

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

На правах рукописи

Моренов Валентин Анатольевич



**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ
КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ
ПРИМЕНЕНИЯ БИНАРНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК**

Специальность 05.09.03 — Электротехнические комплексы и системы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ

**доктор технических наук
профессор Б.Н. Абрамович**

Санкт-Петербург — 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА.....	15
1.1 Осуществление электроснабжения удаленных нефтяных и газовых месторождений с использованием в качестве энергоносителя попутного нефтяного и природного газа	15
1.2 Сравнение характеристик систем автономного электроснабжения на базе источников электрической энергии.....	17
1.3 Влияние высших гармоник на работу электрооборудования и электроагрегатов.....	22
1.3.1 Источники высших гармоник в электротехнических комплексах нефтяных и газовых предприятий	22
1.4 Анализ работы газогенераторных электроагрегатов в условиях нефтяных месторождений	25
1.4.1 Электроснабжение нефтепромыслов с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя	27
1.4.2 Анализ нагрузки газогенераторных электроагрегатов на объектах ПАО «Татнефть»	30
1.5 Исследование схем комбинированного электроснабжения объектов нефтяных и газовых предприятий	32
1.5.1 Схема автономного электроснабжения потребителей с использованием в качестве энергоносителя природного или попутного нефтяного газа	33

1.5.2 Система электроснабжения с когенерационным и тригенерационным энергетическими циклами.....	34
1.6 Выводы по первой главе	39
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	40
2.1 Производство электрической энергии в бинарном режиме.....	40
2.1.1 Энергетический баланс бинарной энергетической установки	43
2.2 Обеспечение параллельной работы генераторов.....	46
2.3 Активный выпрямитель напряжения.....	48
2.3.1 Управление и основные параметры АВН.....	53
2.3.2 Параллельная работа НУВ и АВН.....	57
2.4 Инвертор напряжения.....	60
2.5 Выводы по второй главе	67
ГЛАВА 3 ПРИМЕНЕНИЕ СИЛОВЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В СТРУКТУРЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМИРОВАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	68
3.1 Пассивные фильтры.....	68
3.1.1 Резонансные шунтирующие фильтры.....	68
3.1.2 Демпфирующие фильтры.....	72
3.2 Проектирование силовых пассивных фильтров высших гармоник для интеграции в структуру комплекса	76
3.2.1 Определение основных параметров и эффективности работы пассивных фильтров.....	80
3.2.2 Выбор конденсаторных батарей фильтров высших гармоник	81

3.3 Использование активных фильтров в структуре электротехнического комплекса	87
3.3.1 Параллельные и последовательные активные фильтры.....	88
3.3.2 Технология выпрямления с получением единичного коэффициента мощности.....	89
3.3.3 Принцип и основные особенности работы ПАФ	92
3.4 Выводы по третьей главе	98
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА СХЕМ И АЛГОРИТМОВ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ МЕЖДУ СОБОЙ И С СЕТЬЮ.....	
4.1 Схема работы основного генератора, входящего в состав электротехнического комплекса.....	100
4.2 Синхронизация двух генераторов в составе электротехнического комплекса	103
4.2.1 Самосинхронизация генераторов.....	103
4.2.2 Точная синхронизация генератора.....	106
4.3 Способы синхронизации двух генераторов в составе электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии.....	110
4.3.1 Схема с использованием шины переменного тока с двумя выпрямителями и двумя инверторами.....	111
4.3.2 Схема с использованием шины переменного тока с одним выпрямителем и одним инвертором.....	112
4.3.3 Схема с использованием шины переменного тока с двумя выпрямителями, двумя инверторами и синхронизацией, использующей	

опорный сигнал от первичной установки (МГТЭА) или предустановленный опорный сигнал для основной и дополнительной установок.....	113
4.3.4 Схема с использованием шины постоянного тока с двумя выпрямителями.....	115
4.4 Система генерирования электрической энергии с фазовой синхронизацией генераторов.....	116
4.5 Выводы по четвёртой главе	124
ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	126
5.1 Оценка капитальных вложений	126
5.2 Оценка эксплуатационных расходов	129
5.3 Оценка экономии при утилизации попутного нефтяного газа	135
5.4 Выводы по пятой главе	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения результатов диссертационной работы... 152	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение № 2567112	153
ПРИЛОЖЕНИЕ В Патент на изобретение № 2626182.....	155

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Предприятия нефтегазового комплекса являются энергоемкими объектами, причем нарушение электроснабжения их может привести к сбоям технологического процесса добычи и транспортировки нефти и газа и, как следствие к значительным экономическим потерям.

По мере продвижения нефтегазовых предприятий (НГП) в восточные и северные регионы России обостряется проблема электроснабжения электротехнических комплексов НГП от единой энергетической системы с использованием традиционных схем, предусматривающих наличие независимых источников, подключенных к центру питания НГП посредством несвязанных между собой линий электропитания напряжением 110/35 кВ.

Потребляемая НГП мощность может достигать десятков МВА. Промплощадка НГП размещается на значительной площади – до нескольких сот км² и более. В составе месторождений может насчитываться значительное количество (сотни) добывающих скважин, расположенных на кустовых площадках, разбросанных по всему месторождению. Число скважин на кустовой площадке может достигать 15-16. Удаление площадок от центра электропитания – до 15-20 км, что в значительной мере определяется рельефом местности, речными преградами, заболоченностью.

Напряжение электропитания погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН) и станков-качалок составляет 380 В, электропитание кустов скважин производится по отдельным линиям 6(10) кВ от центров питания. Межпромысловые линии электропередач (ЛЭП), как правило, не предусматривают трансформаторы 6(10)/0,4 кВ. В значительные отрезки времени промысловые линии электропередачи всех уровней напряжения являются трудно обслуживаемыми из-за климатических условий.

Нефтегазовые предприятия являются значительными потребителями электроэнергии, например, в условиях нефтедобычи при объеме добычи 50-200 тыс. баррелей в сутки необходимая электрическая мощность составляет

13-50 МВт. Это приводит к тому, что энергетическая составляющая в общем объеме затрат на добычу нефти составляет 0,5-0,6 от всех затрат предприятия.

Основной объем электроэнергии согласно современной концепции должен вырабатываться на месте потребления. К местным первичным энергоносителям относятся дизельное топливо, нефтяной и природный газ. Однако доставка дизельного топлива сопряжена со значительными затратами. В соответствии с постановлением Правительства РФ №1148 от 08.11.2012 необходимо на нефтегазовых месторождениях довести уровень утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) до 95%. Поэтому целесообразно рассматривать в качестве первичного энергоносителя ПНГ.

Газотурбинные двигатели для привода автономных электрогенераторов обеспечивают лишь 30-35% использования энергии первичного энергоносителя, что обуславливает необходимость исследования и разработку способов и устройств, обеспечивающих повышение коэффициента использования топлива газотурбинным двигателем. В настоящее время проект обустройства новых месторождений не может быть принят к исполнению без согласования вопроса утилизации ПНГ с экологическими инстанциями.

Технологические установки добычи нефти являются чрезвычайно чувствительными к нарушениям качества электроэнергии. Так, например, кратковременные провалы напряжения длительностью 0,15 с могут привести к нарушению процесса добычи нефти из-за остановки ЭЦН. При большей длительности провала напряжения может произойти прекращение работы установок закачки технологической воды в пласт. Восстановление технологического процесса потребует значительного времени и приведет к потере добычи. Все это приводит к необходимости повышения надежности электроснабжения электротехнических комплексов. При отсутствии централизованных источников электропитания повышение может быть достигнуто путем применения системы распределенной генерации, вплоть до

применения генерирующих электроустановок на отдельных кустовых площадках.

Поэтому задачи, связанные с повышением надежности и экономичности электроснабжения электротехнических комплексов при отсутствии централизованных источников электроснабжения представляются актуальными.

Степень разработанности направления исследований

Исследования в направлении, связанном с повышением надежности и экономичности электротехнических комплексов нефтегазодобычи, удаленных от централизованных источников электроснабжения, проводились рядом авторов, в т.ч. Абрамовичем Б.Н., Богуславским Э.И., Дядькиным Ю.Д., Ершовым М.С., Егоровым А.В., Забарным В.Г., Лимитовским А.М., Новоселовым Ю.Б., Полищуком В.В., Фрайштетером В.П., Meherwan Youse, Alexandra von Meier. Абрамович Б.Н. и Полищук В.В. обосновали и внедрили распределенную генерацию на объектах ПАО «Татнефть» при наличии в ПНГ повышенного содержания сероводорода. Дядькин Ю.Д. и Богуславский Э.И. решали проблему использования термальных источников для автономного электроснабжения электроустановок. Ершовым М.С. и Егоровым А.В. обоснована эффективность электроснабжения нефтепромыслов и газоперерабатывающих предприятий от собственных генерирующих электроустановок в условиях нарушения качества электроэнергии и целесообразности отказа от электропитания от единой энергосистемы в зависимости от тарифов и показателей надежности. Забарным В.Г. совместно с Шурчковым А.В., Гороховым М.И., Здором В.А. обосновано повышение эффективности использования первичного топлива в генерирующих электроустановках с бинарным циклом генерации. Новоселов Ю.Б. и Фрайштетер В.М. решали вопросы создания автономных электростанций на нефтяных месторождениях, обеспечивающих более выгодные условия по сравнению с единой энергетической системой РФ при одновременной утилизации попутного нефтяного газа. Meherwan Youse,

изучил различные рабочие циклы газотурбинных установок и области их применения; Alexandra von Meier рассмотрела особенности работы паротурбинных установок при использовании разных рабочих сред.

Однако, несмотря на значительный объем работ, к настоящему времени не решен ряд задач, включая обоснование структуры электрогенерирующих комплексов с бинарным циклом, в которой обеспечивается электромагнитная совместимость основного и вспомогательного генераторов в условиях их различных уровней и частот напряжений. Не обоснован вопрос числа и мощности электроустановок с бинарным циклом генерации применительно к электроснабжению кустовых площадок.

Результаты рассмотрения степени разработанности проблемы автономного электроснабжения позволили сформулировать цель и задачи представленной диссертационной работы.

Цель работы

Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса нефтегазовых предприятий, которые не имеют подключения к централизованной энергосистеме, путем использования бинарных электроустановок.

Идея работы

Использование бинарного цикла генерации электрической энергии в электротехнических комплексах нефтегазовых предприятий с возможностью регулирования выходных параметров в соответствии с показателями графиков энергетических нагрузок потребителей позволит увеличить коэффициент полезного действия преобразования энергии первичного энергоносителя в электрическую энергию, тем самым повысить его энергоэффективность.

Основные задачи исследований:

1. Экспериментальные исследования параметров режима потребления электрической энергии объектами предприятий нефтегазовой отрасли в соответствии с показателями графиков энергетических нагрузок;

2. Обоснование структуры и параметров электротехнического комплекса с бинарными электроустановками, а также последующая разработка системы комплексного энергоснабжения объектов нефтяных и газовых предприятий;

3. Обеспечение эффективной совместной работы силовых элементов разработанного электротехнического комплекса при их включении через звено постоянного тока;

4. Осуществление компенсации высших гармонических составляющих напряжения, возникающих при синхронизации электрогенераторов, входящих в структуру электротехнического комплекса с бинарными электроустановками, с системой электроснабжения нефтегазового предприятия;

5. Технико-экономическое обоснование эффективности эксплуатации электротехнического комплекса с бинарными электроустановками в условиях нефтяных и газовых предприятий, не имеющих подключения к единой энергосистеме.

Научная новизна работы

Предложена структура электротехнического комплекса, позволяющая повысить коэффициент полезного действия преобразования энергетического потенциала первичного энергоносителя в электрическую энергию до 55 %, и при этом обеспечить нормированные показатели её качества;

установлены закономерности влияния показателей графиков энергетической нагрузки потребителей нефтегазовых предприятий на режимы работы бинарного электротехнического комплекса;

разработан алгоритм управления работой бинарного электротехнического комплекса, отличающийся тем, что он позволяет варьировать выходные параметры генерируемой энергии с учётом показателей графиков энергетической нагрузки потребителей;

разработанные имитационные модели бинарного электротехнического комплекса позволяют проводить исследования режимов функционирования

системы при параллельной работе электроустановок, входящих в структуру комплекса.

Теоретическая и практическая значимость диссертации

1. Разработана структура электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии, обеспечивающего преобразование энергии первичного энергоносителя в электрическую энергию с коэффициентом полезного действия до 55% в соответствии с показателями графиков электрических нагрузок нефтегазовых предприятий.

2. Выявлены критерии выбора режима работы электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии, позволяющие обеспечить его эффективную работу с учётом показателей графиков электрической нагрузки нефтегазовых предприятий и условия окружающей среды.

3. Обоснована экономическая целесообразность применения электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии для повышения надёжности электроснабжения технологических потребителей.

4. Получены патенты на изобретение Российской Федерации № 2567112 и № 2626182.

Положения, выносимые на защиту

1. Электротехнический комплекс с повышенными энергетическими характеристиками для автономного электропитания объектов нефтегазовых предприятий при использовании в качестве энергоносителя газообразного топлива должен выполняться в виде бинарной электроустановки при включении в её состав основного и вспомогательного генераторов переменного тока, силовых полупроводниковых преобразователей, подключенных к общей шине постоянного тока, и инвертора напряжения с системой управления, обеспечивающей электромагнитную совместимость составляющих компонент комплекса, с возможностью эксплуатации установки в режимах когенерации и тригенерации.

2. Разработанная структура и алгоритм управления режимом электропитания электротехнического комплекса нефтегазовых предприятий с бинарными электроустановками позволяют осуществить согласование параметров и синхронизацию основного и вспомогательного генераторов, а также распределение генерации электрической энергии в соответствии с заданными параметрами графиков электрической нагрузки потребителей с возможностью обеспечения требуемых показателей качества электрической энергии.

Методология и методы исследования

В работе использованы методы теории электрических цепей, теории систем электроснабжения электротехнических комплексов, теории термодинамики и гидравлики, численные методы решения уравнений, графического построения в среде MS Visio, теория планирования эксперимента, численного анализа с использованием пакета MATLAB, MS Excel, экспериментальных исследований электротехнических и энергетических комплексов.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций диссертационной работы основывается на использовании апробированных аналитических методов исследований и сходимостью результатов с экспериментальными данными.

Реализация результатов работы

Структура разработанного электротехнического комплекса и алгоритм управления им принят к использованию в компаниях ПАО «Татнефть» и ПАО «Газпром» (Приложение А).

Личный вклад автора

Разработана структура электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии на основе двух генераторных электроустановок и силовых полупроводниковых преобразователей, в которой энергетический потенциал отходящих газов основного электроагрегата может быть использован как для генерации дополнительного

количества электрической энергии, так и для производства тепловой энергии и холода. Выполнено обоснование параметров разработанного электротехнического комплекса для обеспечения электроэнергией потребителей нефтегазовых предприятий. Разработан алгоритм управления электротехническим комплексом в соответствии с показателями графиков электрических нагрузок предприятия.

Степень достоверности результатов исследования

Обоснованность выводов и рекомендаций, изложенных в диссертации, базируется на использовании методов теории электрических цепей, электрических машин, систем электроснабжения электротехнических комплексов, компьютерного моделирования в среде Matlab Simulink, экспериментальных исследований электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий.

Апробация работы

Работа была апробирована на следующих конференциях: XIII- XIV международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2012-2013», 2012-2013 гг., г. Ухта; VI международная научно-практическая конференция «Инновационные технологии автоматизации и диспетчеризации промышленных предприятий», 2012 г., г. Санкт-Петербург; 9-10 международная молодежная научная школа «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых», 2012-2013 гг., г. Москва; 11-ая международная научно-практическая конференция «Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения», 2013 г., г. Воркута; II всероссийская молодежная научная конференция «Молодежь и наука на Севере», 2013 г., гг. Сыктывкар-Ухта; 54 международная конференция студентов и молодых ученых «Mining division student research group conference», 2013 г., г. Краков, Польша; международный форум-конкурс молодых ученых «Проблемы недропользования», 2014-2015 гг., Санкт-Петербург; международный коллоквиум молодых ученых "Scientific reports on resource issues", 2014 г., г. Фрайберг, Германия; международная научно-практическая конференция

«Энергоэффективность энергетического оборудования», 2014 г., г. Санкт-Петербург; международная научно-практическая конференция «Нефтегазовые горизонты VI», 2014 г., г. Москва, 69-я Международная молодежная научная конференция "Нефть и газ - 2015", 2015 г., г. Москва; 17-я международная научная конференция "ICOGST - 2015", 2015 г., г. Цюрих, Швейцария; Научно-техническая конференция молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ» Наука 5.0: от идеи к практике, 2016 г., г. Санкт-Петербург; семинар участников программы DAAD «Михаил Ломоносов», 2016 г., г. Бонн, Германия; конференция стипендиатов совместных программ Минобрнауки РФ и DAAD «Михаил Ломоносов» и «Иммануил Кант» 2017 г., г. Москва; Русско-немецкий газовый форум, 2017 г., г. Фрайберг, Германия; VIII научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов ООО «Газпром подземремонт Уренгой», 2017 г., г. Санкт-Петербург; Второй Германо-Российский форум по природному газу «Сжиженный природный газ. Проблемы и пути решения», 2018 г., г. Москва; III Международная научно-практическая конференция «Бурение скважин в осложненных условиях», 2018 г., г. Санкт-Петербург.

Публикации

Результаты диссертации в полной мере освещены в 8 печатных работах, из них 4 в журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования России, 3 - в изданиях, цитируемых БД Scopus и Web of Science; получены 2 патента на изобретение РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, содержит 46 рисунков, 13 таблиц, список литературы из 120 наименований. Общий объем диссертации 155 страниц.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

1.1 Осуществление электроснабжения удаленных нефтяных и газовых месторождений с использованием в качестве энергоносителя попутного нефтяного и природного газа

С увеличением объемов добычи минерально-сырьевых ресурсов неизбежно встает вопрос эффективного энергоснабжения проводимых работ. Доля энергетической составляющей в себестоимости добычи нефти и газа может превышать 50% [7]. В связи с этим вопросам энергоэффективности производства в настоящее время уделяется особое внимание. В России исторически сложилась тенденция использования централизованного электроснабжения объектов нефтегазодобывающей промышленности. При этом для обеспечения энергией удаленных месторождений необходимо возводить протяженные линии электропередач, что, особенно в сложных климатических условиях, не способствует качественному энергоснабжению. Износ оборудования традиционной энергетики во многих отраслях превышает 50-60 %, что приводит к сбоям в работе и нарушению электроснабжения потребителей [50, 91]. Более того, произошло ухудшение стоимостных и качественных показателей работы единой энергосистемы: участились случаи внезапных перерывов в электропитании, произошло старение оборудования, выросли тарифы на электроэнергию, повысилась стоимость строительства линий электропередач [5, 53, 71].

Истощение эксплуатируемых месторождений вынуждает смещать районы добычи в удаленные труднодоступные области. Так, вводимые объекты нефтедобычи располагаются в районах Крайнего Севера и восточной Сибири, где отсутствует централизованное электроснабжение, что обуславливает применение локальных источников энергии различного типа. Нефтегазовую отрасль отличает достаточно высокая энергоемкость. Затраты

на энергоносители в себестоимости продукции для всей вертикали нефтяной промышленности нередко составляют свыше 50 процентов.

Современное электрооборудование, обеспечивающее работу нефтегазопромислов, характеризуется как повышенными требованиями к качеству поставляемой электроэнергии, так и необходимым непрерывным энергоснабжением. Исследования влияния отклонений входного напряжения на постоянный режим работы погружных электродвигателей (ПЭД) установок электрических центробежных насосов (УЭЦН) показали, что понижение напряжения до величины 0,6 от номинальной длительности 0,15 с приводит к потере устойчивости ПЭД и его последующей остановке. Аварийные остановки и повторные включения насосного оборудования негативно сказываются на общем ресурсе его работы. В отдельных случаях неконтролируемый пуск приводит к поломке оборудования. При неработающем обратном клапане в колонне насосно-компрессорных труб, запуск установки может вызвать заклинивание или слом рабочего вала насоса из-за его турбинного вращения в направлении, противоположном рабочему. В условиях крайнего севера непрерывная работа нефтепромыслового оборудования необходима для успешного протекания всего технологического процесса, даже при кратковременных задержках электроснабжения возможны перемерзания различных трубопроводов, используемых для перекачки нефти, воды, конденсата. Проведение экстренных восстановительных работ зачастую невозможно в силу удаленности большинства месторождений от основных магистралей и наличия только воздушного сообщения или зимника.

Из-за постепенного смещения нефтедобычи из традиционных областей в неосвоенные, такие как районы Крайнего севера и Восточной Сибири, не имеющих доступа к централизованной сети, автономное энергоснабжение порой является единственно возможным способом обеспечения функционирования объекта. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года определила развитие малой

распределенной энергетики (МРЭ) в качестве важнейшего направления развития отрасли и зафиксировала возможность к этому сроку увеличить долю МРЭ до 15 процентов в общем производстве электроэнергии [31, 38, 48]. Одной из основных задач распределенной генерации является повышение эффективности применения местных энергоресурсов посредством использования когенерации и тригенерации, а также уменьшение расхода нефтепродуктов, питающих энергоагрегаты [28, 63]. Помимо этого, развитию автономного электрообеспечения отечественных нефтяных и газовых компаний способствуют современные проблемы централизованных энергетических сетей: высокие расценки подключения к сетевым компаниям, лимитированные возможности традиционных источников при наращивании мощностей, опасности нарушения непрерывности производственных процессов из-за возможных перебоев электроснабжения [11, 82, 85].

1.2 Сравнение характеристик систем автономного электроснабжения на базе источников электрической энергии

Наиболее эффективным способом утилизации ПНГ в промышленных условиях является его использование в качестве топлива газогенераторных установок для комплексного энергоснабжения нефтегазопромислов [34, 37].

В настоящее время среди газогенераторных установок, используемых в качестве автономных источников электрической энергии, наиболее распространены два вида энергоагрегатов: газотурбинные установки (ГТУ) и газопоршневые агрегаты (ГПА) [115]. Среди ГТУ также можно выделить микрогазотурбинные электроагрегаты (МГТЭА), являющиеся наиболее современной разработкой в области газовых турбин.

Для автономного электроснабжения также широко используются дизель-генераторные установки (ДГУ). При этом большая часть расходов на выработку энергии приходится на издержки, связанные с покупкой топлива и его транспортировкой к месту проведения работ. В данных условиях

стоимость дизельного топлива может увеличиваться на 200% и более [56, 57]. В таблице 1.1 представлены типы электроагрегатов, которые могут использоваться для электроснабжения потребителей при добыче нефти и газа.

Таблица 1.1 - Типы электроагрегатов, используемые для электроснабжения промышленного оборудования

Параметры	ДГУ Cummins C1400D5	ГПА FG Wilson PG1250B	МГТЭА Capstone 1000
Электрическая мощность, кВт	1000	1000	1000
Тепловая мощность, кВт	-	1363	2000
КПД по электричеству, %	40,9	38	33
Расход топлива, л/ч (дизельное топливо), м ³ /ч (газ)	196 (д/т) (75 % нагр.)	276 (газ)	325 (газ)

Исходя из данных таблицы, можно сделать вывод, что агрегаты одинаковой электрической мощности различаются по КПД и вырабатываемой при этом тепловой мощности. Ввиду конструктивных сложностей организации системы использования тепловой мощности ДГУ данный параметр не был рассчитан для этого типа установки. Также по причине необходимости утилизации ПНГ далее рассматриваются только газогенераторные установки.

Турбогенератор МГТЭА включает в себя газотурбинный двигатель и генератор. Запуск двигателя МГТЭА осуществляется от встроенного блока аккумуляторных батарей. Крыльчатка компрессора и ротор турбины смонтированы на одном валу с генератором. Малый вес вала двигателя уменьшает инертность МГТЭА, позволяя быстрее реагировать на повышение и снижение выходной мощности [46, 81, 120]. Скорость вращения вала двигателя генератора 45000 – 96000 об/мин. При скорости 96 000 оборотов в минуту выходное напряжение составляет 277 В. Двухполюсный генератор на постоянных магнитах охлаждается потоком воздуха, поступающего в двигатель. В таблице 1.2 представлены типы и характеристики, существующих МГТЭА [74, 75, 111].

