coexistence of Frequency Converters with a Doubly Fed Induction Machines // EMC 2011, Sant-Petersburg, Russia.
468. Pronin M., Vorontsov A., Nahdi T., Kouzin M. Modelling of the Multistage-multilevel Active frequency Converter by a Method of the interconnected Subcircuits // Proceedings of the IEEE Russia. North West Section. 2012. Vol.2.
469. Pronin M. V., Voronov A. G., Nahdi T., Pimenova I. A. Single-phase active rectifiers in a cascade frequency converter // Proceedings of the 16 th Mechatronika 2014, Brno, Czech Republic, December 3-5,2014. P. 119-123.
470. Pronin M. V., Vorontsov A. G., Pimenova I. A., Grigoryan A. S. A model of a synchronous machine with a transistor exciter for analysis of normal operations, external and turn-to-turn faults // IECON 2016, Firenze/Italy.
471. Qiao C. A general three-phase PFC controller for rectifiers with a parallel-connected dual boost topology / C. Qiao, K.M. Smedley // IEEE Trans. on Power Electron., Nov. 2002. - Vol. 17. - No. 6. – pp. 925 - 934.
472. Rahmani S., Al-Haddad K., Fnaiech F. A new indirect current control algorithm based on the instantaneous active current for reduced switch active filters. EPE 2003 – Toulouse. 10 p.
473. Ranjbar M., Masoumand M. A., Jalilian A., “Comparison of compensation strategies for shunt active power filter control in unbalanced three-phase four-wire systems”, in: Proceedings of 22nd Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 2009, pp. 1061-1066.
474. Rozanov Yu.K., Ryabchitskij M.V., Kvasnyuk A.A. Modern methods for electric power quality control by means of power electronics. Электротехника. 1999. № 4. С. 28-32.
475. Rozanov Yu.K., Ryabchitskij M.V., Kvasnyuk A.A., Greenberg R.P. Power electronics and power quality. Электротехника. 2002. № 2. С. 16-23.
476. Rozanov Yu.K., Ryabchitskii M.V., Kvasnyuk A.A. Modern methods of regulating the quality of electrical energy by means of power electronics. Электротехника. 1999. № 4. С. 36.
477. Rozanov Yu.K., Baranov N.N., Antonov B.M., Efimov E.N., Solomatin A.V. Power electronics in systems with non-traditional power sources. Электричество. 2002. № 3. С. 20-28.
478. Rozanov Y., Lapanov M., Kiselev M. Multifunctional power quality controller based on power electronic converter. В сборнике: 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition, PEMC 2014 16. 2014. С. 1011-1016.
479. Rozanov Y.K., Lapanov M.G., Kiselev M.G. Multifunctional controller based on a

- power electronic converter. Russian Electrical Engineering. 2014. Т. 85. № 8. С. 527-535.
480. Rozanov Yuri, Riabchitsky Maxim, Kvasnyuk Anton. Power quality regulators based on active filters. В сборнике: IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference) Part 4 (of 4). Sponsors: IEEE; editors: Anon. Aachen, Ger, 1998. С. 1992-1995.
481. Rozanov Y.K., Riabchitskiy M.V., Kvasniuk A.A. A static regulator of power quality. В сборнике: 2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech St. Petersburg, 2005. С. 4524507.
482. Sainz L., Cunill-Sola J., “Currents' physical components (CPC) concept in wind farm harmonic current studies”, ICREPQ'11, April 2011, doi: 10.24084/repqj09.351.
483. Salmeron P., Litran S. P., “Improvement of the electric power quality using series active and shunt passive filters”, IEEE transactions on power delivery 25-2 (April) (2010) 1058-1067.
484. Sharon D. Reactive power definition and power factor improvement in non-linear systems, IEE Proceedings, Vol 120, No 6, pp 704-706, June 1973.
485. Shepherd W, Zakikhani P., Suggested definitions of reactive power for nonsinusoidal situations, Proceedings of Institute of Electrical Engineers, Vol. 119, pp 1361-1362, Sept 1972.
486. Schonek J. The singularities of the third harmonic. Cahier technique no. 202. Schneider Electric. 20 p.
487. Safa A., et al., “A Robust Control Algorithm for a Multifunctional Grid Tied Inverter to Enhance the Power Quality of a Microgrid under Unbalanced Conditions,” IJEPES, vol. 100, pp. 253-264, 2018.
488. Silva C., Pereira R., Silva L., Torres G., Silva V. DSP Implementation of Three-Phase PLL Using Modified Synchronous Reference Frame // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
489. Smirnov M., Grinberg R., Riabchitsky M., Rozanov Y. Power factor correction and active filtering technology application for industrial power systems with non-linear loads. EPE-PEMC 2006. Portoroz, 2007. С. 1484-1489.
490. Spiazzi G., Buso S., Mattavelli P., Tenti P. (2010). Low Complexity MPPT Techniques for PV Module Converters. IPEC-Sapporo 2010. Sapporo, Japan, 21-24/6/2010, p. 2074-2081, ISBN/ISSN: 978-1-4244-5395-5.
491. Svensson A. Sannio. Active Filtering of Supply Voltage with Series-Connected Voltage Source Converter. EPE Jornal, Vol. 12, №1, February 2002, pp. 19-25.
492. Sychev, Y.A., Aladin, M.E., Abramovich, B.N. The Method of Power Factor Calculation under Non-Sinusoidal Conditions. EIConRus 2020, 9039427, pp. 904-908.
493. Sychev, Y.A., Abramovich, B.N., Zimin, R.Y. Modelling and analysis of functional

modes of active compensators in distributed generation systems. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1333(6), 062028.

494. Sychev, Yu.A., Abramovich, B.N., Zimin, R.Yu., Kuznetsov, P.A. Mathematical modeling of harmonic correction by parallel active filter in conditions of distributed generation. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, vol. 1333(3), 032081.

495. Sychev, Y., Zimin, R., Aladin, M. The assessment of the series active filter efficiency in power supply systems of oil production enterprises. *E3S Web of Conferences*, 2019, vol. 140, 04003.

496. Sychev Y., Abramovich B., Prokhorova V. The assessment of the shunt active filter efficiency under varied power supply source and load parameters. *IJECE*, 2020, vol. 10(6), pp. 5621-5630.

497. Sychev Y.A., Belsky A.A. Active Compensation of Voltage Dips, Deviations and Distortions in Electrical Networks with Highly Variable Loads and Long Lines. *PQ 2016, Proceedings*. 10. 2016. pp. 41-44.

498. Tang J., Zou Y., He Y., Wang C., Zhang Y. Novel Deadbeat Control for 3-Level Inverter Based 3-Phase 4-Wire Active Power Filter // *The 33rd Annual Conference of IECON 2007*. Taiwan.

499. Tedeschi E., Tenti P., Mattavelli P., Trombetti D. (2009). Cooperative control of electronic power processors in micro-grids. *Eletrônica de Potência*, vol. 14; p. 241-249, ISSN: 1414-8862.

500. Tedeschi E., Tenti P. (2008). Cooperative Design and Control of Distributed Harmonic and Reactive Compensators. *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 6; p. 23-27, ISSN: 0033-2097.

501. Tedeschi E., Tenti P. (2008). Cooperative Design and Control of Distributed Harmonic and Reactive Compensators. In: *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*. Lagow (Poland), 10-12/6/2008, ISBN/ISSN: 978-1-4244-2130-5.