Таблица 1.2 - Типы и характеристики МГТЭА

	Capstone Turbine Corporation	Toyota turbine and system	Capstone Turbine Corporation	Ingersoll-Rand Energy Systems	Honeywell Power Systems	Bowman power	Bowman power	Elliott Energy Systems	Turbec	Capstone Turbine Corporation	Ingersoll-Rand Energy Systems
Производитель	США, Калифорния	Япония	США, Калифорния	США, Нью-Гемпшир	США	Великобритания	Великобритания	США, Флорида	Великобритания, Хэмпшир	США, Калифорния	США, Нью-Гемпшир
Модель	C30	TPC-50R	C65	MT70	Parallon 75	Turbogen TG80RC-G	Turbogen TG80SO-G	TA100 CHP	T100	C200	MT250
Электрическая мощность, кВт	30	50	65	70	75	80	80	100	100	200	250
Тепловая мощность, кВт	60	-	120	92	90	216	136	172	155	10900 кДж/кВт	263-366,3
Электрический КПД, %	26	12,6	29	28	28,5	22-28	28	29	30	35	30
Частота вращения ротора, (об/мин)	96000	80000	96000	-	85000	68000	68000	68000	70000	60000	45000
Вид топлива	природный газ, пропан, бутан, попутный газ, биогаз, шахтный или коксовый газ, пиролизный газ, древесный газ	природный газ, керосин, сжиженный нефтяной газ, LPC	природный газ, пропан, бутан, попутный газ, биогаз, шахтный или коксовый газ, пиролизный газ, древесный газ	природный газ	природный газ, дизельное топливо, керосин или пропан	природный газ, пропан, бутан	Природный газ, пропан, бутан	природный газ	природный газ, биогаз, дизтопливо, керосин, метанол, LPC	природный газ	природный газ
Расход топлива, м3/час	12		22	23,7	25	30	28	32,8	33,3		76,9
Давление топлива на входе, (изб.) бар	3,8-4,1 (без компрессора) 0,01-1,0	0,015-0,025	4,5 (без компрессора) 0,20	0-0,01	5,17 - 5,86	4,1-5,6	4,1-5,6	0,034-0,345	0,02-1,0	0,02-5,3	13,79
NOx, при 15% O ₂ , ppm	< 9	9 (16% O ₂)	< 5	<3	<50 в день	<25	25	<24	<15	< 9	5-9
Габариты (ДхШхВ), мм	1524x762x1956	1000x2100x1850	1956x762x1931	1810x10800x2220	2334x1219x2163	3100x880x1920	2180x880x1920	3100x850x1930	2770x900x1810	3660x1700x2490	3354x2169x2278
Масса, кг	405	2000	758	2200	1295	1930	1350	1860	2250	3180	5440

Среди достоинств ГПА можно отметить значительный срок работы до капремонта, меньшее по сравнению с ГТУ влияние количества пусков и остановов агрегата на его срок службы, возможность быстрого приема нагрузки при пуске станции, почти полная независимость КПД от загрузки установки.

Преимущества ГТУ включают в себя значительное количество тепловой энергии, получаемое с 1 кВт генерируемой электрической мощности, возможность использования ПНГ с высоким содержанием сероводорода в качестве топлива (до 7% в модификации МГТЭА Sour Gas, производимой фирмой Capstone), одновременный прием нагрузки до 100%. Также среди достоинств МГТЭА в условиях эксплуатации на нефтяных месторождениях следует выделить широкий диапазон рабочих режимов, производительность, экологичность [62].

Другим преимуществом ГТУ является их способность работать со значительными перепадами нагрузок, в то время как постоянная нагрузка ГПА должна составлять не менее 50% от располагаемой мощности установки. Более того, МГТЭА рассчитаны на возможность 100% наброса нагрузки и работы при ее изменении в диапазоне от 0 до 100%. Однако следует заметить, что данный режим возможен благодаря применению в структуре МГТЭА аккумуляторных батарей, которые в этом случае принимают на себя часть нагрузки, пока МГТЭА выходит на рабочий режим. В то же время для ГПА рекомендуемый единовременный наброс нагрузки не должен быть больше чем 15-25%.

Также еще одной особенностью ГТУ относительно ГПА является зависимость располагаемой электрической мощности установки от температуры входящего в нее воздуха [98]. Номинальная мощность ГТУ приводится в соответствии с условиями международной организации по стандартизации (ISO) – температура окружающей среды 15 °С, относительная влажность 60%, атмосферное давление 101 кПа. В то время как конкретные параметры функционирования электростанции приводятся в

техническом паспорте, для общих расчетов можно принять следующие факторы (рисунок 1.1) [3]:

- Рост температуры окружающей среды на 10 °С приводит к потере мощности на 8 %;
- Размещение ГТУ выше уровня моря на 300 м понижает производимую мощность на 3,5%.

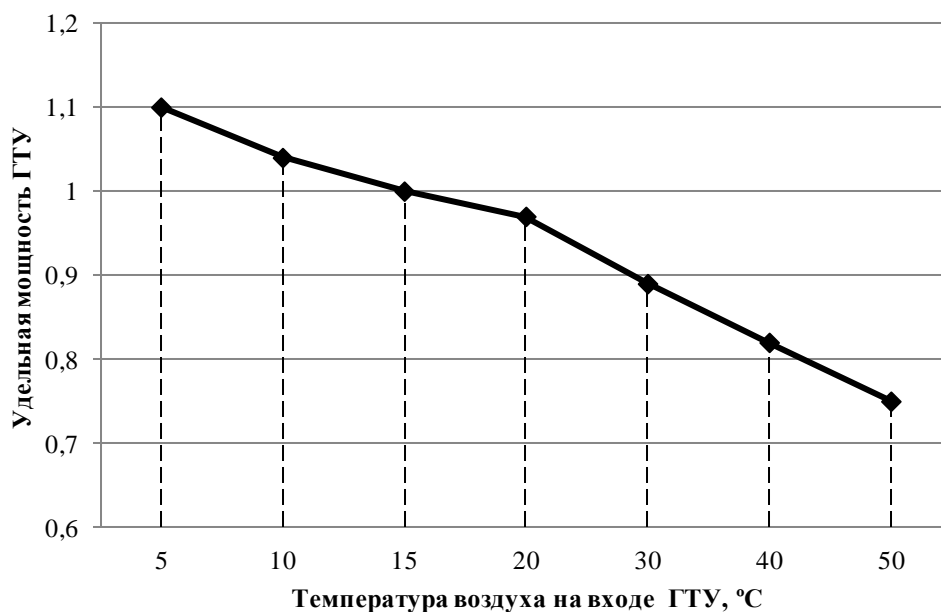


Рисунок 1.1 - Зависимость электрической мощности ГТУ от температуры входящего воздуха

Таким образом, при температуре входящего в турбину воздуха 35 °С, располагаемая мощность установки составит 84% от номинальной. В то же время, эффективность ГТУ возрастает с понижением температуры поступающего воздуха ввиду его большего массового расхода [102].

Среди недостатков ГТУ можно отметить требуемое высокое давление подачи топлива в установку (до 2 МПа), что в случае недостаточного магистрального давления может потребовать строительство дополнительного дожимного компрессора, а также сравнительно высокую стоимость 1 кВт мощности установки. ГТУ и ГПА применяются в зависимости от конкретных условий и потребностей предприятий. Для получения только электрической энергии и при наличии долговременной стабильной нагрузки могут

использоваться ГПА, ГТУ, и в частности МГТЭА, могут применяться для генерации электрической энергии при изменяющейся нагрузке.

Экспериментальные исследования, проведенные на энергетических объектах ПАО «Татнефть» и ПАО «Газпром», подтвердили возможность использования представленных теоретических аспектов для анализа высших гармоник, генерируемых силовыми преобразователями частоты.

1.3 Влияние высших гармоник на работу электрооборудования и электроагрегатов

Высшие гармоники тока и напряжения отрицательно влияют на электроагрегаты, функционирующие в составе электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий, а также другое электрооборудование в их составе. Негативный эффект высших гармоник определяется видом подключенной нагрузки, ее рабочего режима и мощности. Такие воздействия могут быть долговременными и мгновенными [27, 44].

Долговременные воздействия вызваны перегревом обмоток и токоведущих элементов электроагрегатов [35, 47]. Мгновенные воздействия высших гармоник включают в себя шум и вибрации, возникающие при работе вращающихся электроагрегатов и трансформаторов, и помехи, вызываемые работой систем связи, управления, защиты и автоматики.

1.3.1 Источники высших гармоник в электротехнических комплексах нефтяных и газовых предприятий

Силовые полупроводниковые преобразователи играют важную роль в структуре автономных энергосистем. Использование силовых преобразователей позволяет варьировать параметры электротехнического оборудования производственных предприятий нефтегазового комплекса, что повышает энергоэффективность проводимых технических операций.

Преобразователи частоты на базе современных полупроводниковых приборов позволяют эффективно согласовать работу источников электрической энергии с разными уровнями частоты, подключать к ним

различные нагрузки, в т.ч. электродвигатели большой мощности, обеспечить варьирование их рабочих характеристик. Современные преобразователи частоты с интегрированными микропроцессорными устройствами дают возможность реализации эффективных многозадачных алгоритмов управления производственными установками. Их внедрение увеличивает уровень автоматизации систем, уменьшает количество требуемого персонала, обслуживающего технологические установки, а также позволяет более эффективно реализовывать энергосберегающие мероприятия [76].

В настоящее время управляемые полупроводниковые приборы включают в себя следующие типы устройств: тиристоры с полевым управлением (МСТ), интегрированные тиристоры, включаемые управляющим электродом (IGCT), биполярные транзисторы с изолированным выключателем (IGBT – insulated gate bipolar transistor), запираемые транзисторы (GTO – gate turn-off thyristor), металлооксидный полевой транзистор (MOSFET) [21, 22]. Использование данных устройств дает возможность избежать схем обязательной емкостной коммутации, что характерно для тиристорных преобразователей [21].

В диапазоне напряжений 600 – 1700 В наиболее эффективными ключевыми элементами в настоящее время принято считать транзисторные модули IGBT [21, 22]. Среди недостатков биполярных транзисторов можно отметить более высокую степень падения напряжения на разомкнутых транзисторах, чем на тиристорах разных типов. Но при этом биполярные транзисторы более устойчивы к КЗ, менее подвержены коммутационным потерям энергии, переключение на них происходит быстрее. Также разрабатываются транзисторы IEGT, которые при преимуществах биполярных транзисторов отличаются от них меньшим падением напряжения в разомкнутом положении. Низкие потери энергии транзисторных устройств при коммутации, а также малое время переключения позволяют эксплуатировать силовые преобразователи с повышенной частотой коммутации.

Хотя силовые преобразователи частоты обладают такими преимуществами как эффективность и универсальность эксплуатации, а также обширную сферу применения, они представляют собой основной тип нелинейной нагрузки в энергосистемах нефтегазовых предприятий, т.е. производят высшие гармоники, тем самым искажая кривые тока и напряжения [42].

Силовой преобразователь частоты включает в себя выпрямитель, преобразующий генерируемый высокочастотный переменный ток в постоянный, конденсатор, являющийся звеном постоянного тока, и инвертор, выполняющий обратное преобразование выпрямленного тока в переменный с требуемым значением частоты [43].

Для того чтобы преобразователь частоты генерировал только канонические высшие гармоники необходимо обеспечить симметрию сопротивлений в энергосистеме, а также полное согласование моментов отпирания силовых ключей преобразователя частоты. Неканонические высшие гармоники появляются при несимметричном отпирании и нарушениях коммутации элементов преобразователя. Степень неканонических высших гармоник в большинстве случаев незначительна, однако при параллельном резонансе на одной частоте, он может быть критичным.

Высшие гармоники напряжения со стороны выпрямленного тока трехфазного мостового преобразователя частоты имеют порядок pk [6]. Формула высших гармоник напряжения в случае равенства углов коммутации и управления нулю выражается как [9]:

$$U_n = \frac{\sqrt{2}U_m}{n^2-1}, \quad (1.1)$$

где U_m – амплитудная величина выпрямленного напряжения, В.

В результате анализа спектра высших гармоник напряжения и тока, производимых преобразователями частоты разных видов, можно сделать следующие заключения: канонические высшие гармоники напряжения и

тока, генерируемые преобразователем частоты, имеют порядок $pk \pm 1$, где p – пульсность преобразователя частоты; амплитуды высших гармоник напряжения и тока, генерируемых преобразователем частоты в энергосистему, обратно пропорциональны порядку высших гармоник и определяются углами управления α и коммутации γ преобразователя частоты; высшие гармоники порядка $pk+1$ организуют трехфазную систему токов и напряжений прямой последовательности; высшие гармоники порядка $pk-1$ организуют трехфазную систему токов и напряжений обратной последовательности.

В то же время для обеспечения эффективного функционирования основного электрогенератора в структуру электротехнического комплекса необходимо включить активный выпрямитель и автономный инвертор напряжения, обеспечивающие качество электрической энергии, соответствующее ГОСТ 32144-2013.

В работе бы выполнен анализ использования газогенераторных установок (ГТУ, ГПА, МГТЭА) на производственных объектах ПАО «Татнефть» и ПАО «Газпром», используемых как для автономного, так и параллельного с сетью электроснабжения.

1.4 Анализ работы газогенераторных электроагрегатов в условиях нефтяных месторождений

Для оценки энергетической эффективности использования первичного энергоносителя при генерации электрической энергии были проведены экспериментальные исследования на 24 МГТЭА Capstone C200, единичной мощностью 200 кВт, и 60 ГТУ и ГПА в диапазоне мощностей до 1000 кВт.

Места расположения ГТУ привязаны к местам первичной переработки нефти, где они используются для утилизации ПНГ, избыточные же объемы газа сжигаются на факельных установках. Характерной особенностью данных месторождений является наличие в ПНГ большого количества

сероводорода. В таблице 1.3 представлены данные о газогенераторных установках ПАО «Татнефть».

Таблица 1.3 - Количество и технические данные газогенераторных установок

№ п/п	Организация	Производитель	Тип установки	Кол-во и мощность, кВт
1	УПС №102 НГДУ "Бавлынефть"	Capstone	ГТУ	6×200
2	ДНС №21 НГДУ "Елховнефть"	Capstone	ГТУ	7×200
3	ГЗНУ- 206 НГДУ "Ямашнефть"	Capstone	ГТУ	5×200
4	ГЗНУ- 1331 НГДУ "Ямашнефть"	Capstone	ГТУ	6×200
5	Елабужское УПС НГДУ "Прикамнефть"	ОАО "Волжский дизель им. Маминых"	ГПА	4×350
6	ДНС-8 НГДУ "Ямашнефть"	ЗАО "ПФК "Рыбинсккомплекс"	ГПА	1×200
7	ННП-1 ООО "Татнефть-Самара"	ЗАО "ПФК "Рыбинсккомплекс"	ГПА	1×200 1×350 1×315
8	ННП-3 ООО "Татнефть-Самара"	ЗАО "ПФК "Рыбинсккомплекс"	ГПА	1×200
9	ННП УК ООО "ТН-Абдуллино"	ЗАО "ПФК "Рыбинсккомплекс"	ГПА	2×200
10	ЗАО "Татех" Онбийское месторождение	Capstone	ГТУ	1×30
11	ЗАО "Татех" Онбийское месторождение	Capstone	ГТУ	8×200
12	ДНС-523 ОАО "Татойлгаз"	Capstone	ГТУ	3×65 4×200
13	ДНС "Заречное" ЗАО "Геотех", ОАО "Шешмаойл"	Waukesha	ГПА	3×310
14	ЗАО "Геология", ОАО "Шешмаойл"	ОАО "Энерготех"	ГПА	2×350
15	ГЗНУ-490 ЗАО "Охтин-Ойл"	ЗАО "ПФК "Рыбинсккомплекс"	ГПА	1×200
16	ЗАО "Троицкнефть"	ОАО "Волжский дизель им. Маминых"	ГПА	2×500

Большинство автономных источников электрической энергии работают параллельно с сетью, остальные – в автономном режиме. Все газогенераторные установки имеют напряжение 0,4 кВ и подключены к

потребителям через повышающие трансформаторы 0,4/6(10) кВ. По причине высокого содержания серы в топливном газе на объектах ПАО «Татнефть» широко используются МГТЭА, которые вырабатывают как электрическую, так и тепловую энергию [49].

1.4.1 Электроснабжение нефтепромыслов с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя

Исследования способов электроснабжения объектов нефтяных месторождений проводились на базе энергоцентра ПАО «Татнефть». Рассматривались газопоршневые и газотурбинные генераторные установки, используемые для автономного энергоснабжения. Был определен энергетический потенциал агрегатов для их возможной эксплуатации в режиме когенерации.

Для определения располагаемой мощности когенерации приведены коэффициенты технического использования по отдельным агрегатам, усредненные коэффициенты по секциям шин энергообъектов, усредненные коэффициенты по энергообъектам и усредненные коэффициенты по типу агрегата в целом, определенные для условий эксплуатации в ПАО «Татнефть». В таблице 1.4 коэффициенты технического использования сгруппированы по компаниям производителям и типам агрегатов.

Таблица 1.4 - Коэффициенты технического использования ГТУ и ГПА достигнутые при эксплуатации в ПАО «Татнефть»

№ п/п	Производитель	ГТУ ГПА	Агрегат	Коэффициент техн. исп.
1	Capstone	ГТУ	C-65	0,843
2			C-200	0,79
3	ОАО «Волжский дизель им. Маминых»	ГПА	ГДГ-90	0,814
4	ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс»	ГПА	АГП-200	0,613
5		ГПА	АГП-350	0,784
6	Waukesha	ГПА	АГП-310	0,652

Как видно из данных таблицы, наиболее высокий коэффициент технического использования 0,843 имеют МГТЭА С-65 производства компании Capstone. В ПАО «Татнефть» эксплуатируется всего три агрегата

данного типа, но достаточно длительный срок эксплуатации, более двух лет, позволяет сделать выводы об их достаточно высокой эксплуатационной надежности, даже в условиях использования топливного газа с высоким содержанием серы.

МГТЭА С-200 того же производителя показали меньший коэффициент технического использования – 0,79. В настоящее время в ПАО «Татнефть» эксплуатируется всего 32 агрегата данного типа, но срок эксплуатации большинства из них не превышает одного года. Поэтому можно ожидать, что с окончанием периода приработки и устранения неисправностей, выявившихся на начальном этапе эксплуатации, их $K_{ТИ}$ несколько увеличится.

Вместе с тем, эксплуатация С-200 показала, что некоторые агрегаты имеют серьезные дефекты. А именно: заклинивание генератора, повреждение обмотки генератора, повреждение силовой электроники, прогар рекуператора (2 случая), прогар камеры сгорания и т.д. Причем, все эти отказы имеют единичные случаи и их нельзя отнести к дефектам конструкции, ошибкам эксплуатации и параметрам топливного газа, так как все они происходят на разных агрегатах, установленных на разных энергообъектах. Поэтому, наиболее вероятной их причиной являются производственные дефекты.

Из газопоршневых генерирующих установок, эксплуатирующихся в ПАО «Татнефть», наибольший коэффициент технического использования показали агрегаты ГДГ-90 производства ОАО «Волжский дизель им. Маминых». Длительность эксплуатации данных агрегатов 2,5÷3 года. В настоящее время в работе находится четыре установки на одном энергообъекте.

Из автономных генерирующих агрегатов производства ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс», наибольший коэффициент технического использования показали агрегаты АГП-350 – 0,784. У агрегатов АГП-200 $K_{ТИ}$ равен 0,613. Средний $K_{ТИ}$ по агрегатам ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс» составил 0,67. Длительность эксплуатации данных агрегатов 1,5÷4 года.

Газопоршневые генерирующие установки производства компании Waukesha имеют коэффициент технического использования 0,652. В настоящее время эксплуатируется три агрегата на одном энергообъекте. Длительность эксплуатации данных агрегатов 2,7 года.

Остальные газопоршневые установки эксплуатируются в единичном количестве, не позволяющем сделать выводы о показателях их надежности в условиях ПАО «Татнефть». Средний коэффициент технического использования газопоршневых генерирующих установок составил 0,709, что существенно ниже, чем у генераторов с газотурбинным приводом.

Таким образом, по результатам расчета коэффициентов технического использования для газопоршневых и газотурбинных генерирующих установок, эксплуатирующихся в ПАО «Татнефть», можно сделать следующие выводы:

1. Наиболее пригодным типом привода автономных генерирующих установок является газотурбинный, имеющий средний коэффициент технического использования 0,8, против 0,7 у газопоршневых агрегатов.

2. Получившие наиболее широкое распространение газотурбинные С-200 имеют небольшой срок эксплуатации, на котором имеют место единичные случаи аварийных отказов, приводящие к длительным простоям на период ремонта и ожидания запчастей. Можно ожидать, что после окончания периода приработки и устранения выявленных дефектов коэффициент их технического использования несколько возрастет.

С учетом коэффициентов технического использования, располагаемая усредненная электрическая мощность может быть определена по формуле:

$$P_{расп} = n \cdot P_{ном} \cdot K_{ми}, \quad (1.2)$$

где $P_{ном}$ – номинальная единичная мощность генераторной установки, Вт;

n – количество агрегатов на энергообъекте, шт;

$K_{ми}$ – коэффициент технического использования, принимаемый 0,8 для газотурбинных установок и 0,7 для газопоршневых.

1.4.2 Анализ нагрузки газогенераторных электроагрегатов на объектах ПАО «Татнефть»

Как показала информация об электрических нагрузках автономных генерирующих установок, большую часть времени они эксплуатируются в режиме, когда генерируемая ими мощность значительно меньше, чем номинальная. Такие режимы эксплуатации присущи как газопоршневым, так и газотурбинным агрегатам. Это связано с параметрами топливного газа, не позволяющими работать в режиме номинальной мощности, его недостаточными объемами, а также необходимостью снижать генерируемую мощность газотурбинных агрегатов в летнее время, когда температура окружающего воздуха превышает 20°C. Данные о параметрах нагрузки генерирующих установок, эксплуатируемых в ПАО «Татнефть», с января по сентябрь 2013 года, приведены в таблице 1.5.

Как видно из данных таблицы 1.5, нагрузка генерирующих установок может меняться в достаточно широких пределах – от 25 до 100%. При этом, газотурбинным установкам свойственна более высокая нагрузка, чем газопоршневым.

В таблице 1.5 показаны фактические усредненные нагрузки газопоршневых и газотурбинных установок по типам агрегатов и компаниям производителям оборудования. На основе данных таблицы 1.6 определены коэффициенты загрузки ГТУ и ГПА, эксплуатируемых в ПАО «Татнефть». Для газотурбинных установок коэффициент загрузки в летнее время получился ниже, чем в зимнее. Нагрузка газопоршневых установок остается практически постоянной, вне зависимости от времени года. Усредненный коэффициент загрузки для газопоршневых установок может быть принят 0,45, для газотурбинных – 0,9 в зимнее время года и 0,8 в летнее. При расчете фактической мощности агрегатов, используемой для когенерации, данные коэффициенты могут определяться для конкретного энергообъекта.

Таблица 1.5 - Фактическая средняя нагрузка ГТУ и ГПА по типам агрегатов в ПАО «Татнефть»

№ п/п	Производитель	ГТУ ГПА	Агрегат	Р _{ФАКТ} , кВт								
				Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.
1	Capstone	ГТУ	С-65	57,5	60	59	53,5	41, 7	43,3	35	36, 7	41, 7
2		ГТУ	С-200	139	153	177	180	175	165	162	156	161
3	ОАО «Волжский дизель им. Маминых»	ГПА	ГДГ-90	196, 7	199	266	271	255	239	262,5	275	275
4	ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс»	ГПА	АГП-200	48	71	54	54	52	51	41, 7	66	55
5		ГПА	АГП-350	140	130	127,5	137,5	142,5	177,5	175	157,5	175
6	Waukesha	ГПА	АГП-310	155	185	170	125	185	155	175	175	175

Таблица 1.6 - Коэффициенты загрузки ГТУ и ГПА в ПАО «Татнефть»

№ п/п	Производитель	ГТУ ГПА	Агрегат	Коэффициент загрузки	
				Зимний сезон	Летний сезон
1	Capstone	ГТУ	С-65	0,9	0,65
2			С-200	0,9	0,8
3	ОАО «Волжский дизель им. Маминых»	ГПА	ГДГ-90	0,7	0,7
4	ЗАО «ПФК «Рыбинсккомплекс»	ГПА	АГП-200	0,25	0,25
5		ГПА	АГП-350	0,43	0,43
6	Waukesha	ГПА	АГП-310	0,55	0,55

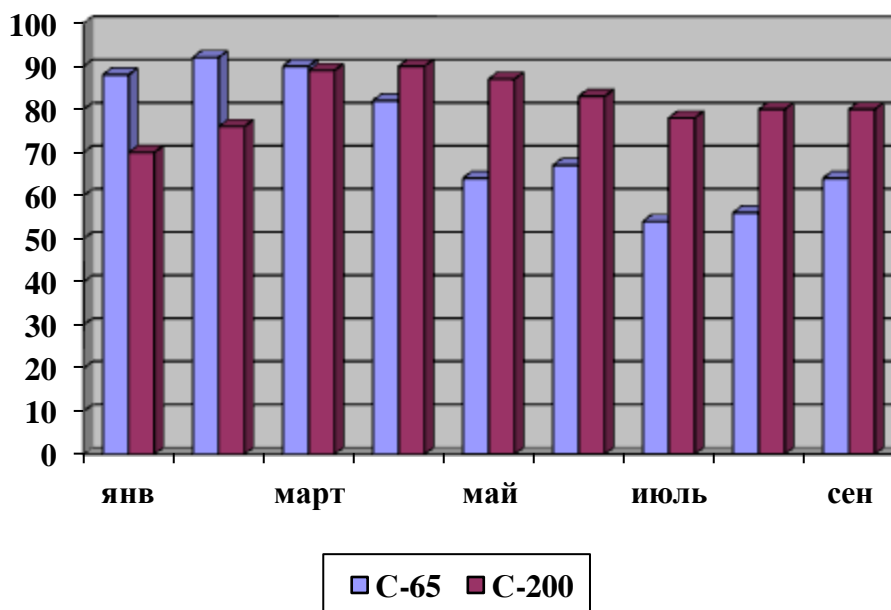


Рисунок 1.2 - График загрузки МГТЭА С-65 и С-200

На рисунке 1.2 приведен график загрузки МГТЭА С-65 и С-200. Первоначальная неполная нагрузка С-200 в январе-феврале объясняется тем, что в это время они только вводились в эксплуатацию и работали в режиме наладки. Летнее снижение нагрузки происходит по причине увеличения температуры окружающей среды, что приводит к снижению номинальной мощности и коэффициента полезного действия газотурбинных агрегатов.

На основании определенных коэффициентов загрузки, фактическая электрическая мощность может быть определена по формуле:

$$P_{\text{факт}} = n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_z, \quad (1.3)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная единичная мощность генераторной установки, Вт;

n – количество агрегатов на энергообъекте, шт;

K_z - коэффициент загрузки.

1.5 Исследование схем комбинированного электроснабжения объектов нефтяных и газовых предприятий

Одним из преимуществ эксплуатации газогенераторных установок является возможность применения различных схем энергоснабжения потребителей с целью использования электротехнического комплекса

предприятия с наибольшей эффективностью. В работе рассмотрены несколько схем энергоснабжения, позволяющих обеспечить энергией потребителей в соответствии с их графиками нагрузок, а также разработан способ комбинированного электропитания:

- Традиционная схема энергоснабжения;
- Когенерационная схема энергоснабжения;
- Тригенерационная схема энергоснабжения.

1.5.1 Схема автономного электроснабжения потребителей с использованием в качестве энергоносителя природного или попутного нефтяного газа

Традиционная схема энергоснабжения (рисунок 1.3) предполагает использование установки для выработки только электрической энергии одним типом агрегатов. При этом КПД генерации электрической энергии турбогенератором составит в среднем 35%, остальной потенциал первичного энергоносителя вместе с выхлопными газами установки будет выброшен в атмосферу [13].

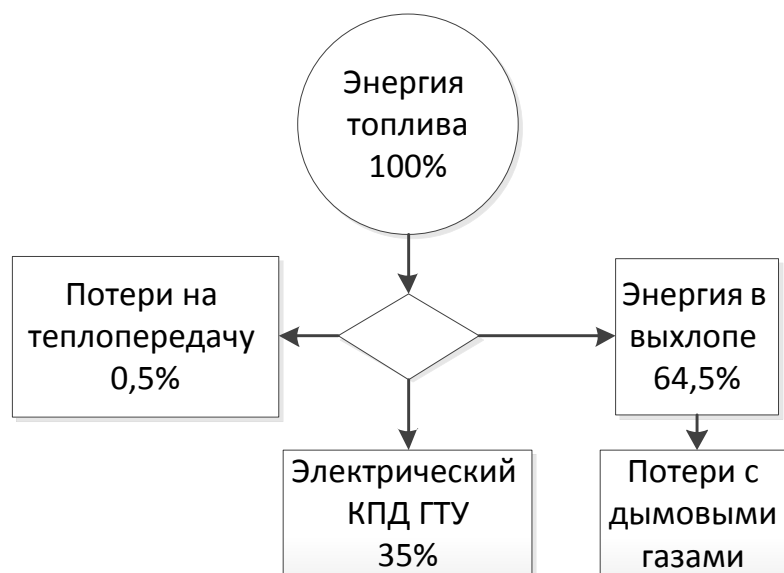


Рисунок 1.3 - Энергетический баланс традиционной схемы энергоснабжения

Эффективность функционирования электротехнического комплекса при такой схеме электроснабжения будет определяться работой узлов ГТУ.

1.5.2 Система электроснабжения с когенерационным и тригенерационным энергетическими циклами

На объектах ПАО «Татнефть» был проведен анализ работы газогенераторных установок, которые могут использоваться как в режиме генерации электрической энергии, так и в режиме когенерации – одновременной выработке электричества и тепла [106, 108]. Для оценки энергетической эффективности использования первичного энергоносителя в когенерационном режиме были проведены экспериментальные исследования на 24 МГТЭА Capstone C200 единичной мощностью 200 кВт.

Потребителями тепла в промышленных условиях могут быть как производственные, так и бытовые объекты [4]. Получаемая в когенерационном режиме тепловая энергия используется, например, для подогрева нефти, поступающей с групповой замерной установки для предварительного сброса газа. Дополнительное нагревание поступающей со скважин нефтегазоводяной жидкости (НГВЖ) способствует понижению ее вязкости и интенсификации процесса разгазирования [17, 39].

Потенциальная возможность применения когенерации и использования тепла выхлопных газов МГТЭА имеется на трех объектах: ГЗНУ-1331, ГЗНУ-206 и УПС-102. Тепло возможно использовать для нагрева поступающей на объекты эмульсии с целью увеличения глубины сброса пластовой воды, а также увеличения выхода попутного газа. В зимнее время года тепло может быть использовано для отопления здания операторной.

Мощность и количество потребителей попутного нефтяного газа определялось на основе располагаемых объемов топливного газа. Кроме объема газа, важнейшей характеристикой, определяющей возможность применения того или иного вида оборудования, является его химический состав и теплотворная способность.

В результате исследований установлено, что для газотурбинных установок соотношение между тепловой мощностью, которую можно использовать для когенерации, и электрической ($k_{ТЭ}$) составляет 2:1. Для

газопоршневых установок, имеющих более высокий КПД, данное соотношение может быть принято как 1,5:1.

С учетом (1.2) и (1.3) энергия первичного энергоносителя, которая преобразуется в режиме когенерации в единицу времени, может быть определена по формуле.

$$Q_{\text{ког}} = k \cdot n \cdot P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ти}} \cdot K_3 \cdot K_{\text{вз}}, \quad (1.4)$$

где k – коэффициент выработки тепловой энергии на 1 кВт произведенной электрической энергии, для ГТУ $k = 2$, для ГПА $k = 1,5$;

n – количество установок, находящихся в работоспособном состоянии, шт;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная электрическая мощность установки, Вт;

$K_{\text{ти}}$ – коэффициент технического использования установки;

K_3 – коэффициент загрузки по установке;

$K_{\text{вз}}$ – коэффициент, учитывающий потери тепловой мощности с уходящими выхлопными газами.

Проведенные исследования на базе месторождений компаний «Татнефть» и «Лукойл» показали, что тепловую энергию, произведенную в режиме когенерации, не всегда возможно утилизировать в полном объеме. Если в зимний период, характеризуемый низкими температурами атмосферного воздуха (рисунок 1.4), получаемое тепло полностью используется для нагрева поступающей со скважин водонефтяной эмульсии и отопления производственных и бытовых помещений, то в летний период остается значительный потенциал неиспользуемой тепловой мощности (~10 МВт).

Возможным вариантом эксплуатации электротехнического комплекса предприятия является тригенерационная схема энергоснабжения - одновременное производство электрической энергии, тепловой энергии и холода [10, 64, 92].

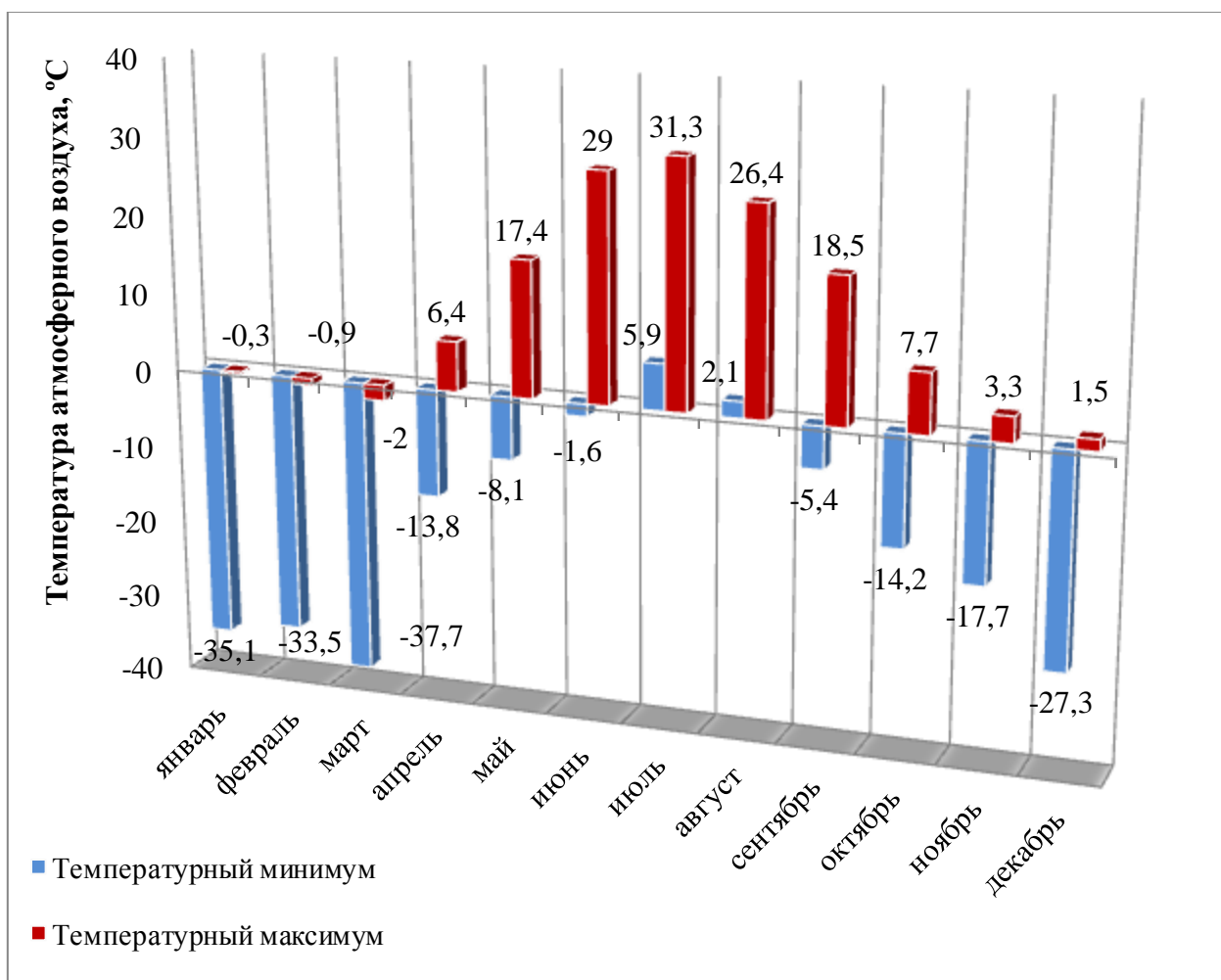


Рисунок 1.4 - График температур в течение года на Тобойском месторождении

Анализ рабочих параметров режима тригенерации был произведен на базе энергоцентра компании «Газпром» (рисунок 1.5). Энергоцентр предназначен для комплексного энергоснабжения административного комплекса компании и близлежащего жилого здания.

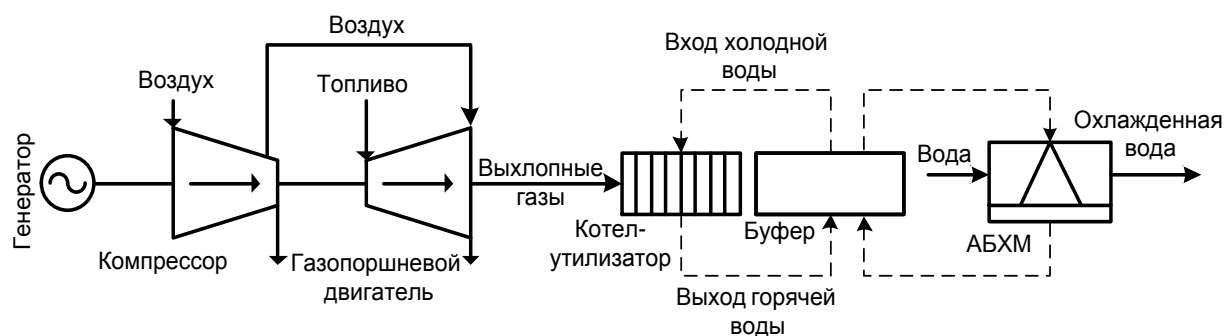


Рисунок 1.5 - Структурная схема энергоцентра в режиме тригенерации

Использование тригенерационного режима энергоснабжения позволяет достигнуть коэффициента полезного действия до 90 % при преобразовании энергии природного газа, и вместе с этим эффективно использовать генерируемую тепловую энергию [73, 93] (рисунок 1.6).

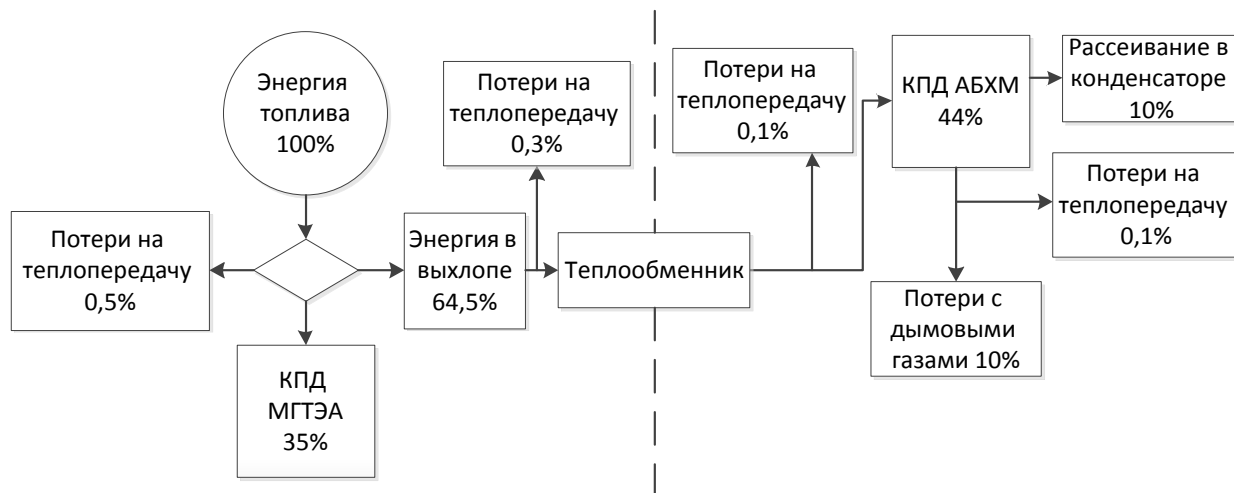


Рисунок 1.6 - Схема энергетического баланса тригенерационного энергетического комплекса

В виду наличия источников дешевой теплоты в виде высокотемпературных выхлопных газов основных электроагрегатов, используемых в тригенерационном режиме, для генерации холода целесообразно применять абсорбционные холодильные машины (АБХМ), которые производят охлажденную воду из двух веществ - воды и бромистолитиевой соли [103] (таблица 1.7).

Таблица 1.7 - Рабочие характеристики АБХМ

Характеристика, преобразование	H_2O-NH_3	$H_2O-LiBr$	
	Моно	Моно	Двойное
Температура испарения, °С	от 0 до -30	До 5	До 5
Уровень давления в машине	Выше атмосферного давления	Функционирование в частичном вакууме	Функционирование в частичном вакууме
Холодильная мощность, кВт	20-2500	300-5000	300-5000
Коэффициент преобразования тепловой энергии	0,6-0,7	0,5-0,6	0,9-1,1

Эффективность работы АБХМ при этом будет определяться как [14]:

$$\zeta = \frac{Q_0}{Q_h}, \quad (1.5)$$

где Q_0 - количество теплоты, забираемое от низкотемпературного источника, Дж;

Q_h - количество теплоты, подводимое к АБХМ, Дж.

В ходе анализа показателей графиков генерирования электрической и тепловой энергии, а также энергии холода энергоцентром газового предприятия (рисунок 1.7) было установлено, что, несмотря на более эффективное использование производимой тепловой мощности, реальный коэффициент полезного действия преобразования первичного энергоносителя достигает 66 %. Однако также следует отметить, что в случае присутствия на предприятии потребителей холода большой мощности, например, систем охлаждения входящего в ГТУ воздуха или кондиционирования воздуха в зданиях, КПД генерации энергии может превышать 90 %.

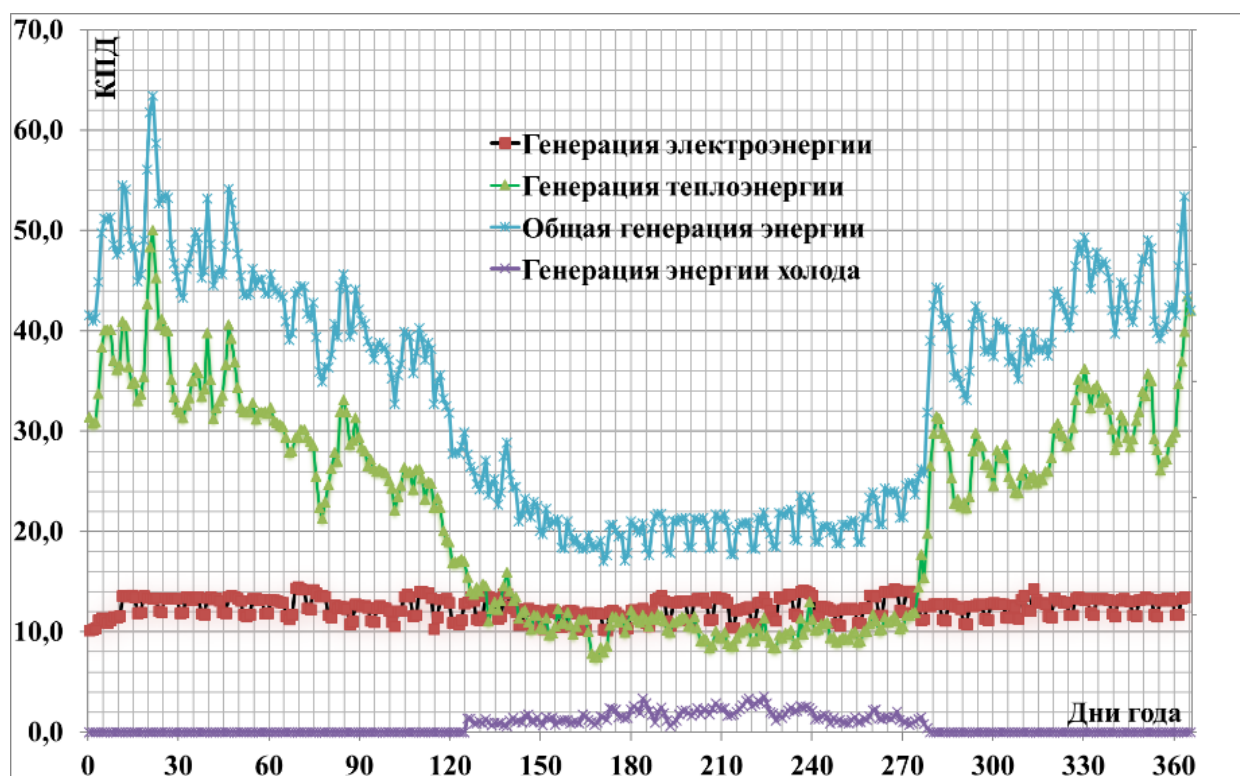


Рисунок 1.7 - Показатели генерирования энергии в течение года энергоцентром газового предприятия

1.6 Выводы по первой главе

В результате анализа современных способов автономного энергоснабжения определена цель диссертационной работы - снижение затрат на электрическую энергию в себестоимости добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа. Поставленная цель достигается путем повышения эффективности электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий за счет эксплуатации электроагрегатов, работающих на природном или попутном нефтяном газе, в бинарном цикле генерации электрической энергии с возможностью регулирования выходных параметров в соответствии с показателями графиков нагрузок потребителей.

При этом были поставлены основные задачи исследований:

1. Экспериментальные исследования параметров режима потребления электрической энергии объектами предприятий нефтегазовой отрасли в соответствии с показателями графиков энергетических нагрузок;

2. Обоснование структуры и параметров электротехнического комплекса с бинарными электроустановками, а также последующая разработка системы комплексного энергоснабжения объектов нефтяных и газовых предприятий;

3. Обеспечение эффективной совместной работы силовых элементов разработанного электротехнического комплекса при их включении через звено постоянного тока;

4. Осуществление компенсации высших гармонических составляющих напряжения, возникающих при синхронизации электрогенераторов, входящих в структуру электротехнического комплекса с бинарными электроустановками, с системой электроснабжения нефтегазового предприятия;

5. Технико-экономическое обоснование эффективности эксплуатации электротехнического комплекса с бинарными электроустановками в условиях нефтяных и газовых предприятий, не имеющих подключения к единой энергосистеме.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2.1 Производство электрической энергии в бинарном режиме

На основе исследований, выполненных на объектах нефтегазодобывающих предприятий (НГДП), и анализа показателей графиков электрических нагрузок используемых энергоцентров можно сделать вывод, что требуемая потребителями мощность варьируется в значительных пределах.

В качестве потребителя рассматривалось НГДП, относящегося к III подгруппе потребителей по распределению мощности, с мощностью выше 670 кВт, график активной мощности по продолжительности которого показан на рисунке 2.1. Анализ графиков нагрузки предприятий минерально-сырьевого комплекса (МСК) показал, что уровень мощности подстанций, распределительных пунктов являются случайными величинами подчиняющиеся нормальному закону распределения. Поэтому график нагрузки, представленный в виде изменения коэффициента максимума активной мощности в течение суток, может быть справедлив для многих предприятий МСК по добыче, транспортировке и переработке твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых.

Основными потребителями на НГДП являются асинхронные и синхронные двигатели.

В условиях предприятий МСК проводятся регулировочные мероприятия по снижению потребления электрической энергии и ограничению потребляемой мощности в часы пиковых нагрузок.

Из полученных графиков нагрузок следует, что коэффициенты заполнения графиков активной мощности по отдельным вводам и фидерам находятся в пределах $0,55 \div 0,99$. Коэффициент заполнения совмещенного графика активной мощности составляет 0,91. Коэффициент формы совмещенного графика активной мощности составляет 1,00031. Поэтому

потери электроэнергии в линиях, питающих подстанции НГДП, практически не зависят от формы профиля графика.

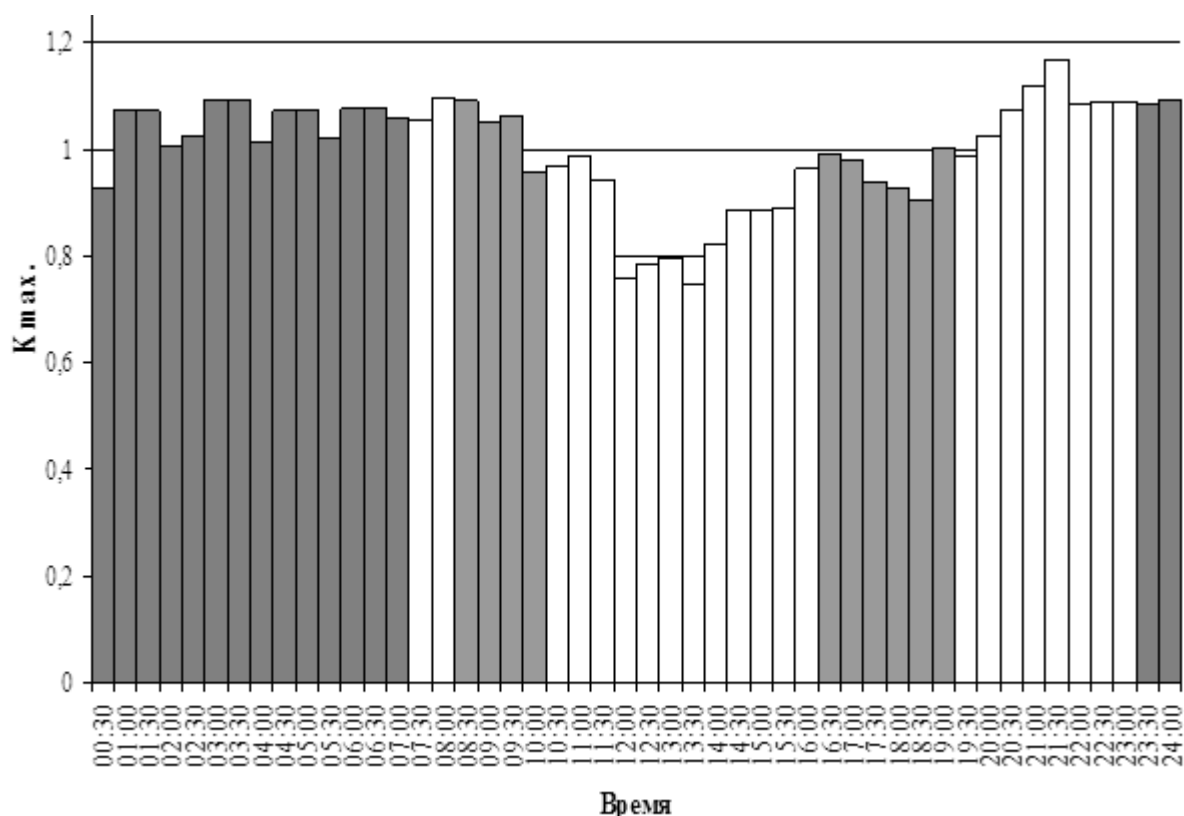


Рисунок 2.1 - Изменение коэффициента максимума активной мощности по продолжительности одной из подстанций НГДП

Актуальность применения потребителей-регуляторов обусловлена необходимостью снижения нагрузки предприятия в часы максимума энергосистемы, обеспечивая снижение потерь электроэнергии в электрических сетях предприятия и энергосистемы, уменьшение основной платы за электроэнергию, а также создание благоприятного режима работы энергосистемы в наиболее напряженный период суток.