502. Tedeschi E., Tenti P., Mattavelli P. (2008). Synergistic Control and Cooperative Operation of Distributed Harmonic and Reactive Compensators. In: *39th IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC 08)*. Rhodes, 15-18 June 2008 IEEE, p. 654-660.

503. Tedeschi E., Tenti P., Mattavelli P. (2007). Cooperative operation of active power filters by instantaneous complex power control. *PEDS 2007*. Bangkok, 27-30 November 2007.

504. Tenti P., Costabeber A., Caldognetto T., Mattavelli P. Cooperative control of smart micro-grids based on conservative power commands. *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 89, 2013, p. 32-40.

505. Tenti P., Costabeber A., Caldognetto T., Mattavelli P. Improving microgrid performance by cooperative control of distributed energy sources. 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), p. 1647-1654, Denver (USA), 15-19/9/2013.
506. Tenti P., Caldognetto T., Costabeber A., Mattavelli P. Microgrids operation based on master-slave cooperative control. IECON 2013. p. 7623-7628, Vienna (A), 10-13/11/2013.
507. Tenti P., Costabeber A., Mattavelli P., "Improving power quality and distribution efficiency in micro-grids by cooperative control of switching power interfaces", in: Proceedings of 2010 International Power Electronics Conference, Sapporo (Japan), June 2010, pp. 472-479.
508. Tenti P., Mattavelli P., Morales Paredes H.K. Conservative Power Theory, Sequence Components and Accountability in Smart Grids. *Przeegląd Elektrotechniczny*, 2010, vol. 86, n.6; p. 30-37, ISSN: 0033-2097.
509. Tenti P., Costabeber A., Mattavelli P., Trombetti D. Distribution Loss Minimization by Token Ring Control of Power Electronic Interfaces in Residential Micro-Grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2012, vol. 59, p. 3817-3826, ISSN: 0278-0046, doi: 10.1109/TIE.2011.2161653.
510. Tenti P., Costabeber A., Sichirollo F., Mattavelli P. Minimum loss control of low-voltage residential microgrids. IECON 2012. p. 5650-5656, ISBN: 9781467324199, Montreal, 25-28 Oct, doi: 10.1109/IECON.2012.6389062.
511. Tenti P., Morales Paredes H.K., Marafao F.P., Mattavelli P. Accountability in Smart Micro-Grids based on Conservative Power Theory. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 2011, vol. 60, p. 3058-3069, ISSN: 0018-9456, doi: 10.1109/TIM.2011.2162351.
512. Tenti P., Costabeber A., Mattavelli P. Improving Power Quality and Distribution Efficiency in Micro-Grids by Cooperative Control of Switching Power Interfaces. In: Proceedings of 2010 International Power Electronics Conference. Sapporo (Japan), 21-24/6/2010, p. 472-479, ISBN/ISSN: 978-1-4244-5395-5.
513. Tenti P., Costabeber A., Mattavelli P., Trombetti D. (2010). Plug & Play Operation of Distributed Energy Resources in Micro-Grids. In: Proceedings of 32nd Annual International Telecommunications Energy Conference (INTELEC 2010). Orlando (USA), 6-10/6/2010, p. 16.1-1-16.1-6, ISBN/ISSN: 978-1-4244-3384-1.
514. Tenti P., Trombetti D., Costabeber A. Distribution Loss Minimization by Token Ring Control of Power Electronic Interfaces in Residential Micro-Grids. In: Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2010). Bari (Italy), 4-7/7/2010.
515. Tenti P., Morales Paredes H.K., Marafao F.P., Mattavelli P. (2010). Accountability and

Revenue Metering in Smart Micro-Grids. In: Proceedings of 2010 IEEE International Conference on Applied Measurements For Power Systems (AMPS 2010). Aachen (Germany), 22-24/9/2010, p. 74-79, ISBN/ISSN: 978-1-4244-7373-1.

516. Tenti P., Morales Paredes H.K., Mattavelli P. Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, vol. 60, p. 664-673, ISSN: 0885-89930885-8993, doi: 10.1109/TPEL.2010.2093153.

517. Tenti P., Costabeber A., Mattavelli P. Improving Power Quality and Distribution Efficiency in Micro-Grids by Plug & Play Control of Switching Power Interfaces. IEEE Transactions on Industrial Applications, 2011, vol. 131, p. 1364-1372, ISSN: 0913-6339, doi: 10.1541/ieejias.131.1364.

518. Tenti P., Mattavelli P., Tedeschi E., Trombetti D. (2009). Compensation of load unbalance, reactive power and harmonic distortion by cooperative operation of distributed compensators. EPE 2009. Barcelona (Spain), 8-10/9/2009.

519. Tenti P., Mattavelli P., Tedeschi E. (2007). Compensation Techniques based on Reactive Power Conservation. Journal on Electrical Power Quality and Utilization, vol. XIII n.1; p. 17-24, ISSN: 1234-6799.

520. Tenti P., Willems J.L., Mattavelli P., Tedeschi E. (2007). Generalized symmetrical components for periodic non-sinusoidal three-phase signals. Journal on electrical Power quality and Utilization, vol. XIII n.1; p. 9-15, ISSN: 1234-6799.

521. Trevisan D, Mattavelli P, Tenti P. (2008). Digital control of Single-Inductor Multiple-Output step-down DC-DC converters in CCM. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 55; p. 3476-3483, ISSN: 0278-0046.

522. Trevisan D., Saggini S., Mattavelli P., Corradini L., Tenti P. (2007). Analysis of a Mixed-Signal Voltage-Mode Control for DC-DC Converters Based on Hysteretic Modulation. PEDS 2007.

523. Tuomainen M. Special questions of industrial networks harmonics. Nokian Capacitors, EN-TH03-11/2004. 16 p.

524. Tuomainen M. Harmonics and reactive power compensation in practice. Nokian Capacitors, EN-TH04-11/2004. 21 p.

525. Tuomainen M. Shunt active filters. Nokian Capacitors, EN-TH05-11/2004. 9 p.

526. Tuomainen M. Compensation of harmonic currents and reactive power with shunt active filter. Nokian Capacitors, EN-TH06-11/2004. 9 p.