Предприятия МСК характеризуются наличием большого числа электроприемников с практически независимыми режимами работы.

Ввиду колебаний расхода электрической энергии в течение месяца целесообразно эксплуатировать электротехнический комплекс предприятия в режиме бинарного цикла производства энергии, позволяющем варьировать выходные параметры комплекса. Такой цикл подразумевает совместное

использование МГТЭА и паротурбинного электроагрегата (ПТЭА), в качестве рабочей среды которого применяется низкокипящая жидкость [36, 45]. При использовании бинарного цикла производства электрической энергии высокотемпературные выхлопные газы МГТЭА используются для генерации пара из низкокипящей среды, приводящего вторичную турбину [59, 65]. При этом в зависимости от показателей графиков потребления энергии объектами нефтегазовых предприятий возможна генерация как электрической, так и тепловой энергии [117]. В качестве низкокипящей среды используется хладагент пентафторпропан (химическая формула $C_3H_3F_5$, точка кипения 15,3 °С, плотность в жидкой фазе 1400 кг/м³, в газообразной - 5,84 кг/м³) [58].

Комбинированная энергетическая установка работает следующим образом [66]. Топливная смесь сжигается в камере сгорания газотурбинного двигателя, вращая вал, приводящий генератор МГТЭА. Выхлопные газы двигателя направляются на теплообменник. Регулирующий штуцер при наличии потребности в тепловой энергии переводит поток выхлопных газов в теплообменник, где их температурный потенциал используется для нагрева теплоносителя в контуре обогрева. При отсутствии необходимости в тепле, а также при увеличенной электрической нагрузке, штуцер направляет поток выхлопных газов в систему парогенерирования, в которой их тепловая энергия применяется для производства пара из низкокипящей среды. Полученный пар подается на паровую турбину, приводящую генератор ПТЭА. Параметры датчиков узлов комплекса сводятся в систему управления, контролирующую работу установки, в т.ч. подачу газового топлива в камеру сгорания и положение регулирующего штуцера. В результате генераторы МГТЭА и ПТЭА работают параллельно, обеспечивая энергией нагрузку.

Комбинированная энергетическая установка, в первую очередь, предназначена для генерации электрической энергии [60, 112]. При отсутствии необходимости в дополнительной электрической мощности, но, когда существует потребность в тепловой энергии, например, в зимнее

время, тепловая мощность выхлопных газов и системы охлаждения установки полностью утилизируется в теплообменнике для нагрева теплоносителя (воды). С ростом потребляемой электрической мощности задействуется вспомогательная паровая турбина, которая использует тепловой потенциал установки полностью или частично для производства дополнительного количества электрической энергии.

В результате реализации схемы комплексного энергоснабжения достигается наиболее полное и эффективное преобразование первичного энергоносителя. Применение в электротехническом комплексе МГТЭА в сочетании с ПГЭА позволяет обеспечить потребителей электрической и тепловой энергией в соответствии с графиками нагрузок предприятия, в то же время уменьшая количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ ввиду комплексного использования топлива. Внедрение автономных когенерационных энергоагрегатов актуально для районов, удаленных от линий централизованного электрообеспечения, при этом имеющих значительную потребность в тепловой энергии.

2.1.1 Энергетический баланс бинарной энергетической установки

Энергетический баланс разработанной бинарной энергетической установки представлен в виде диаграммы на рисунке 2.2, где схематически изображены результаты процессов преобразования теплового потенциала газообразного энергоносителя в электрическую и тепловую энергию:

- в первом контуре теплота сгорания топливного газа преобразуется в электроэнергию в МГТЭА (Capstone C1000);

- во втором контуре теплота газов, отработавших в газотурбинном двигателе, преобразуется в электроэнергию в цикле паротурбинной установки.

На схеме (рис. 2.2) также показаны основные потери теплоты в окружающую среду - с уходящими газами и рассеиванием тепловой энергии в конденсаторе.

Основными потребителями на НГДП являются асинхронные и синхронные двигатели.

В условиях предприятий МСК проводятся регулировочные мероприятия по снижению потребления электрической энергии и ограничению потребляемой мощности в часы пиковых нагрузок.

Из полученных графиков нагрузок следует, что коэффициенты заполнения графиков активной мощности по отдельным вводам и фидерам находятся в пределах $0,55 \div 0,99$. Коэффициент заполнения совмещенного графика активной мощности составляет 0,91. Коэффициент формы совмещенного графика активной мощности составляет 1,00031. Поэтому потери электроэнергии в линиях, питающих подстанции НГДП, практически не зависят от формы профиля графика.

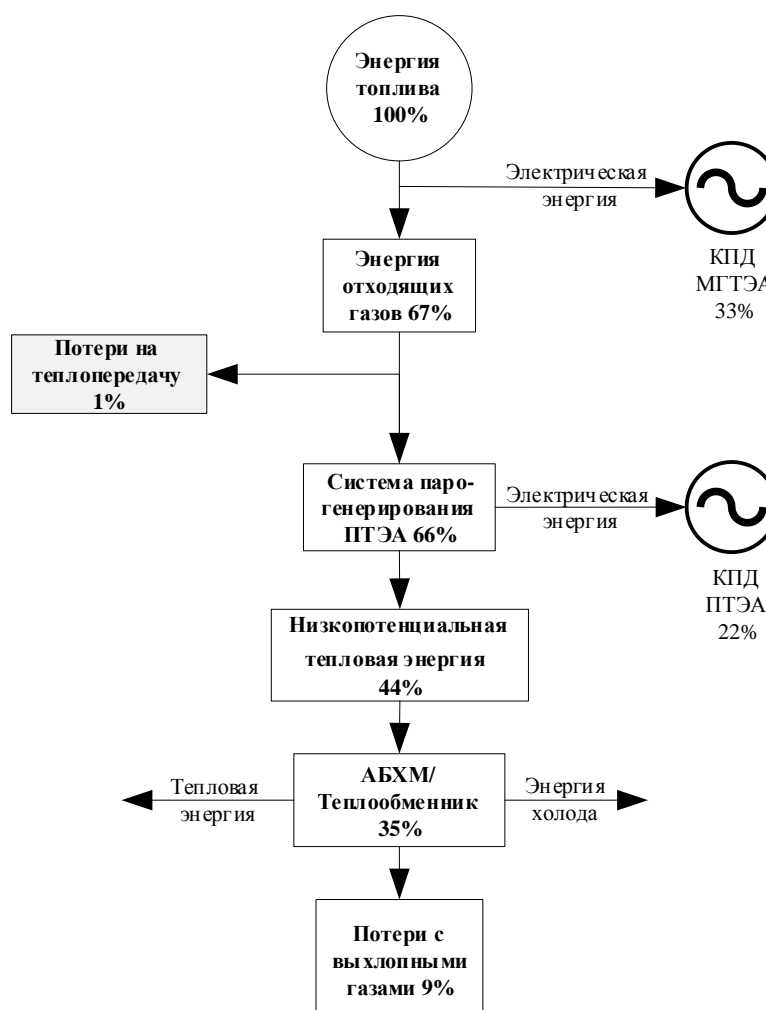


Рисунок 2.2 - Схема энергетического баланса электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электроэнергии

Для обеспечения эффективного функционирования разработанного комплекса электроснабжения необходимо обеспечить параллельную работу электрогенераторов, входящих в его состав, а также привести параметры генерируемой электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013. Для этого в его структуру необходимо ввести активный выпрямитель, автономный инвертор напряжения, а также пассивные и активный фильтры. Структура когенерационного электротехнического комплекса с бинарным циклом с включенными в него элементами силовой электроники представлена на рисунке 2.3.

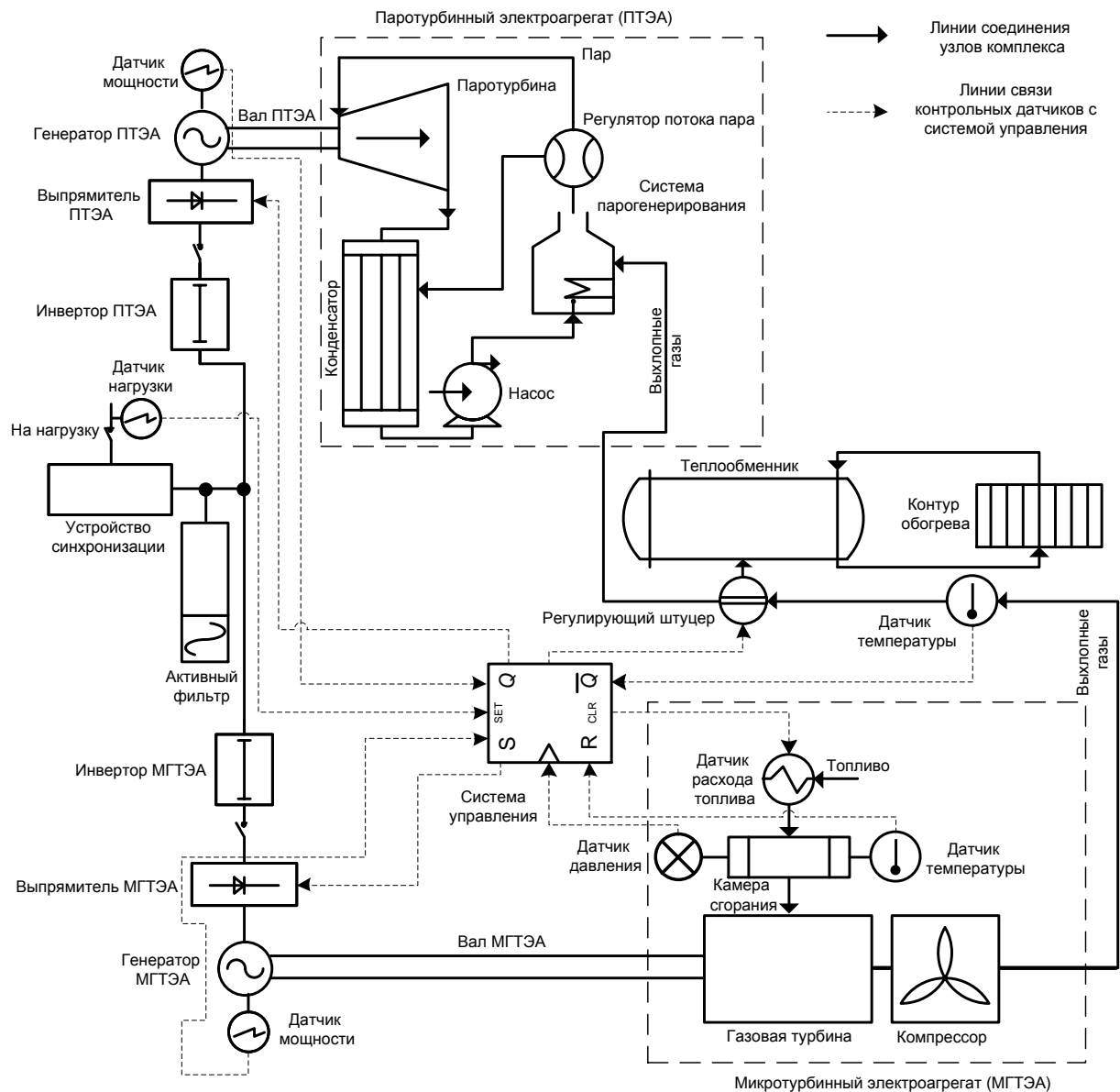


Рисунок 2.3 - Схема комбинированной энергетической установки

2.2 Обеспечение параллельной работы генераторов

Электрогенераторная установка с бинарным циклом для электропитания объектов нефтегазовых предприятий содержит два генератора: основную электрогенераторную установку (ОЭУ) и вспомогательную (ВЭУ). В качестве ОЭУ в условиях нефтегазовых предприятий предложено использовать микрогазотурбинную электроустановку, в качестве ВЭУ – паротурбинную установку. Параметры выхлопных газов для привода паровой турбины, при которых имеет место эффективная работа ВЭУ, обеспечиваются с помощью дополнительного контура с промежуточной низкокипящей рабочей средой [12].

При отсутствии необходимости в дополнительной электроэнергии, генерируемой ВЭУ, но когда существует потребность в тепловой энергии, например в зимнее время, тепло выхлопных газов и системы охлаждения ОЭУ используется в теплообменнике для нагрева теплоносителя [5]. В случае дефицита электрической мощности, если электроэнергии генерируемой основной установкой недостаточно для текущих потребностей нагрузки при работе ОЭУ в режиме максимальной мощности параллельно ей включается в работу ВЭУ (рис. 2.4).

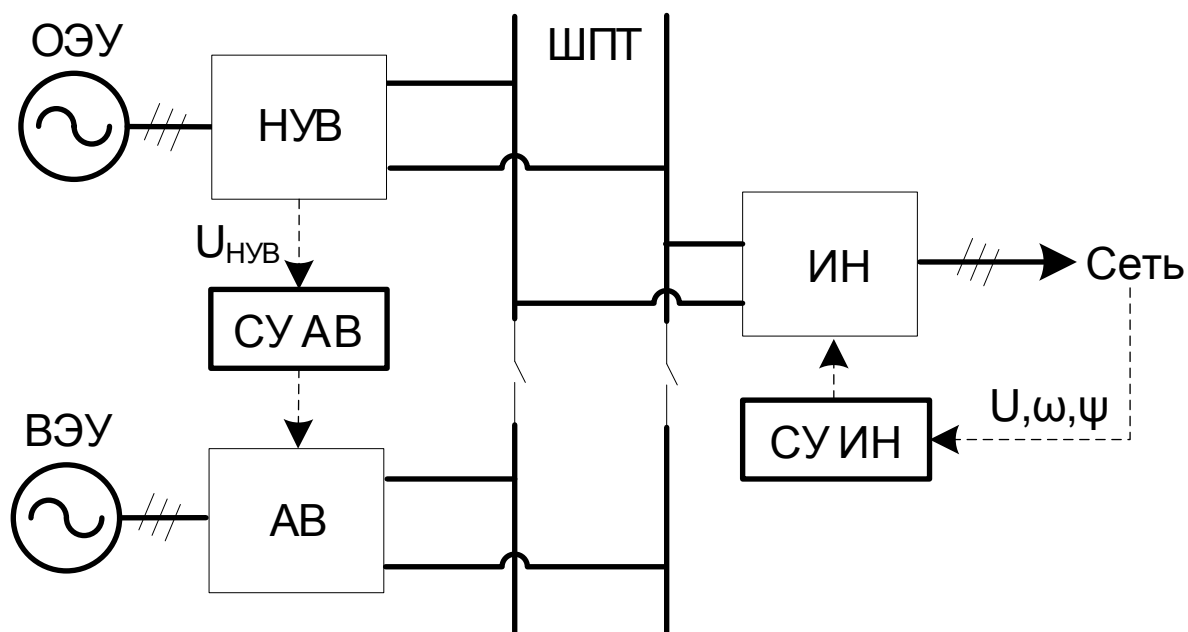


Рисунок 2.4 - Структурная схема силовой электротехнической части бинарной генераторной установки

В рамках данной работы в качестве ОЭУ принят используемый на нефтегазовых предприятиях микрогазотурбинный электроагрегат Capstone C600, представляющий собой синхронный генератор на постоянных магнитах. ВЭУ рассматривается как паротурбинный электроагрегат Calnetix WHG125, использующий теплоту выхлопа продуктов сгорания ОЭУ. Основные параметры представленных выше электрогенераторных установок приведены в таблице 2.1 [6,7]. Эффективность работы ВЭУ напрямую зависит от режима работы ОЭУ и достигает своего максимума только при работе ОЭУ в режиме максимальной мощности [65]. В этой связи в дальнейшем рассматривается работа бинарного комплекса в режиме максимальной электрической мощности.

Таблица 2.1 – Основные характеристики электрогенераторных установок.

Основная электрогенераторная установка	
Максимальная полезная электрическая мощность, кВт	600
Амплитуда генерируемого напряжения, В	173
Частота вырабатываемого тока, Гц	1000
Вспомогательная электрогенераторная установка	
Максимальная полезная электрическая мощность, кВт	125
Амплитуда генерируемого напряжения, В	77
Частота вырабатываемого тока, Гц	450

Так как частоты и амплитуды выходных напряжений ОЭУ и ВЭУ различаются, для обеспечения режима максимальной выходной мощности параллельного соединения генераторов необходимо выполнить согласование параметров электроэнергии. С этой целью используется их соединение через шину постоянного тока (ШПТ), согласование действующих напряжений осуществляется путём применения активного выпрямителя напряжения (АВН) (см. рис. 2.4). Высокое быстродействие и точность АВН позволит уменьшить потери на уравнительные токи в сопротивлении шин $Z_{ш}$ при отклонениях и колебаниях напряжения ОЭУ, вызванных изменениями частоты вращения микротурбины.

Автономный инвертор тока (АИТ) преобразует электроэнергию постоянного тока в переменное напряжение с параметрами напряжения сети, к которой производится подключение. Для этого в систему управления должны непрерывно поступать данные о величине U_c , частоте сети f_c и фазах ψ_c сетевых напряжений.

ОЭУ питает ШПТ через неуправляемый выпрямитель (НУВ), который состоит из шести силовых диодов, включенных по трёхфазной полумостовой схеме. В выпрямленном напряжении НУВ содержатся пульсации (рис. 2.5), коэффициент которых $\varepsilon_{\text{нуб}}$ равен отношению амплитудного значения напряжения основной (наиболее выраженной) гармоники выпрямленного напряжения $U_{d1_нуб}$ к его среднему (действующему) значению $U_{d0_нуб}$:

$$\varepsilon_{\text{нуб}} = \frac{U_{d1_нуб}}{U_{d0_нуб}} = \frac{2}{p^2 - 1}, \quad (2.1)$$

где p – пульсность схемы выпрямления.

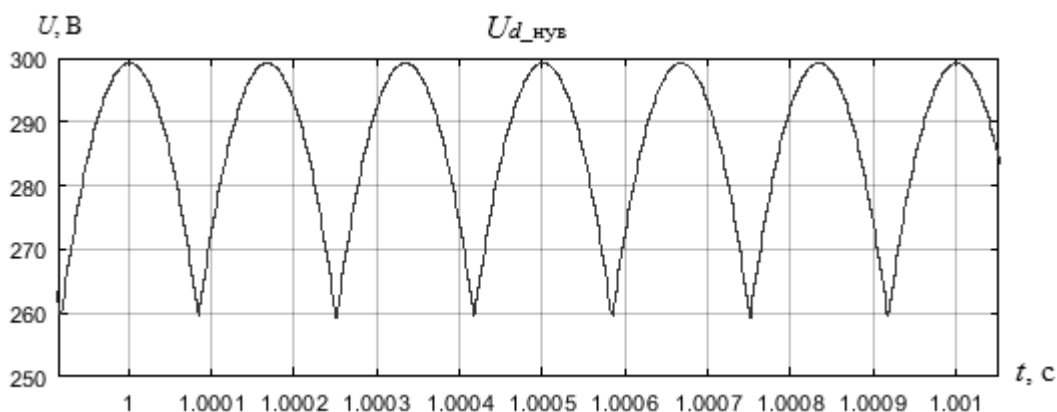


Рисунок 2.5 - Форма напряжения на выходе НУВ ($U_{d0_нуб} \approx 286$ В)

Для трехфазной мостовой схемы $p = 6$, получаем $\varepsilon \approx 0,057$, таким образом, пульсации выпрямленного напряжения на выходе НУВ составляют менее 6 %. Для дальнейшего снижения пульсаций применяется фильтр низких частот.

2.3 Активный выпрямитель напряжения

Активный выпрямитель напряжения регулирует выпрямленное напряжение в сторону его увеличения от величины выходного напряжения

диодного выпрямителя с аналогичными параметрами [40]. Высокая точность и быстродействие позволяет выполнять коррекцию выходного напряжения АВН в соответствии с действующим напряжением на выходе НУВ, снижая уравнительные токи и потери в ШПТ.

На рисунке 2.6 представлена схема трёхфазного АВН: на входе выпрямителя – трехфазная сеть переменного тока, последовательно с которой включены буферные реакторы L , на выходе – конденсатор C , выполняющий функцию выходного фильтра. В качестве электронных ключей в силовых преобразователях средней и большой мощности используются биполярные транзисторы с изолированным затвором (IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor) [16]. Драйверы – электронные устройства, выполняющие преобразование управляющих сигналов в сигналы непосредственного воздействия на IGBT ключи [55].

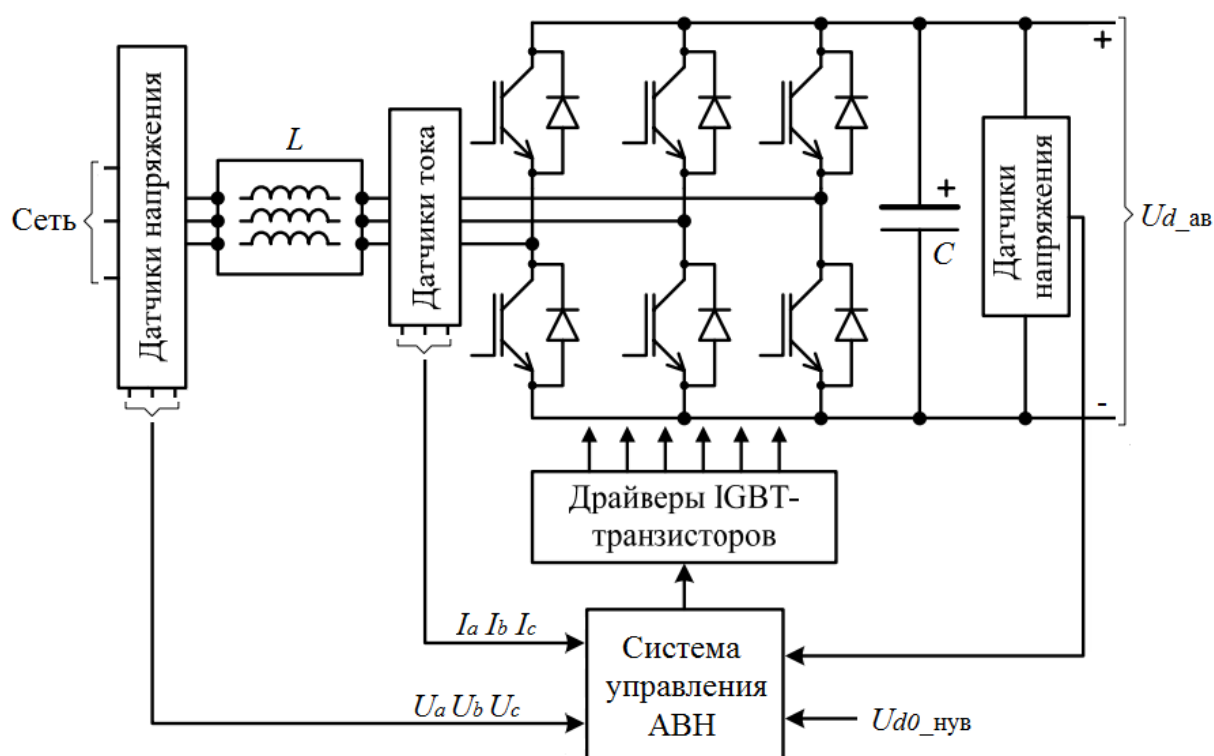


Рисунок 2.6 - Структурная схема АВН

Система управления (СУ) АВН формирует широтномодулированные импульсы управления транзисторами, опираясь на напряжение задания $U_{d0_нуб}$, контролируя таким образом линейные напряжения и фазные токи трехфазного источника, а также выпрямленное напряжение $U_{d_ав}$.