527. Wei M., Chen Z. A Fast PLL Method for Power Electronic Systems Connected to Distorted Grids // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
528. Wei X., Dai K., Lei Q., Xiang D., Kang Y., Luo F., Zhu G. Performance Analysis of Three-Phase Three-Wire Shunt Active Power Filter Compensating for Unbalanced Loads // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
529. Willems J L, Ghijselen J A Apparent Power and Power Factor Concepts in Unbalanced and Nonsinusoidal Situations, 2003 IEEE Bologna Power Conference Bologna, Italy, Vol 3, pp , 23-26 June 2003.
530. Willems J L Reflection on Apparent Power and Power Factor Nonsinusoidal and Polyphase Situations, IEEE Transactions on Power Delivery, pp 7, 835-840, Vol 19 No 2, April 2004.
531. Wölfle W.H. Power factor correction for ac/dc converters with cost effective inductive filtering / W.H. Wölfle, W.G. Hurley, S. Arnoult // Power Electron. Spec. Conf. (PESC'00), Galway, Ireland, June 2000. - Vol. 1. – pp. 332 - 337.
532. Wölfle W.H. Quasi-active power factor correction with a variable inductive filter: theory, design and practice / W. H. Wölfle, W.G. Hurley // IEEE Trans. on Power Electron., Jan. 2003. - Vol. 18. - No. 1. – pp. 248 - 255.
533. Yoshida T. An improvement technique for the efficiency of high-frequency switch-mode rectifiers / T. Yoshida, O. Shiizuka, O. Miyashita, K. Ohniwa // IEEE Trans. on Power Electron., Nov. 2000. - Vol. 15. - No. 6. – pp. 1118 - 1123.
534. Xie Y., Fang Y. Zero-Voltage-Switching Three-Level Three-Phase High-Power Factor Rectifier // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.
535. Xue Y., Wu Y. An Adaptive Predictive Current-controlled PWM Strategy for Single-Phase Grid-connected Inverters // The 33rd Annual Conference of IECON 2007. Taiwan.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ЭТК – электротехнический комплекс	ЛЭП – линия электропередачи
ВГС – высшие гармонические составляющие	НН – нелинейная нагрузка
НГП – нефтегазовые предприятия	ЛН – линейная нагрузка
КЭ – качество электрической энергии	ПАФ – параллельный активный фильтр
МСК – минерально-сырьевой комплекс	ПСАФ – последовательный активный фильтр
ПКЭ – показатели качества электрической энергии	АФ – активный фильтр
АП – активный преобразователь	ГФ – гибридный фильтр
АВ – активный выпрямитель	ЭПД – электропривод
ПЧ – преобразователь частоты	ПЭД УЭЦН – погружной электродвигатель установок электроцентробежных насосов
ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство	ЭЦН – электроцентробежный насос
АД – асинхронный двигатель	ФАПЧ – фазовая автоподстройка частоты
СД – синхронный двигатель	ИБП – источник бесперебойного питания
АМ – асинхронная машина	АБ – аккумуляторная батарея
СМ – синхронная машина	ПНГ – попутный нефтяной газ
СТ – силовой трансформатор	ЧРП – частотно-регулируемый электропривод
КУ – конденсаторная установка	КЗ – короткое замыкание
ПФ – пассивный фильтр	ЦЭС – централизованная энергосистема
РПН – регулирование под нагрузкой	УК – универсальный компенсатор
ЭМС – электромагнитная совместимость	ФЭС – фотоэлектростанция
ЭМП – электромагнитная помеха	ФЭМ – фотоэлемент
ЭП – электроприемник	ДГУ – дизель-генераторная установка
СЭС – система электроснабжения	ДЭС – дизельная электростанция
АСУ – автоматизированная система управления	АКБ – аккумуляторная батарея
ВЛ – воздушная линия	СК – суперконденсатор
КЛ – кабельная линия	МГТУ – микрогазотурбинные установки

ГТУ – газотурбинные установки	АЧХ – амплитудно-частотная характеристика
ПТУ – паротурбинная установка	ФЧХ – фазо-частотная характеристика
ВЭУ – ветроэнергетическая установка	СК – суперконденсатор
ГПУ – газопоршневые установки	ДВ – диодный выпрямитель
МГТЭА – микрогазотурбинный электроагрегат	АСУ ЭС – автоматизированная система управления электроснабжением
ПТЭА – паротурбинный электроагрегат	ААСУ – аналитическая автоматизированная система управления
РГ – распределенная генерация	АСППР – автоматизированная подсистема поддержки принятия решения
ЦЭС – централизованная энергосистема	СППР – система поддержки принятия решения
АВР – автоматический ввод резерва	ЛПР – лицо, принимающее решение
СУ – станция управления	ИАД – интеллектуальный анализ данных
АЧХ – амплитудно-частотная характеристика	СХИ – система хранения информации
НДП – нефтедобывающие предприятия	ЭВТ – электронно-вычислительная техника
ЭПУ – электропогружная установка	АИС – автоматизированная интеллектуальная система
СТК – статический тиристорный компенсатор	ЭМ – электрическая машина
АСКУЭ – автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии	ЭММ – электромагнитный момент
ГПП – главная понизительная подстанция	РЗ – релейная защита
ФСУ – фильтросимметрирующие устройства	ПН – преобразователь напряжения
ШИМ – широтно-импульсная модуляция	СКРМ – статический компенсатор реактивной мощности
ЭПД – электропривод	ФПУ – фазоповоротное устройство
ИПНР – импульсный повышающий напряжение регулятор	ВПТ – вставка постоянного тока
АВН – активный выпрямитель напряжения	ВАХ – вольт-амперная характеристика
АВТ – активный выпрямитель тока	
АИН – автономный инвертор напряжения	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 1. – Результаты моделирования коррекции ПКЭ ПАФ в исходном режиме

	До подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$k_U, \%$				$k_U, \%$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	4,86	6,93	4,68	4,86	57,28	39,68	54,96	57,28
2	4,86	6,93	4,68	4,86	13,64	9,66	13,08	13,64
3	4,86	6,93	4,68	4,86	20,11	11,86	19,29	20,11
4	4,86	6,93	4,68	4,86	14,31	4,82	13,31	14,22
5	4,86	6,93	4,68	4,86	9,78	10,3	9,41	9,78
	До подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$k_I, \%$				$k_I, \%$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	5,21	11,71	1,55	5,21	16,92	41,79	5,51	22,98
2	5,21	11,71	1,55	5,21	4,45	14,68	1,28	7,58
3	5,21	11,71	1,55	5,21	1,48	14,63	0,48	7,62
4	5,21	11,71	1,55	5,21	0,45	13,82	0,14	7,11
5	5,21	11,71	1,55	5,21	9,42	13,98	2,65	6,69
	До подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$U, В$				$U, В$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	304,4	302,3	298,7	304,4	304,1	302,1	298,4	304,1
2	304,4	302,3	298,7	304,4	305,6	303,5	299,9	305,6
3	304,4	302,3	298,7	304,4	304,6	302,6	298,9	304,6
4	304,4	302,3	298,7	304,4	306,3	303,5	301,9	306,3
5	304,4	302,3	298,7	304,4	314	311,7	308,1	314
	До подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$I, А$				$I, А$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	404,2	206,4	208,8	404,2	424,4	206,9	208,5	403,3
2	404,2	206,4	208,8	404,2	396,8	209	209,6	406,6
3	404,2	206,4	208,8	404,2	411,4	208,2	208,9	405
4	404,2	206,4	208,8	404,2	386,6	208,9	209,5	406,4
5	404,2	206,4	208,8	404,2	396	212,5	215,3	416,6

Таблица 1. - Продолжение

Алгоритм	$K_m$		$K_{m1}$	
	Источник	ТОП	Источник	ТОП
1	0,9455	0,9469	0,9749	0,96
2	0,9612	0,9508	0,967	0,959
3	0,9439	0,9434	0,9609	0,9599
4	0,9622	0,9521	0,9677	0,9599
5	0,9933	0,9511	0,9983	0,9563

Таблица 1. - Продолжение

Алгоритм	До подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$k_{U2}$		$k_{I2}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН
1	0,82	1,15	0,82	1,15	424,4	206,9	208,5	403,3
2	0,82	1,15	0,82	1,15	396,8	209	209,6	406,6
3	0,82	1,15	0,82	1,15	411,4	208,2	208,9	405
4	0,82	1,15	0,82	1,15	386,6	208,9	209,5	406,4
5	0,82	1,15	0,82	1,15	396	212,5	215,3	416,6

Таблица 2. – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПАФ по результатам моделирования