Потребляемые из сети токи I_a, I_b, I_c являются практически синусоидальными, а угол сдвига φ основной гармоники тока относительно напряжения сети поддерживается максимально близким к нулю. За счёт этого АВН напряжения обеспечивает близкий к единице коэффициент мощности полупроводникового преобразователя [40].

Для описания процессов, протекающих в АВН используется схема замещения, изображённая на рисунке 2.7, где: r, x – активное и реактивное сопротивление контура, образованного сетью, буферным реактором и полупроводниковыми ключами; C – выходной конденсатор; I_1 – сетевой ток; I_B – полный ток в звене постоянного тока; I_C – ток конденсатора; I_H – ток нагрузки; $U_{d_{ав}}$ – выходное напряжение АВН.

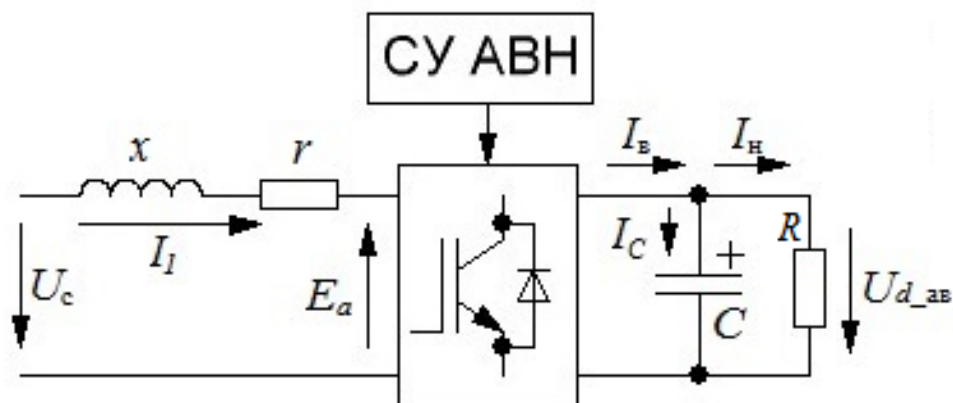


Рисунок 2.7 - Схема замещения АВН

Чтобы исключить периодические коэффициенты в уравнениях, электромагнитные процессы в этой схеме описываются с использованием метода пространственного вектора. Для этого неподвижная система координат ABC заменяется ортогональной координатной системой dq , вращающейся с частотой основной гармоники [43].

Входной контур АВН описывается выражением:

$$\bar{U}_c = \bar{E}_a + L \frac{d\bar{i}_1}{dt} + r\bar{i}_1 + jx\bar{i}_1, \quad (2.2)$$

где \bar{U}_c – обобщённый вектор напряжения сети; \bar{E}_a – вектор-функция противо-ЭДС АВН по первой гармонике; \bar{i}_1 – вектор-функция сетевого тока; j – орт мнимой оси [32].

Выпрямитель формирует в фазах сети ЭДС, основная гармоника которой равна:

$$\bar{E}_a = \frac{M_a \bar{U}_{d_ав}}{2} e^{j\phi_m}, \quad (2.3)$$

где $U_{d_ав}$ – напряжение на выходе выпрямителя, В; M_a – коэффициент амплитудной модуляции; ϕ_m – фаза между напряжением модуляции и напряжением сети, e – число Эйлера.

Эти уравнения можно записать в виде проекций на вещественную и мнимую оси в синхронно вращающейся системе координат dq . Вектор напряжения сети при этом совмещается с вещественной осью d , его реактивная составляющая равна нулю. Преобразуя выражения (2.2) и (2.3) с учётом этого, получаем систему уравнений (2.4):

$$\begin{cases} U_d = U_c = E_d + L \frac{di_d}{dt} + ri_d - xi_q, \\ 0 = E_q + L \frac{di_q}{dt} + ri_q + xi_d, \\ E_d = \frac{M_a U_{d_ав}}{2} \cos \phi_m, \\ E_q = \frac{M_a U_{d_ав}}{2} \sin \phi_m, \\ E_a = \sqrt{E_d^2 + E_q^2}. \end{cases} \quad (2.4)$$

Добавим в эту систему уравнение контура, образованного выпрямителем и цепью постоянного тока по второму закону Кирхгофа, и уравнение энергетического баланса между сетью и нагрузкой [41]:

$$\begin{cases} C \frac{dU_{d_ав}}{dt} = i_c = i_b - i_n = i_b - \frac{U_{d_ав}}{R}, \\ \frac{3}{2} U_c i_d = U_{d_ав} i_s + \frac{3}{2} r (i_d^2 + i_q^2). \end{cases} \quad (2.5)$$

где C – емкость конденсатора; R – сопротивление нагрузки.

Статический режим по окончании переходных процессов включения с учётом выражений (2.4) и (2.5) выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} U_c = E_d + rI_d - xI_q, \\ 0 = E_q + rI_q + xI_d, \\ E_d = \frac{M_a U_{d_ав}}{2} \cos \varphi_m, \\ E_q = \frac{M_a U_{d_ав}}{2} \sin \varphi_m, \\ E_a = \sqrt{E_d^2 + E_q^2}. \end{cases} \quad (2.6)$$

$$\begin{cases} \frac{3}{2} U_c i_d = U_{d_ав} I_B + \frac{3}{2} r(I_d^2 + I_q^2), \\ I_B = \frac{U_{d_ав}}{R}. \end{cases} \quad (2.7)$$

Решение этих систем позволяет получить статическую характеристику активного выпрямителя – зависимость выходного напряжения от коэффициента и фазы модуляции:

$$U_{d_ав} = \frac{\frac{3}{4} M_a U_c \frac{R}{z^2} (r \cos \varphi_m - x \sin \varphi_m)}{1 + \frac{3}{8} M_a^2 \frac{rR}{z^2}} \quad (2.8)$$

где $z = \sqrt{x^2 + r^2}$ – полное сопротивление контура со стороны сети.

Вычислив производную выражения (2.8) по φ_m получим экстремум функции $U_{d_ав} = f(\varphi_m)$ в точке:

$$\varphi_m = \arctan \frac{x}{r}. \quad (2.9)$$

Выражение (2.9) показывает, что существует значение фазы модуляции, при котором выходное напряжение АВН достигает максимума для определённого сопротивления нагрузки R .

Для удобства дальнейших преобразований перейдём к базовым величинам $U' = U_c$ и $I' = U'/z$. Используя уравнение энергетического баланса из системы (2.5), получим электромагнитные и энергетические характеристики АВН:

$$\begin{cases} I'_d = \frac{r}{z} - \frac{M_a U'_{d_ав}}{z} (r \cos \varphi_m + x \sin \varphi_m), \\ I'_q = -\frac{x}{z} + \frac{M_a U'_{d_ав}}{z} (x \cos \varphi_m - r \sin \varphi_m), \\ I'_1 = \sqrt{(I'_d)^2 + (I'_q)^2}, \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} P' = 1,5 U' I'_d, \\ Q' = -1,5 U' I'_q, \\ S'_1 = U' \sqrt{(I'_d)^2 + (I'_q)^2}. \end{cases} \quad (2.11)$$

Из этих выражений видно, что при выполнении условия (2.9) коэффициент амплитудной модуляции регулирует величину активной мощности, которую выпрямитель передает в нагрузку, но не влияет на потребление реактивной мощности. Верхняя граница выпрямленного напряжения теоретически не ограничена. Практически же максимальное значение выпрямленного напряжения, зависит от соотношения активного сопротивления элементов контура сети r и активного сопротивления нагрузки R [76].

2.3.1 Управление и основные параметры АВН

Система управления АВН должна осуществлять контроль величины выходного напряжения $U_{d_ав}$ на уровне выпрямленного напряжения НУВ $U_{d0_нуб}$, обеспечивая при этом близкий к единице коэффициент мощности. Для этого в СУ применяется метод пространственного вектора, а управляющие импульсы формируются при помощи симметричной синусоидальной широтно-импульсной модуляции (ШИМ) [89]. Функциональная схема замкнутой двухконтурной СУ АВН, осуществляющей коррекцию коэффициента мощности, приведена на рисунке 2.8, система ЭДС источника и нагрузка по фазам считаются симметричными.

$$\begin{aligned}\cos \theta &= \frac{U_{\alpha}}{\sqrt{U_{\alpha}^2 + U_{\beta}^2}}, \\ \sin \theta &= \frac{U_{\beta}}{\sqrt{U_{\alpha}^2 + U_{\beta}^2}}.\end{aligned}\tag{2.13}$$

Ось d при этом совмещается с обобщённым вектором напряжения сети.

По измеренным токам фаз сети I_{s_abc} , вычисляются проекции вектора сетевого тока на оси $\alpha\beta$:

$$\begin{aligned}I_{s\alpha} &= \frac{2I_{sa} - I_{sb} - I_{sc}}{3}, \\ I_{s\beta} &= \frac{\sqrt{3}(I_{cb} - I_{cc})}{3}.\end{aligned}\tag{2.14}$$

Затем определяются проекции вектора тока на оси dq :

$$\begin{aligned}I_{sd} &= I_{s\alpha} \cos \theta + I_{s\beta} \sin \theta, \\ I_{sq} &= -I_{s\alpha} \sin \theta + I_{s\beta} \cos \theta.\end{aligned}\tag{2.15}$$

В основу работы схемы на рисунке 2.8 положено уравнение (2.2), спроецированное в систему координат dq . Задания сетевых напряжений при пренебрежении малым активным сопротивлением входного контура r определяются как:

$$\begin{aligned}U_{sd_3} &= E_d - k_p \varepsilon_{Id} - k_i I_{sd} + \omega L I_{sq} \\ U_{sq_3} &= E_q - k_p \varepsilon_{Iq} - k_i I_{sq} - \omega L I_{sd},\end{aligned}\tag{2.16}$$

где k_p и k_i – соответственно пропорциональный и интегральный коэффициенты токовых регуляторов, E_d и E_q – активная и реактивная составляющие напряжения АВН (заданного сетевого напряжения) соответственно.

Задание по выходному напряжению U_{d_3} сравнивается с фактическим напряжением U_{db} ошибка выходного напряжения ε_{Ud} поступает на вход регулятора. Задание по активному току I_{sd_3} зависит от тока нагрузки I_d и определяется требуемым выходным напряжением, его величина берётся с регулятора напряжения. Реактивный ток I_{sq_3} и реактивная составляющая напряжения выпрямителя E_q , при представлении АВН нагрузкой с коэффициентом мощности близким к единице, должен быть равен нулю.

Задание по активной составляющей напряжения E_d в этом случае совпадает с заданным сетевым напряжением $U_{s_{\alpha_3}}$.

Проекции вектора заданного сетевого напряжения на оси $\alpha\beta$ вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned} U_{s_{\alpha_3}} &= U_{sd_3} \cos \theta - U_{sq_3} \sin \theta, \\ U_{s_{\beta_3}} &= U_{sd_3} \sin \theta + U_{sq_3} \cos \theta. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Преобразование из системы координат $\alpha\beta$ в abc производится как:

$$\begin{aligned} U_{sa_3} &= U_{\alpha}, \\ U_{sb_3} &= \frac{-U_{\alpha} + \sqrt{3}U_{\beta}}{2}, \\ U_{sc_3} &= \frac{-U_{\alpha} - \sqrt{3}U_{\beta}}{2}. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Заданные сигналы сетевого напряжения поступают на входы ШИМ генератора импульсов управления силовыми ключами.

Для расчета требуемой величины индуктивности сетевых реакторов требуется знать спектральный гармонический состав напряжения, прикладываемого со стороны сети к буферным реакторам. Гармонический состав данного напряжения зависит от вида ШИМ, глубины модуляции и других параметров, изменяющихся в зависимости от режима. В этой связи для анализа наиболее эффективным представляется использование метода математического моделирования [69]. В первом приближении значение индуктивности реактора рассчитывается по формуле:

$$L = \frac{U_{d_{ab}}}{6\pi f_n \Delta I}, \quad (2.19)$$

где f_n – частота несущего сигнала ШИМ, Гц.

Амплитуда гармоники сетевого тока с частотой ШИМ:

$$\Delta I = \frac{\sqrt{2}k_r P_n}{3U_{\phi}}, \quad (2.20)$$

здесь k_r – коэффициент гармоник; P_n – мощность, потребляемая нагрузкой, Вт; U_{ϕ} – действующее фазное напряжение, В.

Частота несущего сигнала f_n широтно-импульсной модуляции (ШИМ) активного выпрямителя должна значительно превышать частоту модулирующего сигнала f_m . Соотношение частот f_m и f_n называется индексом частотной модуляции M_f :

$$M_f = f_n / f_m. \quad (2.21)$$

С ростом M_f увеличиваются коммутационные потери в силовых ключах преобразователя, но при этом улучшается спектральный состав потребляемого напряжения и тока, упрощается задача фильтрации высших гармоник, обусловленных процессом модуляции и уменьшается мощность искажений, что позволяет более эффективно снимать энергию с генераторов. Частота ШИМ АВН была выбрана 10 кГц, чтобы обеспечить индекс частотной модуляции более 21, это делается для исключения необходимости синхронизировать модулирующий и несущий сигналы ШИМ [77].

Сглаживание выходных пульсаций напряжения АВН осуществляется конденсаторным накопителем. Поскольку частота ШИМ значительно превышает частоту основной гармоники, полагаем сетевые токи на интервале ШИМ постоянными.

Изменение напряжения на конденсаторе АВН в течение интервала симметричной синусоидальной ШИМ определяется как:

$$\Delta U_{\text{ашим}} = \frac{I_c T_n \sqrt{3}}{C_d \sqrt{2}}, \quad (2.22)$$

где I_c – действующее значение номинального сетевого тока, А; T_n – период симметричной ШИМ, с; C_d – ёмкость конденсатора, Ф.

Величина выходной ёмкости АВН определяется исходя из требований пульсаций выходного напряжения.

2.3.2 Параллельная работа НУВ и АВН

При отклонениях скорости вращения ОЭУ и, как следствие, выходного напряжения НУВ требуется корректировать выходное напряжение АВН. Оценка эффективности использования АВН в составе бинарного комплекса

проводилась с помощью имитационного моделирования комплекса в среде MATLAB Simulink (рис. 2.9). В ходе моделирования оценивалось быстродействие АВН при колебаниях частоты и амплитуды ОУЭ и ВЭУ.

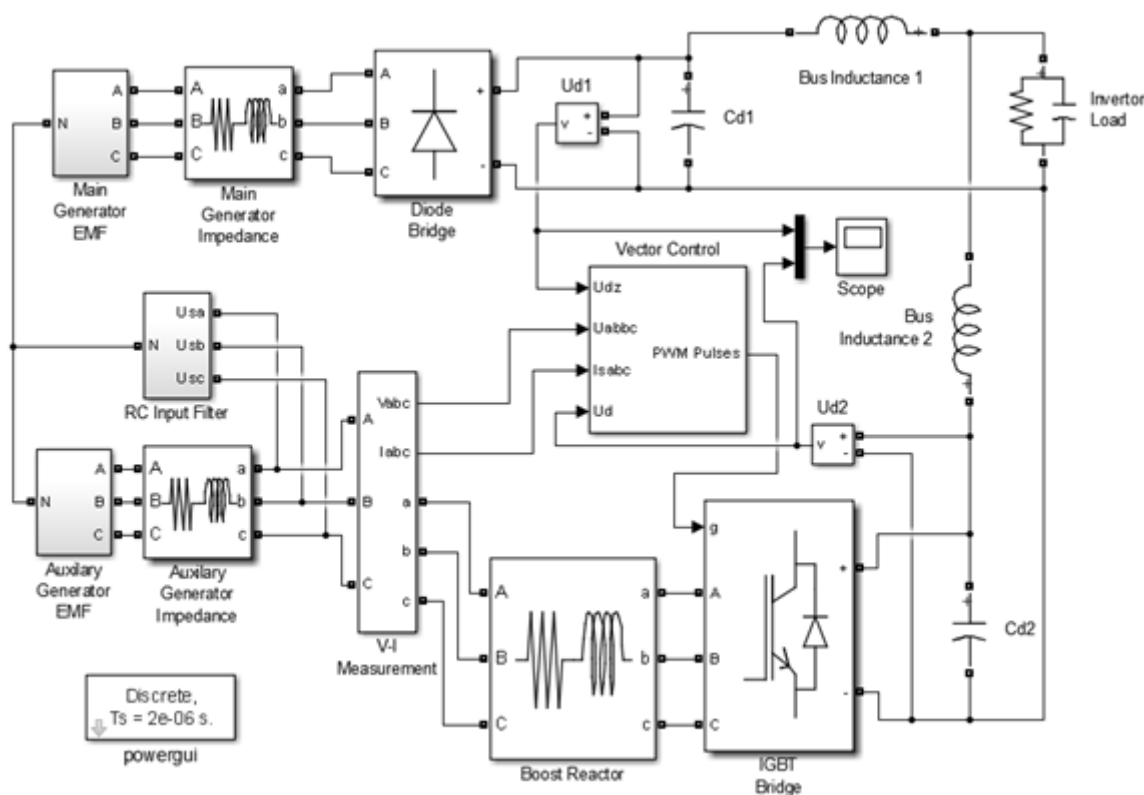


Рисунок 2.9 - Модель бинарного электротехнического комплекса с параллельной работой ИУВ и АВН в среде Matlab Simulink

Модель содержит управляемые генераторы, диодный выпрямитель с выходным фильтром, активный выпрямитель с входными и выходными фильтрами и буферным реактором, нагрузка представлена индуктивностью соединительных шин и RC-звеном, имитирующим выходной инвертор. В ходе моделирования силовые ключи рассматривались как идеальные элементы (без потерь активной мощности на их внутреннем сопротивлении), оба генератора работают в симметричном режиме. Система управления (СУ) АВН с коррекцией коэффициента мощности и плавающим заданием по напряжению реализована по векторному алгоритму в блоке Control System (рис. 2.10). ШИМ генератор использует треугольный несущий сигнал с частотой 9500 кГц, чтобы исключить возникновение интергармоник, возникающих при рассинхронизации несущего и задающего сигналов [55].

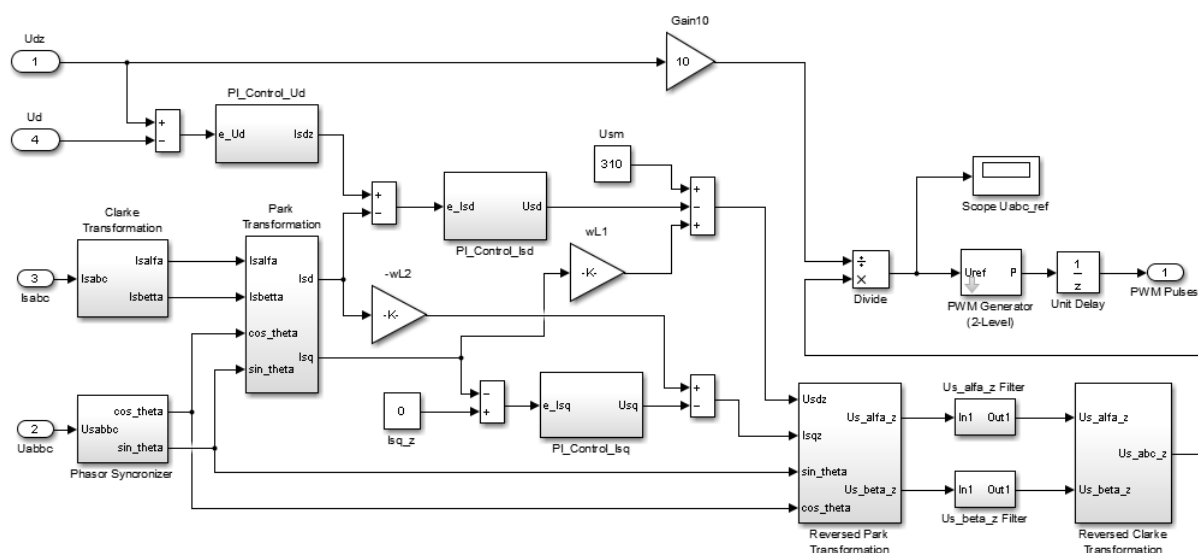


Рисунок 2.10 - Система управления АВН с коррекцией коэффициента мощности в среде Matlab Simulink

Опорное напряжение $U_{d_нуб}$ напрямую зависит от частоты вращения синхронного генератора ОЭУ и, как следствие, не может изменяться скачкообразно. На рисунке 2.11 показан график напряжения $U_{d_ав}$ при колебаниях напряжения НУВ в пределах $286 \text{ В} \pm 10 \%$. Напряжение $U_{d_нуб}$ и $U_{d_ав}$ в момент времени $t = 0$ равно установившемуся значению, так как АВН подключается к ШПТ при работе ОЭУ в режиме максимальной мощности после зарядки выходного конденсатора. В установившемся режиме работы подстройка выходного напряжения АВН происходит менее чем за 0,1 с, что позволяет минимизировать потери на протекание уравнительных токов при колебаниях напряжения.

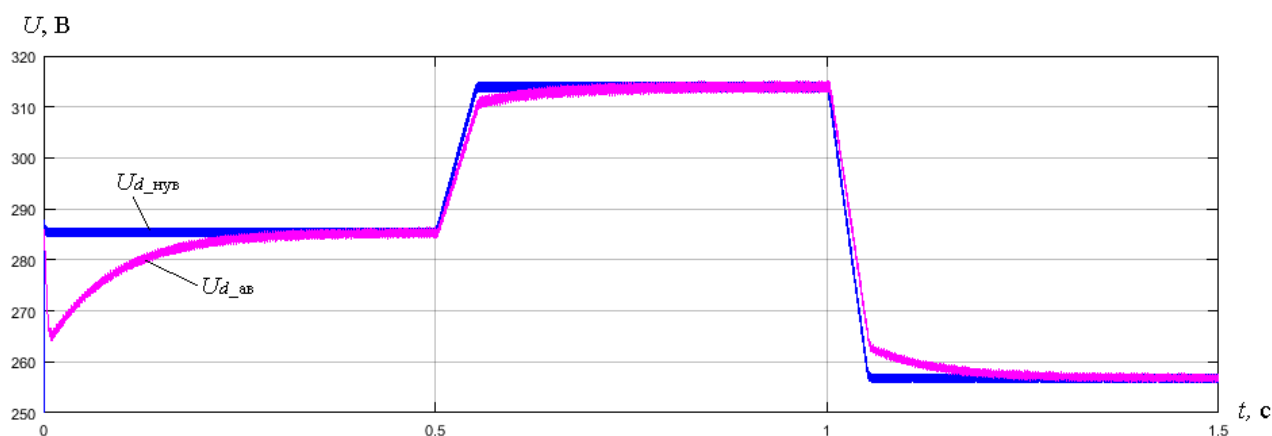


Рисунок 2.11 - Выходное напряжение АВН при колебаниях напряжения НУВ

Индуктивность соединительных шин способствует уменьшению активной составляющей уравнительных токов. Биения этих токов, хорошо заметные на рисунке 2.12 обусловлены разностью частот пульсаций выходного напряжения НУВ и несущей частоты АВН.

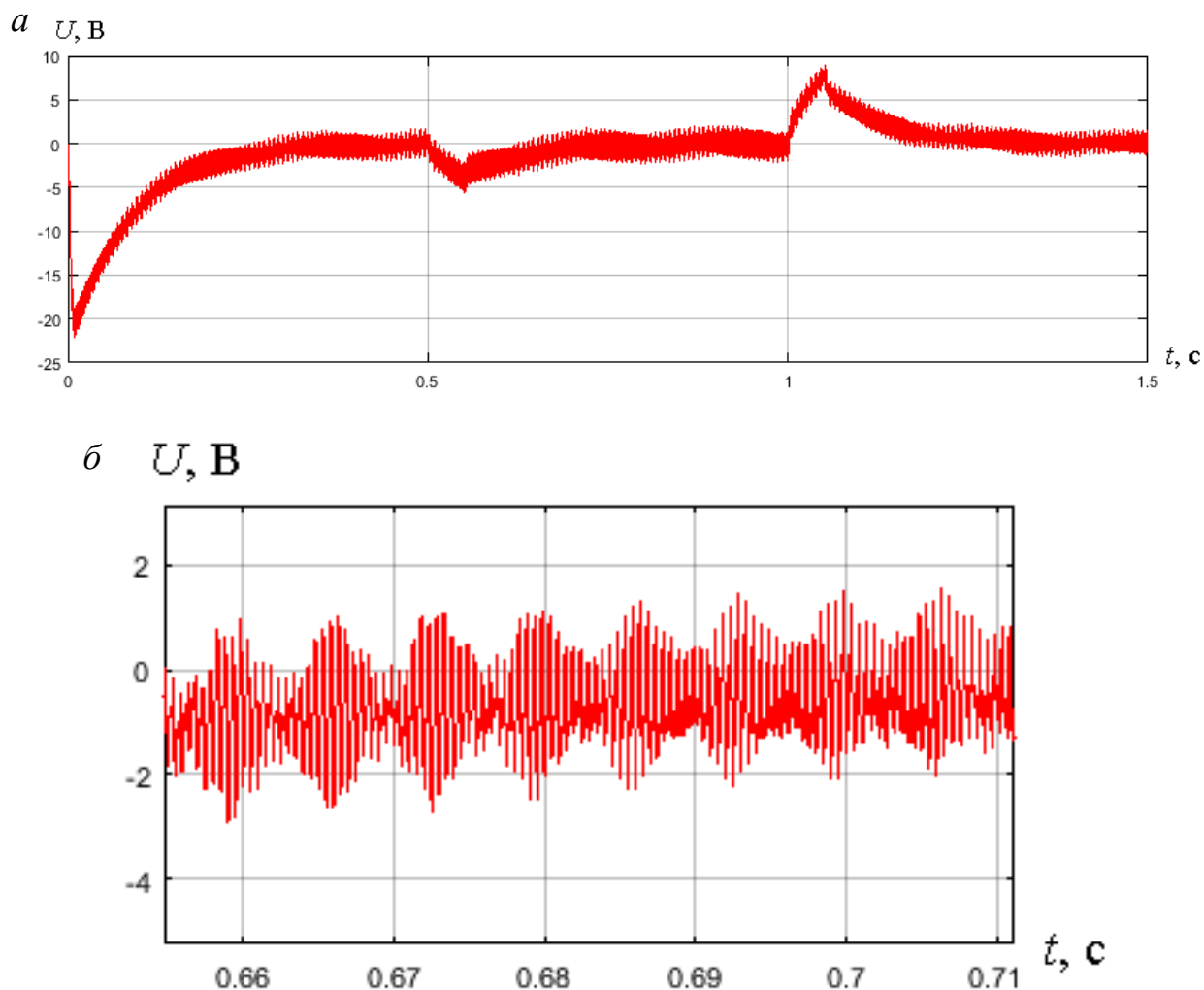


Рисунок 2.12 - Разность мгновенных напряжений НУВ и АВН

Из графика на рисунке 2.12, *a* видно, что при переходных процессах вызванных изменением скоростей вращения ОЭУ разность напряжений увеличивается, что обусловлено инерционностью СУ АВН.

2.4 Инвертор напряжения

Инвертор состоит из трех основных частей, представленных на рисунке 2.13, силовой части, системы управления и накопителя энергии [22].

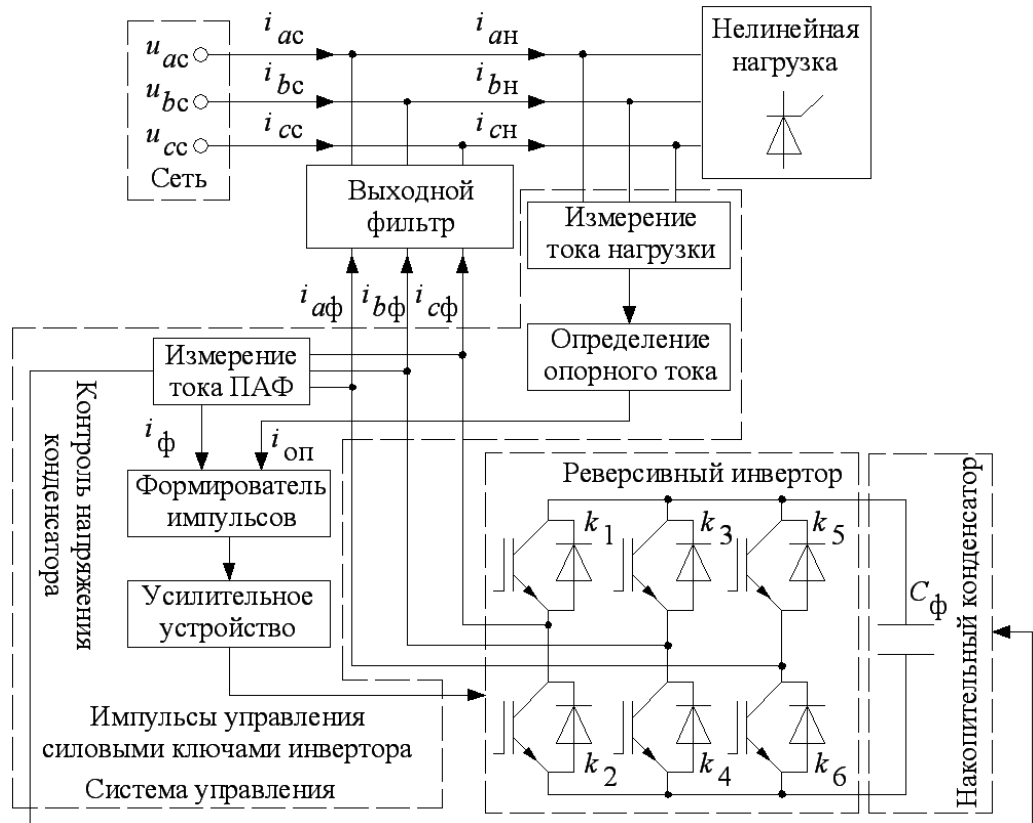


Рисунок 2.13 - Структура инвертора, подключенного к сети с нелинейной нагрузкой

Силовая часть выполняется в виде трёх полумостов на IGBT ключах (k_1, k_2, \dots, k_6) и выходного сглаживающего фильтра. Инвертор работает в двух режимах: генерирование компенсационного тока в сеть и заряд накопительного элемента (C_f) для поддержания на нем заданного напряжения [33].

Выходной фильтр выполняет функцию сглаживания генерируемого с помощью ШИМ тока. Параметры фильтра должны рассчитываться с учетом индуктивности и емкости компенсируемой сети с целью предотвращения возможных резонансов [30].

В качестве накопительного элемента чаще всего выступает конденсатор, напряжение на обкладках которого приложено к реверсивному инвертору и через последний течет ток, форма кривой которого определяется режимом работы силовых ключей инвертора. Накопительных элементов может быть несколько: конденсатор может быть подключен к обоим плечам моста инвертора, или по одному конденсатору на каждое плечо моста. Во

втором случае конденсаторы соединяются параллельно, и эффективность работы инвертора улучшается: снижается уровень пульсаций напряжения на выходе инвертора и генерируемого им в сеть тока, уменьшаются потери в силовых ключах в режиме синусоидальной ШИМ, повышается мощность ПАФ, снижаются габариты конденсаторов за счет снижения их единичной емкости. Иногда для специальных целей в качестве накопительного элемента выступает индуктивность [32].

В состав системы управления входит микропроцессор обработки данных или специальный программируемый контроллер, датчики тока и напряжения, формирователь импульсов, усилительное устройство для преобразования сигналов управления низкого уровня в управляющие сигналы силовых элементов инвертора. С точки зрения аппаратной реализации системы управления ПАФ наиболее предпочтительно использование программируемых контроллеров, позволяющих выполнять на своей основе алгоритмы работы различной сложности.

Система управления с помощью регулятора контролирует уровень напряжения на накопительном конденсаторе, чтобы, в процессе работы, инвертор генерировал ток заданной величины. Управление уровнем напряжения накопительного конденсатора позволяет ПАФ реагировать на быстрые изменения режима работы компенсируемой НН и регулировать величину генерируемой в сеть реактивной мощности.

Если токи ВГС, генерируемые НН, превышают по величине номинальное значение генерируемого тока ПАФ, последний автоматически ограничивает ток компенсации до установленного номинального значения. При работе в режиме перегрузки по номинальному току, ПАФ осуществляет частичную компенсацию ВГС. Любой ток ВГС, превосходящий по величине номинальное значение генерируемого ПАФ тока, будет компенсироваться не полностью, ПАФ может постоянно работать в таком состоянии без отказов и повреждений [25].

Для передачи электроэнергии в основную сеть в периоды дефицита мощности необходимо осуществлять синхронизацию параметров электроэнергии, отдаваемой бинарным комплексом, с аналогичными параметрами сети. Для этого необходимо согласовать фазу, амплитуду и частоту вспомогательной установки и электросети. СУ инвертором электротехнического комплекса должна подстраиваться под изменения, чтобы обеспечить эффективную передачу энергии в основную сеть. Эффективность работы инвертора комплекса оценивалась с помощью имитационной компьютерной модели, представленной на рисунке 2.14.

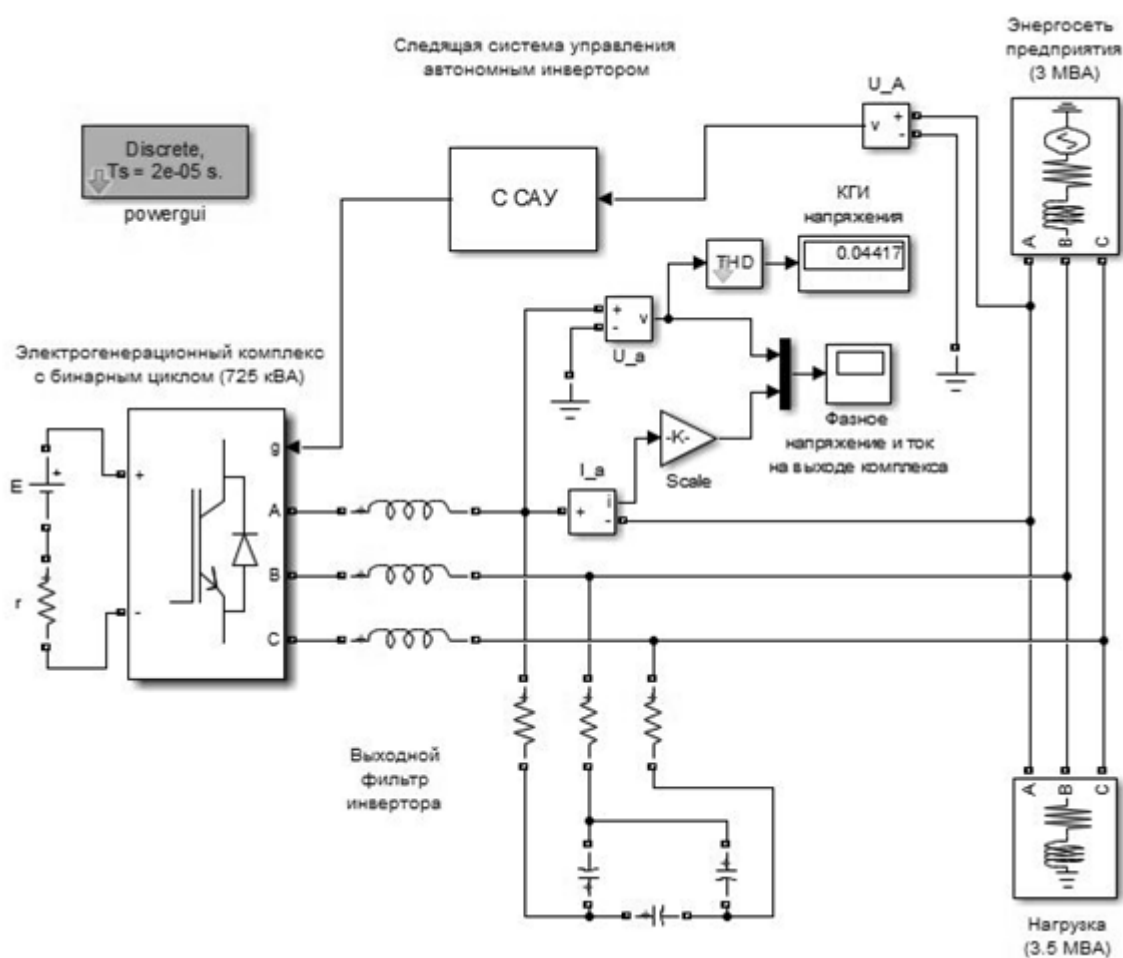


Рисунок 2.14 - Имитационная модель системы электроснабжения с синхронизацией инвертора бинарной установки с сетью

Для создания заданной формы напряжения используется векторное управление ШИМ двухуровневого инвертора. Частота несущего сигнала

ШИМ равна 5 кГц. Синхронизация частот основных гармоник сети и инвертора осуществляется блоком ФАПЧ.

Фильтр на выходе преобразователя устраняет высшие гармонические составляющие. Приведённая в данной работе методика расчёта параметров фильтра использует упрощённый метод, исходя из резонансной частоты LC-контра. Такой подход позволяет рассчитывать параметры фильтра, опираясь на текущие потребности и возможности, а также заданных критериев при расчёте.

Для остальных случаев предлагается выбирать индуктивность, исходя из критерия номинального падения напряжения не более 5 %. Расчёт индуктивности фильтра L_Φ и индуктивного сопротивления X_L :

$$L_\Phi = \frac{X_L}{2\pi f}, \quad (2.23)$$

$$X_L \leq \frac{0,05U}{I_{\text{ном}}}, \quad (2.24)$$

где f – частота ШИМ, Гц.

Резонансная частота фильтра определяется как:

$$f_{\text{рез}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_\Phi C_\Phi}}. \quad (2.25)$$

Таблица 2.2 - Параметры выходного синус-фильтра

Параметр	Значение
Ёмкость конденсатора, мкФ	94
Индуктивность реакторов, мГн	12
Несущая частота, Гц	3000
Коэффициент частотной модуляции	3,3
Максимальное падение напряжения на выходе	4,4
Максимальный выходной ток, А	480

В качестве нагрузки выбран потребитель нефтегазового промысла, представленный активно-индуктивной нагрузкой питающийся от трёхфазного источника ЭДС с синусоидальной формой напряжения.

При подключении бинарного комплекса напряжение и ток в централизованной сети принимают вид, представленный на рисунке 2.16. Система управления инвертором подключаемого комплекса настроена на передачу активной мощности и компенсацию потребляемой реактивной. Работа ШИМ выходного инвертора обуславливает наличие высших гармоник в напряжении сети и токе нагрузки, однако их уровень не превышает 2,7 % что соответствует допустимым нормам [24].

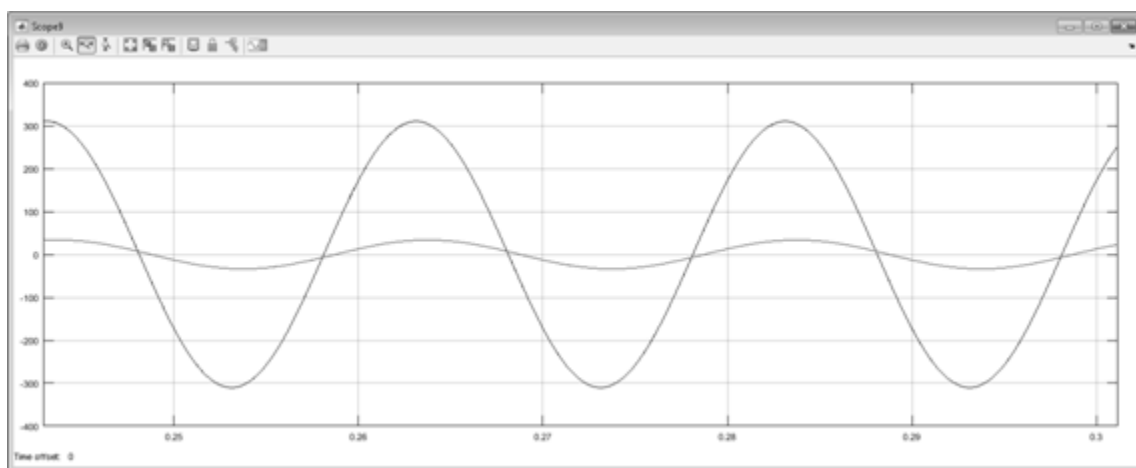


Рисунок 2.15 - Напряжение и ток в сети без бинарного комплекса

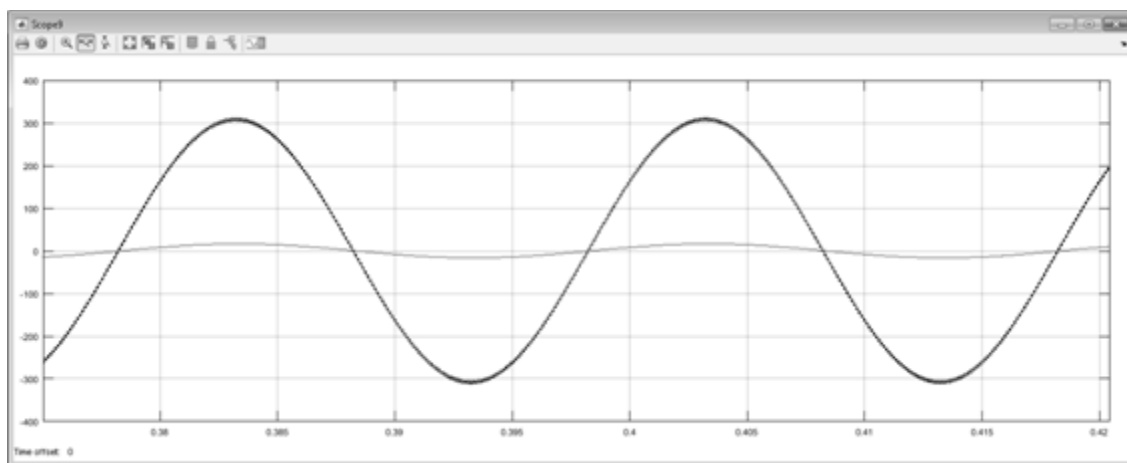


Рисунок 2.16 - Напряжение и ток в сети с бинарным комплексом в режиме компенсации реактивной мощности

Потребляемый из сети действующий ток снизился с 30 А до 18 А, фазовый сдвиг между током и напряжением уменьшился практически до нуля. Выходное напряжение и ток инвертора изображены на рисунке 2.17.

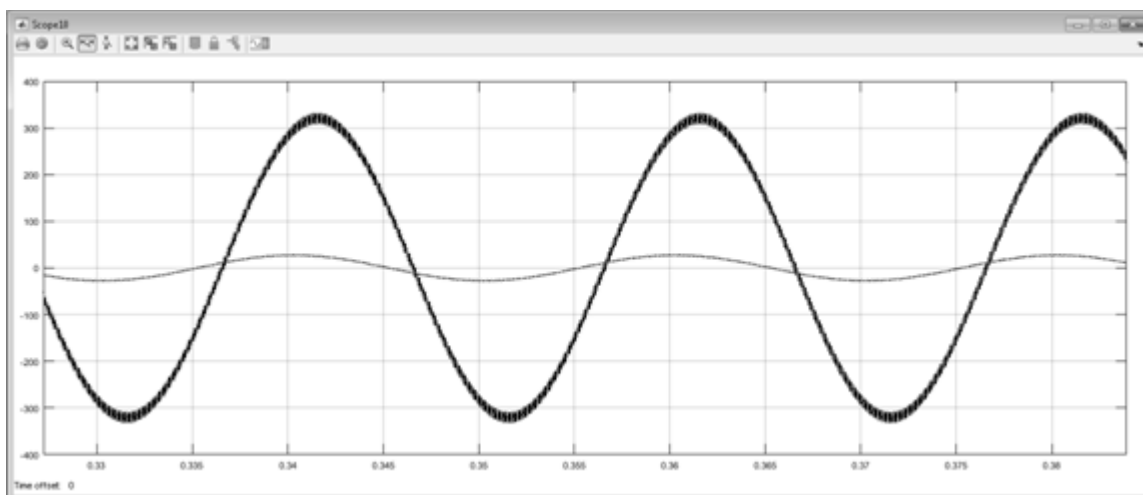


Рисунок 2.17 - Напряжение и ток на выходе инвертора

Проведем оценку синхронизации автономного инвертора с частотой сети, при её отклонениях от номинальной величины. В момент времени $t = 1$ с частота сети возрастает до 51 Гц, что соответствует максимально допустимому отклонению частоты в соответствии с [24], в момент времени $t = 1,5$ с частота снижается до номинального значения:

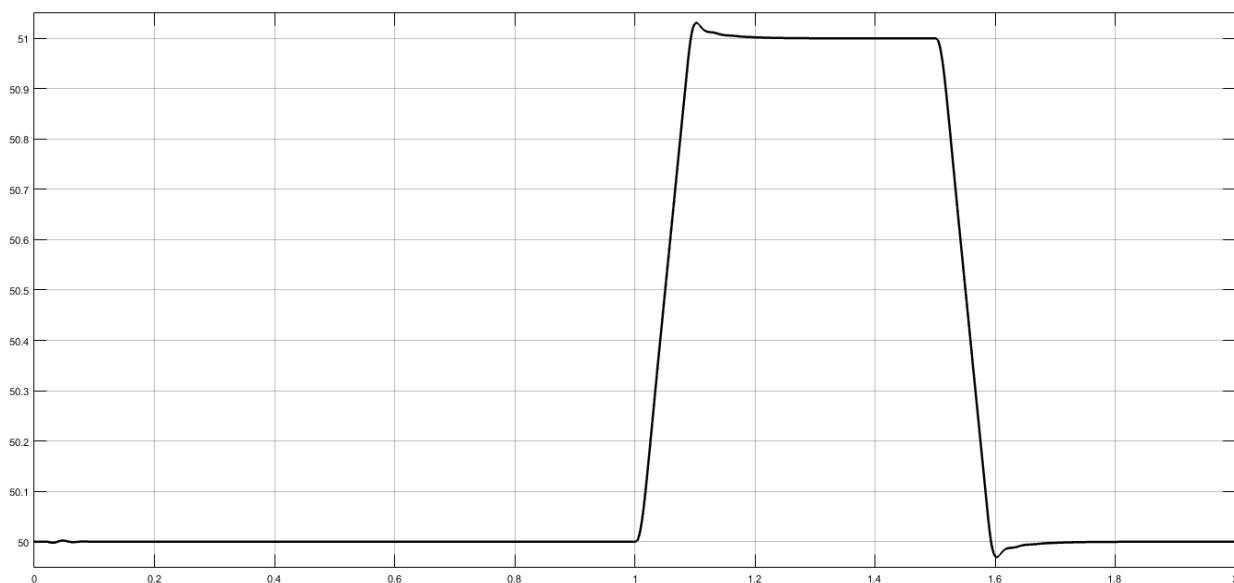


Рисунок 2.18 - Частота выходного напряжения инвертора

Амплитуда пика частоты инвертора составляет 50,64 Гц, при времени стабилизации частоты 0,12 с. Следует отметить, что такая система функционирует только при условии соответствия гармонического состава напряжений в основной сети требованиям [24]. Значительное увеличение амплитуд высших гармоник относительно первой приводит к невозможности

захвата фазы и неустойчивости системы управления выходным инвертором, что приводит к необходимости снижать уровень высших гармоник в точке подключения. Наиболее перспективным решением в этом случае представляется использование активных фильтров.

2.5 Выводы по второй главе

1. Установлено, что наибольший КПД преобразования энергии первичного энергоносителя автономными микротурбинными установками, работающими на попутном нефтяном газе, достигается в режиме когенерации. Однако получаемую при этом тепловую энергию не всегда возможно утилизировать в полном объеме.

2. Выявлена необходимость создания структуры электротехнического комплекса на основе тригенерационного режима с возможностью варьирования выходных параметров для обеспечения энергией потребителей нефтегазовых предприятий в соответствии с показателями графиков электрических нагрузок.

3. Для повышения эффективности электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий предложено использовать электротехнический комплекс с бинарным циклом генерации электрической энергии при преобразовании энергии первичного энергоносителя в виде природного или попутного нефтяного газа для достижения максимального значения коэффициента полезного действия.

4. Обоснована необходимость осуществления параллельной работы генераторов, входящих в состав электротехнического комплекса, и приведение параметров генерируемой электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

ГЛАВА 3 ПРИМЕНЕНИЕ СИЛОВЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В СТРУКТУРЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМИРОВАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1 Пассивные фильтры

Пассивные фильтры используются для ограничения уровня присутствующих в электрической сети высших гармоник напряжения и тока до фиксированных уровней, соответствующим нормам стандартов.

Для снижения уровня высших гармоник напряжения и тока применяются резонансные шунтирующие и демпфирующие фильтры.

3.1.1 Резонансные шунтирующие фильтры

Резонансные шунтирующие фильтры (РШФ) (рисунок 3.1) представляют LC цепь определенной частоты резонанса, вычисляемой по формуле [18,24]:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.1)$$

Частоту резонанса f_r настраивают на частоту высших гармоник напряжения или тока (I_n), уровень которых необходимо снизить.