Алгоритм	$\Delta U_c, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_I, \%$
1	-0,10	-1078,6	-5,00	26,37
2	0,39	-180,66	1,83	41,29
3	0,07	-313,79	-1,78	80,58
4	0,62	-192,59	4,35	93,67
5	3,15	-101,23	2,03	-40,81
Алгоритм	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$
1	-0,15	1,55	79,06	75,61
2	1,09	0,83	47,64	46,34
3	0,05	0,10	2,27	0,00
4	1,06	0,81	99,13	63,41
5	4,44	4,39	30,89	32,93

Таблица 4. – Результаты моделирования коррекции ПКЭ ПАФ при вариации коэффициента  $\beta$

Алг.1	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
$\beta$	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	57,28	39,68	54,96	57,28	16,92	41,79	5,51	22,98
2	54,33	36,78	52,14	54,33	16,14	39,55	6,59	25,7
3	49,56	33,61	47,58	49,56	14,74	36,01	7,11	25,75
4	49,63	32,6	47,66	49,63	14,35	35,15	8,01	26,72
Алг.2	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
$\beta$	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	13,64	9,66	13,08	13,64	4,45	14,68	1,28	7,58
2	15,35	12,78	14,74	15,35	7,15	18,2	2,63	11,18
3	22,24	19,07	21,38	22,24	11,79	20,18	5,3	14,33
4	22,97	22,5	22,09	22,97	10,83	21,61	5,68	15,97
Алг.3	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
$\beta$	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	20,11	11,86	19,29	20,11	1,48	14,63	0,48	7,62
2	23,58	14,07	22,62	23,58	1,38	17,73	0,55	10,89
3	26,59	15,93	25,51	26,59	1,39	19,08	0,62	12,89
4	20,38	15,85	19,58	20,38	7,24	20,52	3,82	14,66
Алг.4	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
$\beta$	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	14,31	4,82	13,31	14,22	0,45	13,82	0,14	7,11
2	14,09	6,83	13,17	14,09	1,77	17,36	0,57	10,54
3	13,69	8,6	12,64	13,69	1,67	18,78	0,68	12,58
4	13,15	10,42	11,96	13,15	1,65	19,33	0,82	13,79
Алг.5	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
$\beta$	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	9,78	10,3	9,41	9,78	9,42	13,98	2,65	6,69
2	15,42	16,19	14,83	15,42	10,44	18,64	3,72	10,78
3	19,66	20,24	18,92	19,66	11,97	19,03	5,19	12,36
4	20,23	21,53	19,47	20,23	11,59	18,06	5,82	12,58

Таблица 5. – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПАФ по результатам моделирования при изменении коэффициента  $\beta$

Алг.	1		2		3		4		5	
$\beta$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$
1	-1078,6	26,4	-180,7	41,3	-313,8	80,6	-194,4	93,7	-101,2	-40,8
2	-1017,9	37,2	-215,8	36,1	-385,2	87,3	-189,9	83,2	-217,3	3,2
3	-919,8	42,8	-357,6	17,7	-447,1	89,2	-181,7	86,7	-304,5	3,2
4	-921,2	46,3	-372,6	32,2	-319,3	50,6	-170,6	88	-316,3	7,9

Таблица 6. – Результаты моделирования коррекции ПКЭ ПАФ при размещении  
первичных датчиков тока в ТОП

	После подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	63,28	50,87	60,75	63,28	26,76	49,62	9,04	27,86
2	12,35	10,94	11,86	12,35	13,05	17,71	2,19	9,36
3	14,84	9,06	14,24	14,84	4,31	14,57	1,29	7,41
4	14,8	4,57	12,52	14,55	0,65	13,86	0,15	7,14
5	70,02	59,05	67,23	70,02	31,37	58,6	11,14	33,02
	После подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$U, В$				$I, А$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	313,7	311,8	307,9	313,7	453,7	212	215,2	414,1
2	317,1	314,9	311,2	317,1	404,2	216,1	217,4	421,5
3	298,7	296,7	293,1	298,7	428	202,4	204,8	395,8
4	288,1	314,2	320,5	292,3	377	216,2	216,9	420,8
5	314,5	312,6	308,6	314,5	479,6	212,5	215,7	414,8

Таблица 6. – Продолжение

Алгоритм	$K_m$		$K_{m1}$	
	Источник	ТОП	Источник	ТОП
1	0,97	0,96	1,00	0,96
2	1,00	0,95	1,00	0,96
3	0,92	0,95	0,93	0,96
4	0,99	0,95	1,00	0,96
5	0,97	0,96	1,00	0,96

Таблица 6. – Продолжение

	После подключения ПАФ			
	$k_{U2}$		$k_{I2}$	
Алгоритм	Источник	НН	Источник	НН
1	0,3	0,6	3	11,3
2	0,35	0,65	4,1	12,3
3	11	13,2	7,3	10,7
4	3,33	0,33	0,11	12,58
5	0,8	1	4,5	10,8

Таблица 7. – Результаты моделирования коррекции ПКЭ ПАФ при размещении первичных датчиков тока со стороны питающей сети

	После подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	39,76	20,6	38,14	39,76	8,05	22,64	2,42	12
2	12,27	8,05	11,77	12,27	5,21	12,9	1,49	6,18
3	11,31	10,81	10,87	11,31	7,04	14,73	2,38	7,03
4	24,41	16,68	16,25	23,63	22,95	25,33	8,62	15,32
5	71,84	60,51	68,98	71,84	31,97	60,07	11,42	33,87
	После подключения ПАФ				После подключения ПАФ			
	$U, В$				$I, А$			
Алгоритм	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
1	309,4	307,3	303,7	309,4	402,4	210,2	212,2	410,6
2	310,1	308	304,3	310,1	398	211	212,7	412,2
3	291,4	289,2	286	291,4	438,9	197	199,8	386,9
4	317,6	298,5	459,7	328,3	559	194,5	206,2	391,3
5	313,7	311,9	307,9	313,7	480,7	211,8	215,1	413,6

Таблица 7. – Продолжение

Алгоритм	$K_m$		$K_{m1}$	
	Источник	ТОП	Источник	ТОП
1	0,96	0,93	0,99	0,96
2	0,98	0,95	0,99	0,96
3	0,83	0,95	0,84	0,95
4	0,78	0,96	0,89	0,98
5	0,97	0,97	1,00	0,96

Таблица 7. – Продолжение

	После подключения ПАФ			
	$k_{U2}, \%$		$k_{I2}, \%$	
Алгоритм	Источник	НН	Источник	НН
1	0,4	0,6	2	12,1
2	0,65	0,98	4,72	12,5
3	0,66	0,96	4,05	12,3
4	13,2	6,95	50	9,65
5	0,6	1	4	11



Таблица 8. – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПАФ при размещении первичных датчиков тока в ТОП

Алгоритм	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$
1	-1202,06	3,95	3,06	-9,56	63,41	47,64	0,78	3,95
2	-154,12	-39,42	4,17	4,1	57,32	28,45	4,49	4,32
3	-205,35	41,84	-1,87	-8,14	-1241,46	-27,4	-3,02	-2,86
4	-204,53	90,9	-5,35	10,41	-306,1	98,17	4,94	4,58
5	-1340,74	5	3,32	-15,62	2,44	21,47	0,85	3,73

Таблица 9. – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПАФ при размещении первичных датчиков тока со стороны питающей сети

Алгоритм	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$
1	-718,11	32,92	1,64	2,00	51,22	65,10	2,70	3,16
2	-152,47	15,70	1,87	3,44	20,73	17,63	3,39	3,26
3	-132,72	-0,14	-4,27	-13,44	19,51	29,32	-12,35	-12,17
4	-402,26	-49,80	4,34	-42,86	-1509,76	-772,60	-18,81	-9,72
5	-1378,19	5,61	3,06	-16,22	26,83	30,19	0,56	3,70