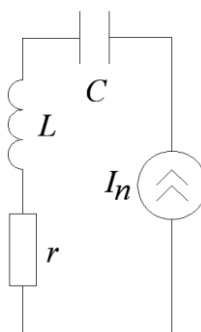


Рисунок 3.1 - Схема замещения резонансных шунтирующих фильтров

На частоте f_r резонансный шунтирующий фильтр имеет наименьшее сопротивление, которое равно активному сопротивлению r реактора. Исходя из этого, резонансный шунтирующий фильтр потребляет практически все генерируемые токи высших гармоник частоты f_r с минимальным на этой частоте гармоническим искажением форм кривой напряжения.

При необходимости компенсации нескольких высших гармоник к сборным шинам подстанции с нелинейной нагрузкой подключается несколько резонансных шунтирующих фильтров, которые образуют блок резонансных шунтирующих фильтров. На рисунке 3.2 представлена зависимость полного сопротивления по модулю Z от порядка высших гармоник n , когда в электрической сети установлен блок из четырех резонансных шунтирующих фильтров, которые настроены на снижение 5, 7, 11 и 13 высших гармоник [21]. Данный рисунок показывает, что общее количество антирезонансов совпадает с количеством резонансных шунтирующих фильтров, также показано, что каждый антирезонанс должен появляться на частоте между частотами настройки резонансных шунтирующих фильтров.

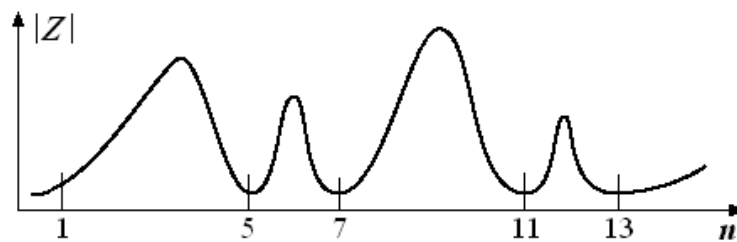


Рисунок 3.2 - Зависимость модуля полного сопротивления сети Z , оснащенной четырьмя РШФ, от порядка ВГС n

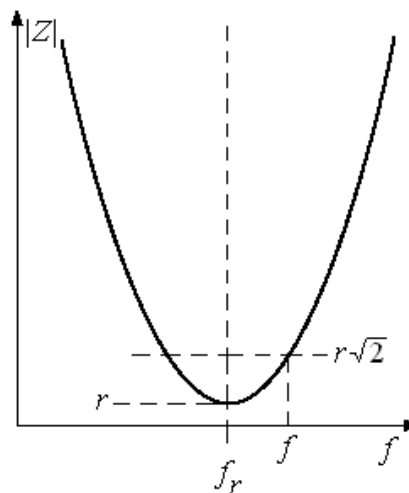


Рисунок 3.3 - Зависимость модуля полного сопротивления РШФ Z от частоты f

Основные параметры резонансного шунтирующего фильтра (рисунок 3.3) зависят от частот настройки $n_r = f_r/f_1$ (где f_r – частота настройки, а f_1 –

основная частота, равная 50 Гц). Резонансный шунтирующий фильтр будет вести себя как конденсатор при частотах, меньших чем частоты настройки, и осуществлять стабилизацию реактивной мощности на промышленной частоте. Реактивная мощность, которая вырабатывается резонансным шунтирующим фильтром в месте его соединения со сборными шинами подстанции при поддержании необходимого номинального напряжения сети (U_1), определяется выражением [18,21]:

$$Q_{\text{ршф}} = \frac{n_r^2}{n_r^2 - 1} U_1^2 C 2\pi f_1, \quad (3.2)$$

где C – фазная емкость одной из ветвей блока резонансного шунтирующего фильтра, которые соединены в звезду.

Характеристическое сопротивление резонансного шунтирующего фильтра определяется по формуле [18]:

$$X_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}, \quad (3.3)$$

где L и C – фазовая индуктивность и емкость резонансного шунтирующего фильтра.

Добротность резонансного шунтирующего фильтра определяется, как [18]:

$$q = \frac{X_0}{r}, \quad (3.4)$$

Эффективность работы резонансного шунтирующего фильтра увеличивается при повышении добротности q реактора, а также при условии, что на частоте f_r сопротивление $r \ll X_0$. Для реакторов со стальным сердечником, которые используются в резонансном шунтирующем фильтре, приближенное значение добротности q равняется 75 и более [22,24].

Расчет полосы пропускания в относительных единицах определяется по формуле [18]:

$$\Delta = \frac{1}{q} = 2 \frac{f - f_r}{f_r} = \frac{r}{X_0}, \quad (3.5)$$

Сопротивление реактора [18]:

$$r = \frac{X_0}{q}, \quad (3.6)$$

Сопротивление реактора определяется при частоте f_r , оно зависит от поверхностного эффекта и является совокупным сопротивлением при настройках фильтра на резонанс. Потери активной мощности рассчитываются по следующей формуле и обусловлены наличием на основной частоте емкостного тока [33]:

$$p_1 = \frac{Q_{ршф}}{qn_r}, \quad (3.7)$$

где $Q_{ршф}$ – реактивная мощность, генерируемая резонансным шунтирующим фильтром для компенсации, вар;

p_1 – потери резонансного шунтирующего фильтра на промышленной частоте, Вт.

Потери активной мощности и их величина обусловлены токами высших гармоник. Известно, что для большинства резонансных шунтирующих фильтров это значение превышает определяемое по формуле [25]:

$$p_n = \frac{U_{nr}^2}{r}, \quad (3.8)$$

где U_{nr} – высшие гармоники линейного напряжения порядка n_r , определенные на сборных шинах подстанции после компенсации.

При практическом применении технические характеристики и функциональная способность резонансных шунтирующих фильтров ухудшаются вследствие их неправильной или неточной настройки. Устранение этих недостатков возможно путем дополнительной настройки реакторов для регулирования границ производственных допусков. Помимо этого, при эксплуатации резонансных шунтирующих фильтров необходима периодическая регулировка значения добротности q , которую необходимо осуществлять исходя из зависимости емкости конденсаторов от температуры, а также от допустимых колебаний частоты сети f_1 , что оказывает влияние на величину резонансной частоты f_r .

3.1.2 Демпфирующие фильтры

Для совместного применения с дуговыми печами резонансные шунтирующие фильтры должны обладать свойством демпфирования (сглаживания) [21]. Это обуславливается постоянством гармонического спектра дуговых печей и большой возможностью генерации ими тока высших гармоник с частотой, равной частоте антирезонанса. При этом кроме снижения уровня заданных высших гармоник напряжения требуется ослабление антирезонанса при помощи демпфирующего фильтра. Использование большого числа резонансных шунтирующих фильтров часто экономически нерентабельно, поэтому целесообразно использовать один демпфирующий широкополосный фильтр, который должен обладать такими свойствами как:

- демпфирование антирезонанса;
- снижение уровня высших гармоник напряжения, уровни частот которых выше частоты настройки (фильтр такого типа часто называют демпфирующим фильтром верхних частот);
- высокую скорость демпфирования переходных процессов, если в фильтре присутствуют напряжения.

В состав демпфирующего фильтра 2-го порядка входит резонансная шунтирующая цепь и параллельно подключенный демпфирующий резистор сопротивления R . На рисунке 3.4 представлена схема замещения фильтра и график зависимости реактивного сопротивления от частоты настройки [18].

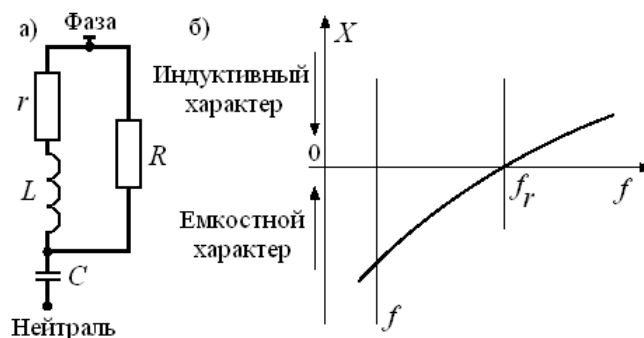


Рисунок 3.4 - Демпфирующий фильтр 2-го порядка: а) схема замещения одной фазы, б) зависимость реактивного сопротивления от частоты

Из рисунка 3.4(б) видно, что демпфирующий фильтр имеет нулевое реактивное сопротивление при частоте f_r выше, нежели частота f , где:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.9)$$

$$f_r = \frac{1+Q_q}{2\pi\sqrt{(Q^2-1)LC}} \quad (3.10)$$

При значениях частот ниже, чем f_r за счет действия демпфирующего резистора осуществляется уменьшение сопротивления сети при антирезонансе, и происходит подавление практически всех высших гармоник напряжения [18].

При частоте f_r возможно наблюдать снижение высших гармоник напряжения до определенного уровня, что обусловлено невозможностью резонанса на этой частоте между фильтром и сетью, так как фильтр представляет собой чисто активное сопротивление. Но в данных условиях фильтрующая способность демпфирующего фильтра хуже, чем у резонансных шунтирующих фильтров, так как его сопротивление выше активного сопротивления r реактора [22].

При значениях частот, превышающих f_r , возникающие в фильтре сопротивления носят индуктивный характер (так же как и сопротивление сети), что дает ему возможность снижать уровни высших гармоник, частоты которых выше (особенно в условиях постоянства гармонического спектра), чем f_r . Но эффективность подключаемого фильтра может снизиться, если в сети без демпфирующего фильтра из-за наличия конденсаторной установки возникнет антирезонанс. Исходя из этого, нужно учитывать присутствие конденсаторных батарей при проектировании энергосистемы предприятия и необходимости введения в него новых фильтрокомпенсирующих устройств [21]. В некоторых случаях конденсаторные установки должны рассчитываться на работу в условиях резонанса для более эффективной компенсации реактивной мощности в целях уменьшения вероятности выхода их из строя.

Технические параметры демпфирующего фильтра изменяются от порядка частоты настройки $n_r = f_r/f_1$, (f_r – частота настройки; f_1 – частота основной составляющей (50 Гц)).

Для демпфирующего фильтра 2-го порядка с номинальным приложенным напряжением U_1 (индекс 1 показывает, что это основная частота) генерируемая реактивная мощность определяется аналогично резонансным шунтирующим фильтрам с той же емкостью и индуктивностью, и может быть рассчитана по формуле (3.2).

Расчет характеристического сопротивления демпфирующего фильтра проводится также как и для резонансного шунтирующего фильтра по формуле (3.3).

Добротность реактора рассчитывается как [18]:

$$q_r = \frac{x_0}{r}, \quad (3.11)$$

где r – активное сопротивление реактора, которое зависит от поверхностного эффекта, и определяется при частоте f_r , Ом.

Добротность фильтра определяется как [18]:

$$Q = \frac{R}{x_0}, \quad (3.12)$$

Применяемые на практике величины добротности составляют от 2 до 10.

Величины потерь активной мощности для демпфирующего фильтра из-за присутствия реактивного тока компенсации и токов высших гармоник нелинейной нагрузки будут выше, чем у резонансного шунтирующего фильтра, и определяются только экспериментальным путем [21]. Использование демпфирующих фильтров может осуществляться как индивидуально, так и блоками, обычно включающими два фильтра. Также они могут применяться совместно с резонансным шунтирующим фильтром, который выставляется на малые составляющие компенсируемого спектра высших гармоник. На рисунке 3.5 представлены зависимости, характеризующие изменение модуля полного сопротивления сети Z от

частоты при работе демпфирующего фильтра 2-го порядка и резонансного шунтирующего фильтра [18].

Другие разновидности демпфирующих фильтров выполнены на основе фильтра 2-го порядка и достаточно редко находят практическое применение.

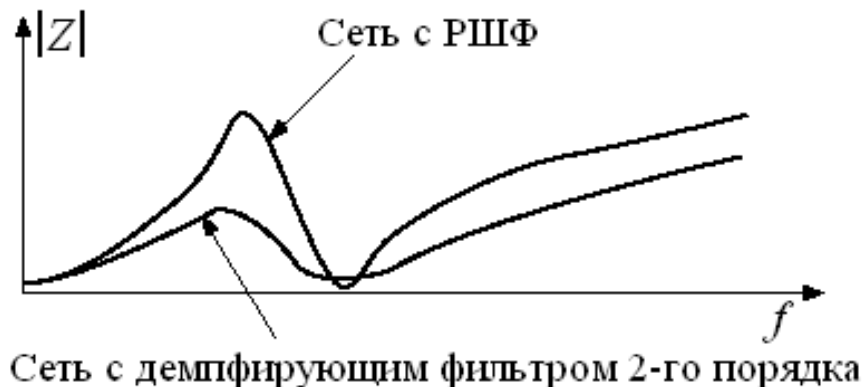


Рисунок 3.5 - Зависимости модуля полного сопротивления сети от частоты при включении резонансного шунтирующего фильтра и демпфирующего фильтра 2-го порядка

Для условий компенсации высоких значений реактивной мощности более эффективен демпфирующий фильтр 3-го порядка (рисунок 3.6 (а)). Фильтр 2-го порядка последовательно соединяют через дополнительную конденсаторную батарею C_2 к резистору R (установка дополнительной батареи приводит к снижению потерь активной мощности на основной частоте). Величина емкости C_2 выбирается для более эффективного снижения антирезонанса, а также с целью повышения эффективности работы фильтра на частотах, находящихся ниже частот настройки. На основании этого фильтр 3-го порядка настраиваются на самые низкие частоты компенсируемого гармонического спектра. Из-за приведенных особенностей демпфирующего фильтра 3-го порядка, а также его более высокой цены, аналогичный ему фильтр 2-го порядка более целесообразен для широкого промышленного применения.

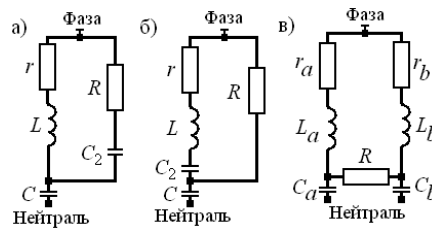


Рисунок 3.6 - Замещение демпфирующих фильтров: а) фильтр 3-го порядка, б) фильтр С-типа, в) фильтр двойного типа

В демпфирующем фильтре С-типа, представленного на рисунке 3.6 (б) дополнительная конденсаторная батарея C_2 последовательно соединена с реактором. Такой фильтр обеспечивает компенсацию спектра высших гармоник приблизительно на уровне демпфирующего фильтра 3-го порядка [22]. На рисунке 3.6 (в) показан демпфирующий двойной фильтр, который представляет собой два резонансных шунтирующих фильтра, соединенных между собой резистором R . Такой фильтр более эффективен, если демпфирование антирезонанса происходит при частоте, попадающей в интервал между частотами настройки обоих резонансных шунтирующих фильтров [22].

Резонансный шунтирующий фильтр с низкой добротностью создан для сетей с малыми нагрузками, где не требуется компенсация реактивной мощности, и такой фильтр работает как широкополосный демпфирующий [18]. В данном фильтре реактор обладает высоким активным сопротивлением, которое проявляется при последовательном соединении с резистором, что вызывает потери активной мощности, наличие которых недопустимо при промышленном использовании фильтра.

3.2 Проектирование силовых пассивных фильтров высших гармоник для интеграции в структуру комплекса

В сетях с нелинейными нагрузками, характеризующихся наличием высших гармоник, использование традиционных способов компенсации реактивной мощности, рассчитанных на работу с синусоидальными токами и напряжениями, затруднено техническими сложностями. Нашедшие широкое

применение конденсаторные батареи, компенсирующие реактивную мощность, могут воздействовать на характеристики частот энергосистем и приводить к появлению резонанса токов в диапазоне частот до 1000 Гц, что в дальнейшем ведет к изменению формы напряжения энергосистемы и, следовательно, опасным авариям конденсаторных батарей [78].

В настоящее время в сетях производственных объектов с нелинейными нагрузками конденсаторные батареи возможно использовать как источник реактивной мощности при удовлетворении следующих требований [79]:

- для вентильных преобразователей:

$$S_{кз} / S_{нл} \geq 200;$$

- для остальных нелинейных нагрузок:

$$S_{кз} / S_{нл} \geq 100,$$

где $S_{кз}$ - мощность КЗ на шинах станции, В;

$S_{нл}$ - общая мощность нелинейной нагрузки, МВА.

Если коэффициент несинусоидальности составляет менее 5%, то для компенсации реактивной мощности следует использовать конденсаторные батареи в комплексе с защитным реактором [99,85,88]. Мощность конденсаторных батарей определяется балансом реактивной мощности.

В случае, когда коэффициент несинусоидальности составляет пять и более процентов, целесообразно применение фильтров высших гармоник (ФВГ). Расчет мощности ФВГ должен производиться во время проектирования системы электроснабжения нелинейных нагрузок, основываясь на графиках потребляемой активной и реактивной мощности. Эти графики строятся на основании расчетов или по результатам измерений параметров оборудования действующих аналогичных объектов.

Если в системе электроснабжения производственных объектов присутствуют нелинейные нагрузки, то для расчета средств компенсации реактивной мощности необходимо определить коэффициент несинусоидальности на общих шинах комплекса. Чтобы оценить влияние

нелинейных нагрузок на энергосистему, расчет коэффициента несинусоидальности следует производить по формуле:

$$k_{\text{НС}} = 100 \sqrt{\frac{\sum_{v=2}^n U_v^2}{U_{\text{НОМ}}^2}}, \quad (3.13)$$

где U_v - действительная величина напряжений v -ой гармоники, В;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение энергосистемы, В;

n - порядковый номер последней из рассматриваемых гармоник.

Фазное гармоническое напряжение в определяемой точке работающей сети:

$$U_v = \frac{I_v U_{\text{НЛ}} U_{\text{НОМ}}}{S_{r3}}, \quad (3.14)$$

где I_v - действительная величина фазного тока v -ой гармоники, А;

v - порядковый номер гармоники;

$U_{\text{НЛ}}$ - напряжение нелинейной нагрузки (при совпадении расчетной точки с точкой, к которой подключается нелинейная нагрузка, то $U_{\text{НЛ}} = U_{\text{НОМ}}$).

Для определения U_v сначала требуется рассчитать ток соответствующей гармоники, зависящий как от параметров электрической сети, так и от типа нелинейной нагрузки.

Величина фазного тока v -ой гармоники на основании расчетов одного частотного преобразователя определяется как:

$$I_v = \frac{S_{\text{пр}}}{U_{\text{УОМ}} v \sqrt{3}}, \quad (3.15)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая преобразователем, Вт.

Наибольшее значение тока v -ой гармоники при использовании нескольких преобразователей следует рассчитывать с учетом общей мощности источников высших гармоник:

$$S_{\text{пр}\Sigma} = \sum_{i=1}^n S_{\text{пр}i}, \quad (3.16)$$

где n - количество преобразователей, шт.

Токи высших гармоник, производимые нелинейными нагрузками, следует рассчитывать по представленным формулам, когда $v \leq 13$. Расчет

токов высших гармоник при частотах большего значения производится на основе характеристик частоты энергосистемы и параметров нелинейной нагрузки. [2, 32, 35].

Величина реактивной мощности Q_{KPM} , которую необходимо компенсировать [32]:

$$Q_{KPM} = Q_{ФКУ} - Q_{КУ} - Q_{СД}, \quad (3.17)$$

где $Q_{ФКУ}$ - реактивная мощность, которую необходимо компенсировать при помощи ФГС, вар;

$Q_{КУ}$ - реактивная мощность, относящаяся к отдельно устанавливаемым конденсаторным установкам, вар;

$Q_{СД}$ - реактивная мощность, производимая СД, вар.

Реактивная мощность, производимая ФВГ на основной частоте, определяет мощность самого фильтра. Значение мощности будет отличным от реактивной мощности батарей конденсаторов в силу присутствия в системе фильтра индуктивного сопротивления реактора. При этом общая мощность фильтрокомпенсирующего устройства рассчитывается исходя из требований, предъявляемых к локальным источникам реактивной мощности.

Фильтры обычно применяются в сетях с колебаниями напряжения до десяти процентов с частотой повторения до тысячи раз за час, и рассчитаны на частоты, наиболее часто встречающиеся в амплитудных спектрах [89]:

- в системах с шести и двенадцати фазными преобразователями применяются фильтры 5-й, 7-й, 11-й и 13-й высших гармоник (также с учетом уровня электромагнитных помех может использоваться фильтр только 5-й, 5-й и 7-й, 5-й и 11-й гармоник);

- в системах с двенадцати фазными преобразователями возможно применение фильтров 11-й и 13-й или только 11-й высших гармоник;

- в системах с электролизными установками, электродуговыми печами и сварочными установками - фильтры 3-й, 5-й и 7-й или 3-й и 5-й высших гармоник.

Возможно включение конденсаторных батарей без защитных реакторов при использовании фильтров, если соблюдаются нормы качества электроэнергии в месте присоединения конденсаторов [89].

Разработка фильтрокомпенсирующего устройства выполняется таким образом, чтобы подавить все возможные электромагнитные помехи. Однако подавить все искажения не представляется возможным как в техническом, так и экономическом плане. Техническая реализация точного прогноза проникновения высших гармоник в энергосистему крайне затруднительна, экономически же целесообразнее уменьшить искажения до приемлемого уровня в месте подключения потребителей электрической энергии [77].

Согласно ГОСТ 32144-2013, значение суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения электрической сети 6-25 кВ не должно быть более 5 %, в сетях 0,38 кВ – не более 8 %. Но в большинстве случаев электропитающие структуры предъявляют повышенные требования к потребителям электрической энергии с нелинейными нагрузками [80]. Поэтому применение фильтров высших гармоник должно осуществляться в соответствии с конкретными условиями работы электротехнического комплекса.

3.2.1 Определение основных параметров и эффективности работы пассивных фильтров

Силовой ФВГ состоит из батареи конденсаторов и реактора. При проектировании силовых фильтров необходимо выполнить расчет компенсации реактивной мощности в рабочей энергосистеме и приемлемого значения электромагнитных помех в сети.

Мощность ФВГ определяется балансом реактивной мощности в энергосистеме производственного объекта. Индуктивные сопротивления реакторов ФВГ устанавливаются в соответствии с резонансной настройкой силового фильтра по частоте определенной высшей гармоники. Для того чтобы избежать высшегармонического резонансного усиления, номинальная величина индуктивного сопротивления реактора первого ФВГ в составе

фильтрокомпенсирующего устройства выбирается исходя из условия его установки на значение частоты меньшей ν -ой гармоники тока вентильного преобразователя.

При расчете пассивных фильтров для сетей 6-10 кВ при наличии нелинейной нагрузки в виде преобразователя частоты производится выбор реактора и конденсаторов, а также устанавливается эффективность фильтра. Наиболее целесообразен следующий порядок расчета.

3.2.2 Выбор конденсаторных батарей фильтров высших гармоник

Технические условия эксплуатации конденсаторных батарей, используемые в европейских странах (в т.ч. в Российской Федерации) определяют максимально допустимые значения превышений тока и напряжения над номинальными [33]:

$$C_u = \frac{U}{U_{нб}} = 1,1$$

$$C_i = \frac{I}{I_{нб}} = 1,3 \quad (3.18)$$

Фазное напряжение на выводах конденсаторной батареи ФВГ определяется как:

$$U_{1б} = \frac{a_\nu U_{ш}}{\sqrt{3}}, \quad (3.19)$$

где a_ν - коэффициент повышения напряжения на батарее, вызванного последовательным подключением реактора, относительно напряжения на шинах:

$$a_\nu = \frac{\nu^2}{\nu^2 - 1}, \quad (3.20)$$

где ν - номер фильтруемой гармоники.

Первоначальный выбор напряжения конденсаторных батарей $U_{нб}$ производится исходя из:

$$U_{1б} \leq U_{нб} \leq 1,3U_{1б}, \quad (3.21)$$

Полагая, что ток высшей гармоники полностью потребляется силовым ФВГ, напряжение ν -ой высшей гармоники на конденсаторной батарее при их подключении звездой будет равно:

$$U_{\nu\delta} = \sqrt{3} I_{\nu\delta} \frac{x_c}{\nu} = \frac{I_{\nu\delta}}{I_{н\delta}} \cdot \frac{U_{н\delta}}{\nu}, \quad (3.22)$$

где $I_{\nu\delta}$ - ток ν -ой гармоники, протекающий в конденсаторной батарее;
 $U_{н\delta}$, $I_{н\delta}$ - номинальное напряжение и ток батареи;
 x_c - емкостное сопротивление батареи.