Таблица 10. – Результаты моделирования ПСАФ в исходном режиме

До подключения ПСАФ		После подключения ПСАФ		До подключения ПСАФ	
$k_U, \%$		$k_U, \%$		$U, В$	
Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН
22,36	22,26	22,36	1,49	310,3	292,6
После подключения ПСАФ		До подключения ПСАФ		После подключения ПСАФ	
$U, В$		$k_{U2}, \%$		$k_{U2}, \%$	
Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН
310,3	309	0,05	0,19	0,05	0,02
До подключения ПСАФ		После подключения ПСАФ		До подключения ПСАФ	
$I, А$		$I, А$		$k_I, \%$	
Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН
57,58	57,58	60,64	60,64	4,15	4,15
После подключения ПСАФ		До подключения ПСАФ		После подключения ПСАФ	
$k_I, \%$		$k_{I2}, \%$		$k_{I2}, \%$	
Источник	НН	Источник	НН	Источник	НН
0,63	0,63	2,93	2,93	3,11	3,11

Таблица 11. – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПСАФ в исходном режиме

$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
93,31	84,82	5,60	-5,31	89,47	6,14

Таблица 12. – Показатели эффективности коррекции составляющих коэффициента мощности по выражению (2.20)

Показатель	Режим работы АП					
	ПАФ отключен	Система управления №1	Система управления №2	Система управления №3	Система управления №4	Система управления №5
$\lambda$	0,8984	0,9	0,9649	0,9557	0,9582	0,9924
$\lambda_1$	0,9698	0,9702	0,9719	0,9714	0,9651	0,9995
$k_{S1}$	0,9243	0,9265	0,9933	0,9838	0,9928	0,9912
$k_{pBFC}$	1,002317	1,002317	1,002317	1,002317	1,002317	1,002317

Таблица 12. – Продолжение

Показатель	Режим работы АП	
	ПСАФ отключен	ПСАФ включен
$\lambda$	0,8984	0,8967
$\lambda_1$	0,9698	0,9526
$k_{S1}$	0,9243	0,9621
$k_{pBFC}$	1,002317	0,97838

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица 1 – Результаты моделирования ПАФ без выходного ПФ

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	22,03	8,48	24,16	24,81	1,48	14,53	1,56	7,62
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,94	0,94	0,96	0,96	0,55	0,32	0,04	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	228,3	218,6	216,6	223,4	277,4	150,4	150,9	292,6

Таблица 2 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на  
рисунке 3.33а

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	6,09	7,19	6,64	6,91	1,53	14,69	1,75	7,65
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,05	0,3	0,04	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	228,5	220	217,4	221,5	279,7	151,2	151,8	294,7

Таблица 3 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33б

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	4,84	6,3	5,27	5,44	2,1	14,37	2,85	7,7
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,98	0,96	0,98	0,96	0,05	0,3	0,05	12,6
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	238,5	231,7	228,9	233,2	290,9	159,1	159,8	309,8

Таблица 4 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33в

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	5,99	7,11	6,53	6,79	1,53	14,33	1,76	7,48
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,05	0,3	0,05	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	228,4	220	217,4	221,5	279,7	151,3	151,8	294,7

Таблица 5 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33 г

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	4,5	5,76	4,9	5,09	1,49	14,68	1,69	7,63
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,97	0,96	0,97	0,96	0,06	0,3	0,05	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	230,3	222,2	219,5	223,7	282	152,7	153,3	297,5

Таблица 6 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33д

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	4,1	5,43	4,47	4,64	1,45	14,5	1,6	7,48
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,97	0,96	0,97	0,96	0,05	0,3	0,06	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	230,3	222,1	219,5	223,6	282	152,5	153,3	297,2

Таблица 7 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33е

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	6,22	7,43	6,78	7,05	1,54	14,64	1,78	7,61
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,96	0,96	0,96	0,96	0,05	0,3	0,04	13
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	228,5	220	217,4	221,5	279,7	151,2	151,9	294,7

Таблица 8 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33ж

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	5,99	7,5	6,64	6,9	1,26	14,68	1,59	7,69
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,88	0,96	0,88	0,96	0,1	0,3	0,05	13
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	209,8	198,9	196,5	200,2	271,6	136,9	137,3	266,5

Таблица 9 – Результаты моделирования ПАФ с выходным ПФ, приведенным на рисунке 3.33з

Режим коррекции	$k_U, \%$				$k_I, \%$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	9,56	12,16	10,53	10,89	3,88	10,42	4,69	3,88
ПАФ вкл.	4,29	5,56	4,69	4,86	1,49	14,64	1,66	7,58
Режим коррекции	$K_m$		$K_{m1}$		$k_{U2}$		$k_{I2}$	
	Источник		ТОП		Источник	НН	Источник	НН
ПАФ откл.	0,93	0,95	0,93	0,95	3,16	3,92	4,13	11,26
ПАФ вкл.	0,97	0,96	0,97	0,96	0,05	0,3	0,04	12,5
Режим коррекции	$U, В$				$I, А$			
	Источник	НН	ЛН	ТОП	Источник	НН	ЛН	ТОП
ПАФ откл.	221,1	211,6	209,2	213,1	279,1	140,2	146,2	279,1
ПАФ вкл.	230,3	222,2	219,5	223,7	282	152,7	153,3	297,4

Таблица 10 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ПАФ с выходным ПФ

ПАФ с ПФ на рис. 4.29 а					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,87	80	3,16	5,09	83,33	99,68
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 б					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,03	72,73	2,27	6,10	83,33	99,60
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 в					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,78	79,55	3,12	5,09	83,33	99,60
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 г					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,59	80,47	2,95	5,21	80,00	99,60
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 д					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,64	80,61	3,00	5,11	83,33	99,52
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 е					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,77	79,76	3,16	5,09	83,33	99,69
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 ж					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
13,19	83,62	4,80	-1,91	66,67	99,62
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 з					
$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$	$\Delta k_{I2}, \%$
11,73	80,34	2,95	5,18	83,33	99,68

Таблица 11 – Эффективность компенсации реактивной мощности ПАФ с ПФ на выходе

ПАФ с ПФ на рис. 4.29 а		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 б		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 в		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 г	
$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$
0,18	-0,01	2,99	2,63	0,23	0,11	0,94	0,67
ПАФ с ПФ на рис. 4.29 д		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 е		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 ж		ПАФ с ПФ на рис. 4.29 з	
$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$	$\Delta K_m, \%$	$\Delta K_{m1}, \%$
1,06	0,75	0,28	0,13	-7,79	-8,05	0,92	0,74

Таблица 12 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=10$  и исходных параметрах ПАФ

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	64,92	81,05	85,48
$\Delta I_c, \%$	-1,06	1,60	0,87
$\Delta k_D, \%$	-1,76	99,01	99,12
$\Delta k_U, \%$	49,76	-114,06	78,61
$\Delta U_c, \%$	0,93	3,09	4,42
$\Delta k_{U2}, \%$	-1,53	98,47	98,47

Таблица 13 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=1$  и исходных параметрах ПАФ

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	38,58	84,07	77,54
$\Delta I_c, \%$	0,07	4,85	5,17
$\Delta k_D, \%$	-0,52	98,95	98,78
$\Delta k_U, \%$	26,11	-168,47	49,75
$\Delta U_c, \%$	0,13	0,44	0,63
$\Delta k_{U2}, \%$	-0,29	97,69	97,11

Таблица 14 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=2$  и исходных параметрах ПАФ

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	47,65	83,55	62,61
$\Delta I_c, \%$	-0,10	4,38	4,61
$\Delta k_D, \%$	-0,71	98,93	98,93
$\Delta k_U, \%$	33,14	-137,75	25,07
$\Delta U_c, \%$	0,23	0,77	1,15
$\Delta k_{U2}, \%$	-0,30	98,48	98,48

Таблица 15 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=2$  и сниженных параметрах ПАФ ( $U_n$  снижено на 25 %,  $C$  в 4 раза,  $L$  в 2 раза)

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	47,65	38,68	40,38
$\Delta I_c, \%$	-0,10	0,99	3,52
$\Delta k_D, \%$	-0,71	37,61	92,87
$\Delta k_U, \%$	33,14	-34,87	38,90
$\Delta U_c, \%$	0,23	0,55	0,99
$\Delta k_{U2}, \%$	-0,61	33,13	93,92



Таблица 16 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=10$  и сниженных параметрах ПАФ ( $U_n$  снижено на 25 %,  $C$  в 4 раза,  $L$  в 2 раза)

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	64,92	24,19	78,63
$\Delta I_c, \%$	-1,06	-0,10	0,80
$\Delta k_D, \%$	-1,76	78,02	93,41
$\Delta k_U, \%$	49,76	-6,97	74,16
$\Delta U_c, \%$	0,93	1,45	4,27
$\Delta k_{U2}, \%$	-1,53	77,10	94,27

Таблица 17 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПАФ и ПФ при  $k_c=1$  и сниженных параметрах ПАФ ( $U_n$  снижено на 25 %,  $C$  в 4 раза,  $L$  в 2 раза)

Режим коррекции ПКЭ	ПФ5-7	ПФ5-7+ПАФ	ПФ5-7+ПАФ+ПФ
$\Delta k_I, \%$	39,16	35,32	32,63
$\Delta I_c, \%$	0,07	1,48	3,69
$\Delta k_D, \%$	-0,52	37,17	93,02
$\Delta k_U, \%$	26,11	-52,22	33,00
$\Delta U_c, \%$	0,13	0,32	0,50
$\Delta k_{U2}, \%$	-0,29	42,20	94,22

Таблица 18 – Показатели эффективности коррекции составляющих по выражению (2.20)

Показатель	Режим работы ФКУ с АП				
	Без ФКУ	ПФ5,7	ПАФ + вых. ПФ	ПАФ + ПФ5,7	ПАФ + вых. ПФ+ПФ5,7
$\lambda$	0,8984	0,9706	0,9652	0,9712	0,969
$\lambda_1$	0,9698	0,9732	0,9654	0,9783	0,9691
$k_{S1}$	0,9243	0,997	0,9998	0,9929	0,9999
$k_{pBГC}$	1,002317	1,00026	1	1	1

Таблица 18 – Продолжение

Показатель	Режим работы ФКУ с АП	
	Без ФКУ	ПСАФ + ПФ5,7
$\lambda$	0,8984	0,9257
$\lambda_1$	0,9698	0,9609
$k_{S1}$	0,9243	0,9595
$k_{pBГC}$	1,002317	1,004

Таблица 19 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПСАФ и ПФ  
при  $k_c=1$  и исходных параметрах ПСАФ

Режим работы ФКУ с АП	Показатель				
	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$
ПСАФ + вых. ПФ	-1	0,8	88,4	79,6	3
ПСАФ + вых. ПФ + ПФ5,7	0,5	8,2	96,1	54,7	3

Таблица 20 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПСАФ и ПФ  
при  $k_c=10$  и исходных параметрах ПСАФ

Режим работы ФКУ с АП	Показатель				
	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$
ПСАФ + вых. ПФ	14,4	-11,7	57,6	21,1	80
ПСАФ + вых. ПФ + ПФ5,7	17	-16,6	95,8	89,3	80

Таблица 21 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПСАФ и ПФ  
при  $k_c=1$  и сниженных параметрах ПСАФ ( $U_H$  снижено на 50 %,  $S_{тр}$  на 25 %)

Режим работы ФКУ с АП	Показатель				
	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$
ПСАФ + вых. ПФ	-10,2	10,5	-28,4	29,4	-70
ПСАФ + вых. ПФ + ПФ5,7	2,3	6,6	89,5	-13	-50

Таблица 22 – Показатели эффективности коррекции ПКЭ ФКУ на базе ПСАФ и ПФ  
при  $k_c=10$  и сниженных параметрах ПСАФ ( $U_H$  снижено на 50 %,  $S_{тр}$  на 25 %)

Режим работы ФКУ с АП	Показатель				
	$\Delta U_c, \%$	$\Delta I_c, \%$	$\Delta k_U, \%$	$\Delta k_I, \%$	$\Delta k_{U2}, \%$
ПСАФ + вых. ПФ	1,9	-1,5	-3,4	27,8	10
ПСАФ + вых. ПФ + ПФ5,7	5,6	3,6	28,4	-116	25

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

### **АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИИ**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»**  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ул. Ленина, 26, г. Нефтеюганск, ХМАО-Югра, Российская Федерация, 628309  
Телефон: (3463) 33-51-84, факс: (3463) 21-70-17, e-mail: RN\_yng@yungjsc.com  
ОКПО 76841742, ОГРН 1059602819538, ИНН / КПП 8604035473 / 860401001

**Акт внедрения результатов диссертационной работы Сычева Юрия  
Анатольевича, представленной на соискание ученой степени доктора  
технических наук**

1. Диссертационная работа Сычева Ю.А., представленная на соискание ученой степени доктора технических наук, содержит решение важной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования электротехнических комплексов промышленных предприятий с нелинейной нагрузкой. Научно обоснован новый комплекс технических и технологических решений по развитию теории, разработке и применению многофункциональных комплексных систем коррекции показателей качества электрической энергии на основе параллельной работы активных и пассивных фильтрокомпенсирующих устройств.
2. С целью подтверждения справедливости теоретических и практических положений методологии выбора и обоснования структуры, параметров, компонентного состава, режима работы, алгоритмического обеспечения и распределения комплексных многофункциональных систем коррекции показателей качества электрической энергии на основе активных и пассивных фильтров, изложенных в диссертации Сычева Ю.А., проводились промышленные испытания активных фильтров серии «Электон-ФСА» в промышленных распределительных сетях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2008-2009 гг. В качестве площадки для промышленных испытаний были выбраны распределительные сети 0.4 кВ Приобского месторождения, где по результатам экспериментальных исследований фиксировались наиболее значительные отклонения показателей качества электрической энергии от установленных норм и наибольшее число аварийных отключений из-за ненадлежащего уровня электромагнитной совместимости электрооборудования.
3. По результатам математического и компьютерного имитационного моделирования, а также экспериментальных исследований, проведенных в соответствии с теоретическими и практическими рекомендациями диссертационной работы Сычева Ю.А., были выявлены точки распределительной Приобского месторождения для установки 10 активных фильтров. На основе теоретических и экспериментальных результатов диссертации Сычева Ю.А. осуществлялся выбор структуры и основных параметров активных фильтров. На базе универсализированных обобщенных алгоритмов выявления и коррекции показателей качества электрической энергии, разработанных в

диссертации Сычева Ю.А., защищенных патентами РФ на изобретения № 2354025, 2413350, 2446536, 2573599, было выбрано алгоритмическое обеспечение устанавливаемых активных фильтров.

4. Результаты экспериментальных исследований и промышленных испытаний показали высокую эффективность коррекции показателей качества электрической энергии активными фильтрами в выбранных точках их установки. При этом суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в точках промышленной распределительной сети 0,4 кВ, где были подключены фильтры, снизился в 1,5-2 раза, потребляемый нелинейной нагрузкой ток снизился на 5-10 %. Также в реальных промышленных условиях подтвердились результаты математического моделирования работы активных фильтров, сходимость теоретических и экспериментальных данных не превышает 10 %. Полученные результаты опубликованы в 2011 г. в статьях «Внедрение параллельных активных фильтров для повышения качества электрической энергии в сетях Приобского месторождения», Нефтяное хозяйство, №6, 2011, с.130-132, и «Повышение качества электрической энергии в сетях Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» с помощью параллельных активных фильтров», Промышленная энергетика, №6, 2011, с.49-52.

Таким образом, на основании положительных результатов промышленных испытаний и текущей успешной эксплуатации активных фильтров серии «Электон-ФСА» производства ЗАО «Электон» в распределительных сетях Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» теоретические и практические положения, по выбору и обоснованию структуры, режима работы, компонентного состава, алгоритмического обеспечения и распределения комплексных многофункциональных систем коррекции показателей качества электрической энергии на основе активных и пассивных фильтров, изложенные в диссертации Сычева Ю.А., прошли успешную апробацию и могут быть рекомендованы к внедрению в электротехнических комплексах промышленных предприятиях с нелинейной нагрузкой.

Заместитель главного инженера-  
главный энергетик ООО «РН-Юганскнефтегаз»



А.Н. Перемитин

Начальник ПДС УЭТО  
ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Р.А. Ульбаев

«30» января 2018 г. № 69

**Акт**  
**внедрения результатов диссертационной работы Сычева Ю.А.**

Для оценки эффективности применения и разработки схемно-технических решений по выбору и обоснованию структуры, режима работы, алгоритмов управления и места размещения комплексных многофункциональных систем коррекции показателей качества электроэнергии на основе активных и пассивных фильтров в электрических сетях промышленных предприятий с нелинейной нагрузкой специалистами ЗАО «Электон», ОАО «ТНК-ВР» и Горного университета проводились промышленные испытания активных фильтров серии «Электон-ФСА» в электрических сетях Курманасевского и Докучаевского месторождений ОАО «Оренбургнефть».

В процессе проведения промышленных испытаний была выявлена и подтверждена эффективность функционирования активных фильтров «Электон-ФСА» с пассивным активно-емкостным фильтром на выходе и использованием переменной ширины зоны нечувствительности релейных регуляторов в составе системы управления активного фильтра.

Также установлена неэффективность размещения активных фильтров в точках электрической сети, расположенных в непосредственной близости от батареи силовых конденсаторов для компенсации реактивной мощности из-за возникновения резонансных явлений.

Проведенные экспериментальные исследования и последующий опыт эксплуатации показали способность активных фильтров серии «Электон-ФСА» эффективно компенсировать реактивную мощность и высшие гармоники тока и напряжения, повышать уровень напряжения в электрической сети, что позволяет рекомендовать их внедрение на промышленных предприятиях в качестве технического решения, направленного на повышение качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электротехнических комплексов с учетом теоретических и практических рекомендаций, изложенных в диссертации Сычева Ю.А.

Полученные результаты могут быть рекомендованы к учету при разработке структуры и алгоритмов управления активными фильтрами, а также при выборе их места подключения в промышленных электрических сетях.

Таким образом, результаты промышленных испытаний активных фильтров серии «Электон-ФСА» производства ЗАО «Электон» в электрических сетях ОАО «Оренбургнефть» подтвердили справедливость теоретических и практических положений, изложенных в диссертации Сычева Ю.А.

Генеральный директор



Н.В. Лепехина

**ELEKTON**

Юридический адрес: Российская Федерация, 111024, город Москва, ул. Авиамоторная дом 12, комната 511.  
ИНН 3308003867 : КПП 772201001 : р/с 40702810100310000146 : к/с 30101810300000000600  
БИК 044525600 в ПАО "МИНБанк" г. Москва

## АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертации Сычева Ю.А.  
на тему «Электротехнические комплексы фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в промышленных системах электроснабжения»,  
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Диссертация Сычева Ю.А., представленная на соискание ученой степени доктора технических наук, посвящена решению актуальной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования посредством развития теоретических положений по структурному и параметрическому синтезу электротехнических комплексов фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.


Результаты исследований, представленных в диссертации Сычева Ю.А., подтверждают непосредственное влияние уровня качества электрической энергии на устойчивую работу электрооборудования, в частности синхронных и асинхронных двигателей, что в конечном итоге определяет непрерывность и безаварийность ответственных технологических процессов, в особенности в условиях транспортировки и добычи газа. Таким образом, результаты диссертационной работы Сычева Ю.А. представляют научный и практический интерес для ПАО «Газпром».

Представленные в диссертации закономерности изменения величин показателей качества электроэнергии и степени их коррекции активными преобразователями последовательного и параллельного типа, в соответствии с различными методами управления, при вариации параметров источника, нагрузки, самих преобразователей используются при выборе и обосновании эффективности применения данных устройств для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах компрессорных станций ПАО «Газпром» с электрическим приводом газоперекачивающих агрегатов на базе двигателей Siemens (4-6 МВт) с преобразователем частоты на базе IGBT транзисторов для исключения гармонической составляющей. Предложенные в диссертации методы интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в системы комбинированного и автономного электроснабжения могут быть использованы в составе электростанций собственных нужд с газотурбинным и газопоршневым приводом в ПАО «Газпром», при разработке проектов и на существующих объектах добычи и транспорта газа, для повышения надежности работы электротехнических комплексов и поддержания требуемого уровня частоты сети.

Результаты исследований, приведенных в диссертации Сычева Ю.А., могут быть рассмотрены для возможного применения в ПАО «Газпром» при разработке новых и модернизации существующих электротехнических комплексов технологических объектов транспортировки и добычи газа.

Начальник отдела  
Управления ПАО «Газпром» (А.А. Шаповало)  
к.т.н.

  
Подпись *И.С. Токарев*

  
Токарев И.С.

В.Ф. Югай

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора – главный инженер филиала  
ПАО «МРСК Сибири» - Омскэнерго»

С.В. Капитонов

« \_\_\_\_\_ » 2020 г.



**АКТ**

**о внедрении (использовании) результатов**

**диссертации "Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий" к.т.н., доцента кафедры электроэнергетики и электромеханики Санкт-Петербургского горного университета Сычева Юрия Анатольевича**

Комиссия в составе начальника диспетчерской службы Центра Управления сетями Матвиенко П.Н., начальника службы режимов ЦУС Волкова А.А. составила настоящий акт о том, что в филиале ПАО «МРСК Сибири» - Омскэнерго» используются следующие результаты диссертации Сычева Ю.А.:

1. Совокупность технических и технологических решений по реализации фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями при вариации параметров питающей сети и подключенной нагрузки для повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования.

2. Структура и алгоритм функционирования системы комбинированного энергообеспечения на основе параллельной работы централизованных и автономных источников, где фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями обладают переменной конфигурацией и набором реализуемых функций по коррекции качества электроэнергии, бесперебойного электроснабжения и синхронизации параллельной работы источников, с возможностью формирования и реализации информационно-управляющих воздействий в рамках автоматизированных систем управления электроснабжением.

Полученные Сычевым Ю.А. результаты позволяют повысить эффективность повышения качества электрической энергии в соответствии с нормами ГОСТ 32144-2013 в системах электроснабжения при вариации параметров питающей сети и узлов нагрузки.

Начальник  
Диспетчерской Службы ЦУС

 П.Н. Матвиенко

Начальник службы  
электрических режимов ЦУС

 А.А. Волков





### **АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов диссертации Сычева Ю.А.

на тему "Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий", представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Диссертационная работа Сычева Юрия Анатольевича посвящена решению актуальной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии в централизованных, автономных и комбинированных системах электроснабжения при несинусоидальных режимах путем структурного и параметрического синтеза электротехнических комплексов фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.

Теоретические и практические научно-технические результаты, полученные в диссертационной работе Сычева Ю.А., представляют ценность при проектировании и разработке структуры и алгоритмов управления силовых активных преобразователей частоты в электротехнических комплексах технологических установок нефтедобычи с регулируемым электроприводом. Полученные в диссертации закономерности позволяют на стадии проектирования выбрать способ управления активным преобразователем для обеспечения надлежащего уровня качества электроэнергии при заданных условиях применения.

Результаты диссертационной работы Сычева Ю.А. используются в АО «СПИК СЗМА» при выборе структуры и алгоритмического обеспечения силовых преобразовательных систем электротехнических комплексов погружных электронасосных установок нефтедобычи. В частности, приведенные в диссертации теоретические положения по выбору методов управления активными преобразователями с использованием фазовых преобразований, используются при разработке систем управления силовыми преобразователями различной структуры и режима работы. Методы регулирования ширины зоны нечувствительности релейных регуляторов, приведенные в диссертации, используются в системах управления преобразователями частоты с переменной частотой широтно-импульсной модуляции для повышения эффективности использования силовых ключей. Также приведенные в диссертации методы и методики исследования фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями используются на испытательных стендах АО «СПИК СЗМА» при сравнительном анализе эффективности

работы активных и пассивных фильтров в случае их применения совместно с преобразователями частоты в различных условиях.

Таким образом, результаты диссертационной работы Сычева Ю.А., представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, используются в АО «СПИК СЗМА» при разработке электротехнических комплексов промышленных систем электроснабжения.

Генеральный директор АО «СПИК СЗМА»,  
кандидат технических наук



А.А. Нозик

**УТВЕРЖДАЮ**

Председатель Совета директоров

АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»

 М.А. Шурдов

2020 г.



**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов диссертации Сычева Ю.А.

"Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий", представленной на соискание

ученой степени доктора технических наук по специальности 05.09.03

«Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация Сычева Юрия Анатольевича посвящена решению актуальной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости в промышленных системах электроснабжения путем развития теории, структурного и параметрического синтеза электротехнических комплексов фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.

Научно-технические результаты, приведенные в диссертации Сычева Ю.А., имеют теоретическую и практическую ценность для АО «Чебоксарский электроаппаратный завод» как крупного производителя широкого спектра электрооборудования, включая низковольтные и высоковольтные силовые преобразователи частоты, устройства плавного пуска, устройства компенсации реактивной мощности, для различных отраслей промышленности РФ.

Совокупность методов и методик исследования активных преобразователей при вариации различных параметров, включая характеристики питающей сети и подключенной нагрузки, приведенные в диссертации, используются при испытании и наладке серийных образцов преобразователей частоты для низковольтных и высоковольтных систем регулируемого электропривода промышленных установок. Полученные в диссертации закономерности изменения степени коррекции показателей качества электроэнергии активными преобразователями с различными методами управления используются при разработке алгоритмического обеспечения производимых преобразователей частоты высокого и низкого

напряжения. Разработанные в диссертации методы интеграции фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями в комбинированные системы электроснабжения и автоматизированные системы управления энергопотреблением используются при производстве цифровых подстанций и их автоматизации. Способ определения коэффициента мощности при несинусоидальных режимах, приведенный в диссертации, используется при разработке алгоритмического и программного обеспечения серийных устройств компенсации реактивной мощности.

Таким образом, научно-технические результаты диссертационной работы Сычева Ю.А., представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, используются в АО «Чебоксарский электроаппаратный завод» при создании современного наукоемкого электрооборудования для широкого спектра отраслей промышленности РФ.

Данный акт внедрения результатов диссертационной работы Сычева Ю.А. на соискание ученой степени доктора технических наук рассмотрен и утвержден на заседании Научно-технического совета АО «Чебоксарский электроаппаратный завод», протокол № 6 от 07.09.2020 г.

Начальник отдела технического маркетинга  
инженерного производственного  
комплекса «Реконт» АО «ЧЭАЗ»,  
старший преподаватель кафедры  
электрических и электронных аппаратов  
ФГБОУ ВО «ЧГУ им. И.Н. Ульянова»,  
кандидат технических наук

« 08 » 09 2020 г.



Михайлов Алексей Валерьевич

428020, г. Чебоксары, пр. И.Я.Яковлева, дом 5  
тел./факс: +7(8352) 39-56-09, 62-04-61, 39-57-43  
e-mail: [cheaz@cheaz.ru](mailto:cheaz@cheaz.ru)

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**  
**результатов диссертации Сычева Ю.А.**

**по теме "Фильтрокомпенсирующие устройства с активными преобразователями для повышения качества электроэнергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий", которая представлена на соискание ученой степени доктора технических наук**

Диссертация Сычева Ю.А., представленная на соискание ученой степени доктора технических наук, посвящена актуальной проблеме повышения качества электрической энергии и обеспечения электромагнитной совместимости электрооборудования за счет развития теории структурного и параметрического синтеза электротехнических комплексов фильтрокомпенсирующих устройств с активными преобразователями.

Уровень качества электрической энергии оказывает непосредственное влияние на эффективность и корректность работы современных многофункциональных цифровых микропроцессорных устройств релейной защиты и электросетевой автоматики. Также необходимо отметить, что в условиях комбинированного электроснабжения на основе параллельной работы централизованных и автономных источников в аварийных режимах при переходе режима энергообеспечения с одного источника на другой показатели качества также меняются, как и параметры короткого замыкания, на основе которых разрабатываются карты уставок срабатывания релейной защиты. Все эти факты в полной мере отражены в диссертации Сычева Ю.А.

Таким образом, результаты исследований, приведенных в диссертации Сычева Ю.А., касающиеся влияния структуры, алгоритмов управления и способов подключения электротехнических комплексов с активными преобразователями и фильтрокомпенсирующими устройствами на степень и показатели эффективности коррекции показателей качества электрической энергии при переходе режима электроснабжения с централизованного источника на автономный и наоборот в рамках комбинированных энергосистем необходимо учитывать при разработке структуры и алгоритмов работы многофункциональных устройств релейной защиты и электросетевой автоматики.

В ООО НТЦ «Механотроника» приняты к внедрению результаты диссертационной работы Сычева Ю.А. в части закономерностей, отражающих влияние структуры, алгоритмов управления и способа подключения электротехнических комплексов с активными преобразователями и фильтрокомпенсирующими устройствами на степень эффективности коррекции показателей качества электрической энергии, которые используются при разработке структуры и алгоритмов управления современных интеллектуальных микропроцессорных устройств релейной защиты и электросетевой автоматики серии БМРЗ.

Генеральный директор



Н.А. Ладыгин