Руководствуясь (3.18) можно определить условие защиты конденсаторов фильтра от перегрузки по напряжению:

$$\frac{\sqrt{U_{1\delta}^2 + U_{\nu}^2}}{U_{н\delta}} \leq C_u, \quad (3.23)$$

$$\sqrt{\frac{U_{1\delta}^2}{U_{н\delta}^2} + \frac{I_{\nu\delta}^2}{I_{н\delta}^2 \cdot \nu^2} \cdot \frac{U_{н\delta}^2}{U_{н\delta}^2}} = \sqrt{\frac{a_{\nu}^2 \cdot U_{ш}^2}{U_{н\delta}^2} + \frac{I_{\nu\delta}^2}{I_{н\delta}^2 \cdot \nu^2}} \leq C_u, \quad (3.24)$$

Напряжение на выводах конденсаторной батареи получается больше, чем напряжение на шинах подстанции с присоединенным ФВГ, что вызвано последовательно включенным реактором. Если отношение напряжения на шинах подстанции к номинальному напряжению батареи конденсаторов обозначить как:

$$k_u = \frac{U_{ш}}{U_{н\delta} \sqrt{3}}, \quad (3.25)$$

то условие (3.24) можно записать в виде:

$$\sqrt{a_{\nu}^2 \cdot k_u^2 + \frac{I_{\nu\delta}^2}{I_{н\delta}^2 \cdot \nu^2}} \leq C_u, \quad (3.26)$$

Условие недопущения перегрузок батареи по току (3.15) определяет формулу:

$$\frac{\sqrt{I_{1\delta}^2 + I_{\nu\delta}^2}}{I_{н\delta}} \leq C_i, \quad (3.27)$$

где $I_{1\delta}$ - ток промышленной частоты в батарее.

Ток промышленной (основной) частоты в конденсаторной батарее ФВГ вычисляется по формуле:

$$I_{1б} = \frac{U_{1б}}{X_C} = \frac{a \cdot U_{ш}}{U_{нб}} \cdot I_{нб}, \quad (3.28)$$

Учитывая (3.27) и (3.28), условие недопущения перегрузки батареи конденсаторов ФВГ током высшей гармоники определяется как:

$$k_{iv} = \frac{I_{vб}}{I_{нб}} \leq \sqrt{C_i^2 - a_v^2 \cdot k_u^2}, \quad (3.29)$$

Путем умножения числителя и знаменателя левой части выражения (3.29) получаем формулу для минимально допустимой мощности батареи конденсаторов ФВГ по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_b \geq \frac{3U_{нб} \cdot I_{vб}}{\sqrt{C_i^2 - a_v^2 \cdot k_u^2}}, \quad (3.30)$$

С учетом требуемой эффективности поглощения тока гармоники мощность конденсаторной батареи следует выбирать по условию [47]:

$$Q_{нб} = k_p \cdot S_{кз}, \quad (3.31)$$

где $S_{кз}$ - мощность КЗ на шинах подстанции;

$$k_p \geq \begin{cases} 0,0045 & \text{для } v \leq 5; \\ 0,0025 & \text{для } 5 < v \leq 7; \\ 0,0010 & \text{для } 7 < v \leq 13. \end{cases}$$

Определяется реактивное сопротивление реактора на основной частоте:

$$X_{1p} = \frac{\rho}{n}, \quad (3.32)$$

где ρ - характеристическое сопротивление фильтра, Ом,

$$\rho = \frac{\sqrt{3} U_{ном.ку}^2}{Q_{ном.ф}} \cdot 10^3, \quad (3.33)$$

где n - спектр фильтруемых частот (номер ВГС); $U_{ном.ку}^2$ - номинальное напряжение КУ фильтра; $Q_{ном.ф}$ - принятая реактивная мощность КУ фильтра.

Номинальный ток реактора фильтра:

$$I_{ном.р} \geq C_{i \text{ доп}} \cdot I_{ном.ф}, \quad (3.34)$$

где $C_{i \text{ доп.}}$ - допустимый коэффициент загрузки КУ по полному току; $I_{\text{ном.ф}}$ - номинальный ток КУ фильтра:

$$I_{\text{ном.ф}} = \frac{Q_{\text{ном.ф}}}{3U_{\text{ном.ку}}}, \quad (3.35)$$

Напряжение основной частоты реактора фильтра:

$$U_{1p} = \frac{1}{n^2 - 1} \frac{U_{\text{ш}}}{\sqrt{3}}, \quad (3.36)$$

где $U_{\text{ш}}$ - наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах, В.

Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра:

$$U_{p \text{ max}} = \sqrt{U_{1p}^2 - U_{vp \text{ max}}^2}, \quad (3.37)$$

где $U_{vp \text{ max}} = U_{vc \text{ max}}$ - максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра, кВ.

$$U_{vp \text{ max}} = U_{vc \text{ max}} = I_{\text{ном.ф}} \cdot C_{i \text{ доп}} \cdot \rho \cdot 10^{-3}, \quad (3.38)$$

где $C_{i \text{ доп}}$ - допустимый коэффициент загрузки КУ по току ВГС:

$$C_{i \text{ доп}} = \sqrt{C_{i \text{ доп}}^2 - C_{u1}^2}, \quad (3.39)$$

где C_{u1} - коэффициент загрузки КУ по напряжению основной частоты,

$$C_{u1} \frac{U_k}{U_{\text{ном.ку}}} \cong 0,87,$$

откуда

$$C_{u1} = \frac{0,87 U_{\text{ном.ку}}}{U_{1c}}, \quad (3.40)$$

где U_k - напряжение основной частоты на КУ фильтра, В.

$$U_k = \frac{\alpha U_{\text{ш}}}{\sqrt{3}}, \quad (3.41)$$

где α - коэффициент повышения напряжения основной частоты на КУ из-за последовательно включенного реактора,

$$\alpha = \frac{n^2}{n^2 - 1}, \quad (3.42)$$

Номинальное напряжение реактора фильтра должно быть больше максимального полного напряжения, т.е.

$$U_{\text{ном.р}} \geq U_{\text{р.мах}}, \quad (3.43)$$

Предварительно выбранное номинальное напряжение КУ фильтра должно удовлетворять неравенству

$$U_k \leq U_{\text{ном.ку}} \leq 1,3U_k, \quad (3.44)$$

Определяется мощность КУ по условию эффективного поглощения тока ВГС по формуле

$$Q_{\text{ку}} = K_p \cdot S_{\text{кз.мах}}, \quad (3.45)$$

где $S_{\text{кз.мах}}$ - максимальная мощность трехфазного короткого замыкания на данной секции;

K_p - коэффициент, принимаемый для ВГС: $n = 5 K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$; $n = 7 K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$; $n = 11, 13 K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$.

Мощность КУ по условию недопустимой перегрузки

$$Q'_{\text{ку}} \geq \frac{3U_{\text{ном.ку}} \cdot K_{in} \cdot I_{in}}{C_{in}}, \quad (3.46)$$

где K_{in} - коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, который определяется по кривым $K_{in} = f(a)$; I_{in} - расчетные токи ВГС, генерируемых нелинейной нагрузкой данной секции; C_{in} - коэффициент загрузки КУ по току ВГС,

$$C_{in} = \sqrt{C_i^2 - C_{u1}^2}, \quad (3.47)$$

$$C_i = \frac{1}{C_{u1}} \leq C_{i \text{ доп}}, \quad (3.48)$$

Сравнив $Q_{\text{ку}}$ и $Q'_{\text{ку}}$, выбирают большую, которая и определяет принятую мощность КУ фильтра $Q_{\text{ном.ф}}$. После этого определяется компенсирующая способность фильтра:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.ф}} \cdot C_{u1}^2, \quad (3.49)$$

Суммарная компенсирующая мощность всех фильтров секции:

$$Q_{1\phi\Sigma} = \sum_1^m Q_{1\phi i}, \quad (3.50)$$

где m – количество фильтров, шт.

Дополнительная мощность компенсирующих устройств определяется по формуле

$$Q_{\text{комп}} = Q_{\text{необх}} - Q_{1\phi\Sigma}, \quad (3.51)$$

где $Q_{\text{необх}}$ – необходимая компенсируемая реактивная мощность данной секции, вар.

Определяется максимальное полное напряжения на КУ фильтра:

$$U_{c \max} = \sqrt{U_{1c}^2 + U_{nc \max}^2}, \quad (3.52)$$

Фактический коэффициент загрузки КУ по току ВГС определяется как

$$C_{in\phi} = \frac{I_n K_{in}}{I_{\text{ном.}\phi}}, \quad (3.53)$$

Проверяется правильность выбора номинального напряжения КУ фильтра:

$$U_{c \max} \leq U_{\text{ном.ку}}; U_{1c} \leq U_{\text{ном.ку}} \leq 1,3U_{1c}, \quad (3.54)$$

Если $U_{c \max} > U_{\text{ном.ку}}$, следует увеличить $U_{\text{ном.ку}}$ (4.49) и провести новый расчет.

При установлении эффективности пассивного фильтра определяют необходимую добротность фильтра по формуле

$$q_n \geq \frac{C_{in\phi} k 100}{\sqrt{(U_{n\text{доп}n})^2 - (C_{in\phi} k \alpha^2 100)^2}}, \quad (3.55)$$

где $k = \frac{\sqrt{3}U_{\text{ном.кб}}}{U_{\text{ш}}}$; $\alpha=0,015$; $U_{n\text{доп}}$ – допустимые ВГС линейного напряжения на данной секции, %; исходя из q_n принимается добротность фильтра $q_{n \text{ ном}}$.

Вычисляется остаточное линейное напряжение высших гармоник после подключения ФВГ (%):

$$U_{n \text{ ост}} = \frac{C_{in\phi} k 100}{n} \sqrt{\frac{1}{q_{n \text{ ном}}^2} + \alpha^2}, \quad (3.56)$$

Определяется коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения сети после установки фильтров

$$k_{U \text{ ост}} = \sqrt{\sum_1^n (U_{n_i \text{ ост}})^2} \leq k_{U \text{ доп}}, \quad (3.57)$$

где $k_{U_{доп}}$ - нормально допустимое нормативное значение $k_{U_{ост}}$ согласно ГОСТ 32144-2013.

Коэффициент эффективности фильтра вычисляется по формуле:

$$K_{эф\ n} = \frac{U_{пост}}{U_n} \leq 1, \quad (3.58)$$

где U_n - расчетная ВГС линейного напряжения на данной секции, %.

В результате анализа факторов, воздействующих на точность настройки силовых фильтров, было установлено, что значение относительного реактивного сопротивления резонансной цепи фильтра представляет собой функцию пяти переменных:

$$\alpha = f(\alpha_L, \alpha_\omega, \alpha_{C1}, \alpha_{C2}, \alpha_t), \quad (3.59)$$

где $\alpha_{C2} = \Delta C_2 / C_{ном}$ - относительное отклонение емкости от номинального значения, вызванное деградацией конденсаторной батареи;

$\alpha_t = \alpha_T \Delta t$ - относительное отклонение емкости конденсаторной батареи при изменении температуры нагрева;

$\alpha_{C1} = \Delta C_1 / C_{ном}$ - относительное отклонение емкости от номинального значения, определяемое заводом-изготовителем;

$\alpha_L = \Delta L / L_{ном}$ - отклонение индуктивности от номинального значения;

$\alpha_\omega = \Delta \omega / \omega_{ном}$ - относительное отклонение частоты от номинального значения.

3.3 Использование активных фильтров в структуре электротехнического комплекса

Активный фильтр (АФ) – устройство, в котором используется минимум один статический преобразователь частоты, чтобы компенсировать высшие гармоники тока и напряжения энергосистемы [19, 27, 28]. Данное общее понятие может быть применено для активных систем, разделяющихся по следующим критериям [19]:

- количество эксплуатируемых преобразователей частоты и их тип функционирования (режим выпрямления или инвертирования);
- вид преобразователя частоты (источник тока компенсации или напряжения);
- режим компенсации (компенсация высших гармоник тока или напряжения);
- возможность подключения пассивных элементов или пассивных фильтров;
- возможность компенсации реактивной мощности.

Основной отличительный признак описанных выше активных систем - это возможность получения напряжения или тока необходимого гармонического спектра для компенсации высших гармоник тока и напряжения сети. На этом основан главный принцип работы современных активных систем для коррекции форм кривых напряжения и тока.

3.3.1 Параллельные и последовательные активные фильтры

Главным классификационным признаком для активных фильтров является метод их подключения к энергосистеме и возможность соединения с пассивными элементами или фильтрами [114].

На рисунке 3.7 а и б показаны однолинейные схемы подключения соответственно параллельного и последовательного активного фильтра к сети с нелинейной нагрузкой. Последовательный активный фильтр используется для компенсации высших гармоник напряжения и изоляции чувствительной нагрузки от гармонических искажений, как со стороны сети, так и нелинейной нагрузки [21].

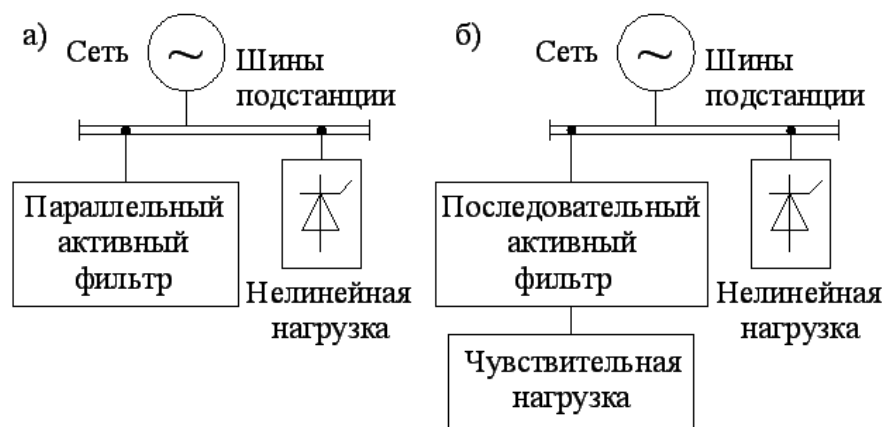


Рисунок 3.7 - Однолинейная схема подключения к сети с нелинейной нагрузкой: а) параллельного активного фильтра, б) последовательного активного фильтра

Последовательный активный фильтр, являясь источником высших гармоник напряжения, включается последовательно с чувствительной нагрузкой и позволяет компенсировать несимметрию и провалы сетевого напряжения. Но из-за сложности подключения к сети, а также возможной неустойчивой работы электроприемников, которые подключаются к участкам энергосистемы за точкой включения последовательного активного фильтра, практического использования данное техническое решение не получило. Параллельный активный фильтр (ПАФ) имеет более широкую возможность практического применения и является основой активных систем коррекции форм кривых напряжения и тока.

3.3.2 Технология выпрямления с получением единичного коэффициента мощности

Технология, которая позволяет статическим преобразователям частоты потреблять ток, близкий к синусоидальному, а также делать возможным получение коэффициента мощности нагрузки близким к единице, называется технологией выпрямления с единичным коэффициентом мощности. Активный выпрямитель (который также обозначить как выпрямитель с единичным коэффициентом мощности) по своей структуре практически ничем не отличается от параллельного активного фильтра, основное отличие

заключается в алгоритме работы системы управления. Упрощенные структуры представлены на рисунке 3.8 [23, 113].

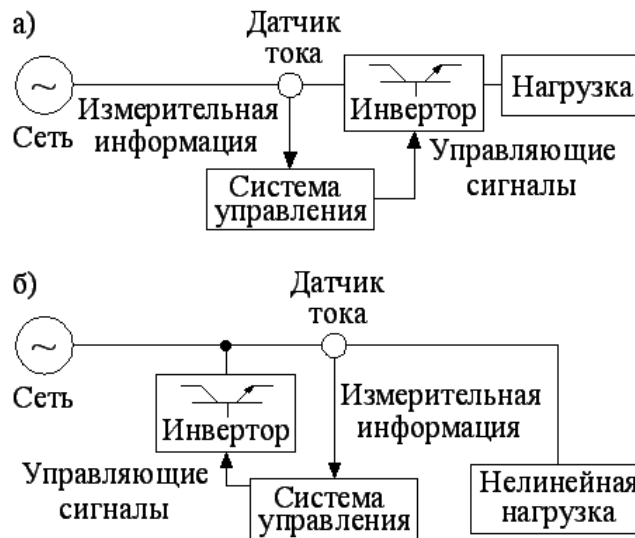


Рисунок 3.8 - Упрощенная структура: а) для активного выпрямителя, б) для параллельного активного фильтра

В системе управления активным выпрямителем происходит анализ форм кривой тока сети, и происходит формирование управляющих сигналов для силовых ключей инвертора, с целью генерации синусоидального тока требуемой величины для питания нагрузки. Система управления параллельным активным фильтром направлена на анализ гармонического спектра напряжения или тока сети для компенсации высших гармоник, генерируемых нелинейной нагрузкой. Следовательно, одинаковые по своей структуре активные системы способны на выполнение различных функций: делать возможным получение коэффициента мощности нагрузки близким к единице или компенсировать гармонические искажения, при этом отличаются только алгоритмы работы систем управления. Такой выпрямитель также называют выпрямителем с активным передним фронтом.

Суть принципа работы активного выпрямления состоит в конкретном воздействии на ток, потребляемый нагрузкой, и приближению формы его кривой к синусоидальной. В активных выпрямителях коммутация силовых элементов производится в режиме широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

При этом активный выпрямитель имеет возможность работать в режиме источника как напряжения, так и тока [19, 107].

В случае функционирования активного выпрямителя в цикле источника напряжения, он генерирует противо-ЭДС (E) сети (U_c) (рисунок 3.9 а). За счет его работы в режиме широтно-импульсной модуляции и контроля выходного напряжения системой управления сквозь реактор будет протекать практически синусоидальный ток (i_L) с небольшим уровнем искажения [19].

При использовании активного выпрямителя в качестве источника тока он генерирует импульсный ток (I), однако в таком случае для приведения к синусоидальной форме кривой тока на стороне сети (рисунок 3.9 б) необходимо использование пассивного фильтра со специально подобранными параметрами. Именно в этом режиме чаще всего и используется активный выпрямитель для питания систем регулируемого электропривода постоянного тока.

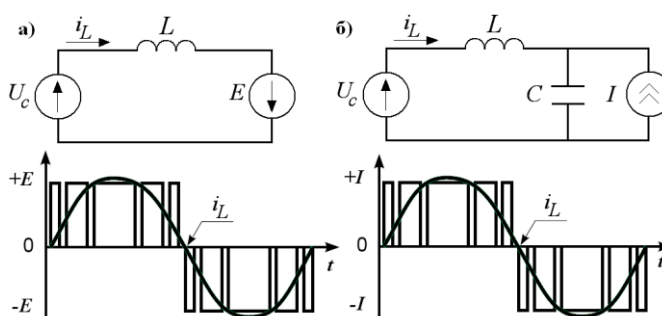


Рисунок 3.9 - Схемы форм кривых и замещения напряжения и тока активных выпрямителей: а) как источник напряжения, б) как источник тока

Уровень гармонических искажений энергосистемы, снабжающей активный выпрямитель, при соответствии нормам стандартов [16, 26], практически не оказывают существенного влияния на его работу. Сам активный выпрямитель не является источником высших гармоник напряжения или тока, нагрузка, питаемая им, имеет чисто активные свойства [119].

Функции системы управления активным выпрямителем: стабилизация выпрямленного напряжения на заданном уровне воздействием на амплитуду

необходимых фазных токов сети; формирование фазных токов в сети, близких к синусоидальным, посредством воздействия на напряжения управления; поддержание заданного коэффициента мощности сети (индуктивного, емкостного или близкого к единице), путем воздействия на напряжение управления; передача энергии из сети переменного напряжения в цепь постоянного напряжения и в противоположном направлении [19, 23].

3.3.3 Принцип и основные особенности работы ПАФ

На рисунке 3.10 представлена схема включения параллельного активного фильтра в сеть с нелинейной нагрузкой, и показаны соответствующие формы кривых токов. Основной функцией параллельных активных фильтров является ограничение до определенного допустимого стандартами уровня или полное устранение высших гармоник напряжения и тока в точке присоединения одной нелинейной нагрузки, группы нелинейных нагрузок, или совокупности нелинейных и линейных нагрузок, посредством генерации в сеть компенсационного тока необходимой формы, величины и гармонического спектра. Для сетей нефтегазопромыслов точкой подключения параллельного активного фильтра в большинстве случаев являются шины подстанций 0,4 кВ, от которых питаются ПЭД УЭЦН.

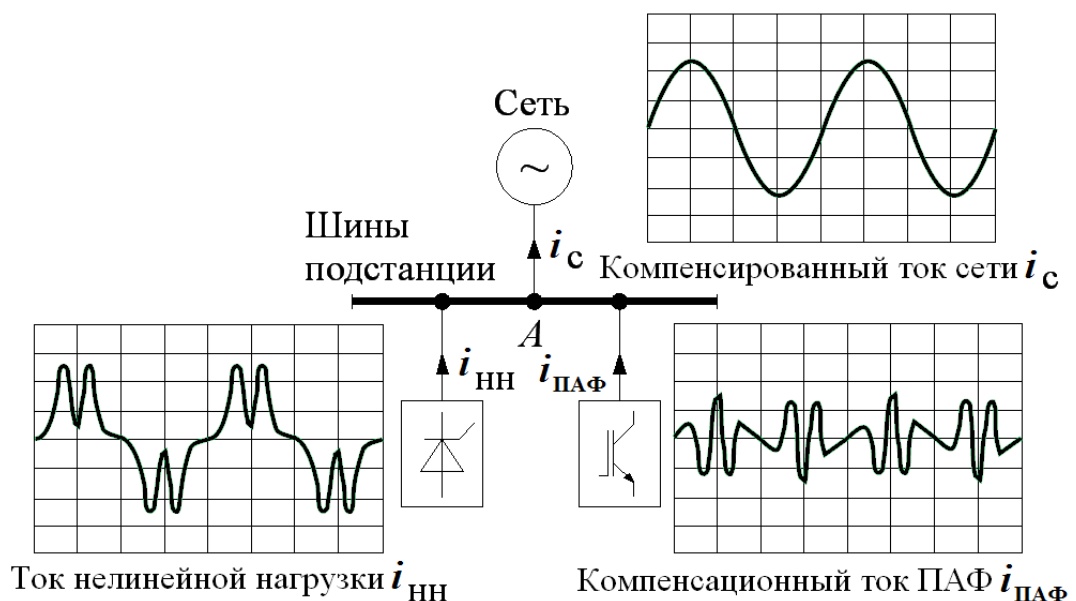


Рисунок 3.10 - Подключение параллельного активного фильтра к сети с нелинейной нагрузкой и соответствующие этому формы токов

По I-му закону Кирхгофа (рисунок 3.10) суммарный ток энергосистемы после компенсации высших гармоник параллельным активным фильтром в точке А определяется, по формуле:

$$i_c = i_{нн} + i_{ПАФ}, \quad (3.60)$$

Если принять условие, что параллельные активные фильтры способны в любой момент времени генерировать ток, высшие гармоники которого обладают такой же амплитудой, как и высшие гармоники тока нагрузки, но противоположной по фазе, то в точке А форма кривой тока энергосистемы станет наиболее близкой к синусоиде. По степени устранения высших гармоник тока и напряжения параллельный активный фильтр может работать в двух основных режимах, а именно в режиме полной и частичной компенсации высших гармоник до уровня, соответствующего требованиям нормативной документации. При выборе режима подавления высших гармоник параллельными активными фильтрами в основном задаются типом компенсируемой нелинейной нагрузки и поставленными целями. От режима подавления высших гармоник зависит настройка и выбор основных параметров параллельного активного фильтра.

При проектировании схем замещения и в конструкторских расчетах комбинация «нелинейная нагрузка + параллельный активный фильтр» образует линейную нагрузку, ток и напряжение в которой связаны коэффициентом k_n , величина которого зависит от параметров нелинейной нагрузки, параллельного активного фильтра и питающей сети [23]. Предполагая, что суммарная линейная нагрузка будет потреблять только основную составляющую тока энергосистемы возможно установить k_n , при этом допуская, что параллельный активный фильтр настроен на подавление лишь характерных (канонических) высших гармоник, генерируемых нелинейной нагрузкой, и не компенсирует высшие гармоники, появляющиеся со стороны предвключенной сети.

При этом если в роли нелинейной нагрузки выступает многопульсный преобразователь частоты, то генерируемый в сеть ток высших гармоник определяется следующей формулой:

$$i_{\text{нн}} = i_{1\text{нн}} + \sum_{k=1}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}), \quad (3.61)$$

где p – пульсность преобразователя частоты;

$i_{1\text{нн}}$ – основная составляющая тока преобразователя частоты.

При этом компенсационный ток параллельного активного фильтра будет определяться:

$$i_{\text{паф}} = \sum_{k=1}^{k_{\text{max}}} (i_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + i_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)), \quad (3.62)$$

где $k_{\text{max}} = \frac{n_{\text{max}} \pm 1}{p}$;

n_{max} – максимальный порядок высших гармоник, компенсируемый параллельным активным фильтром.

При наличии в сети высших гармоник, не связанных с рассматриваемой нелинейной нагрузкой, в соответствии с (3.60) получаем следующее:

$$i_1 + i_{\text{сг}} = i_{1\text{нн}} + \sum_{k=1}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}) + \sum_{k=1}^{k_{\text{max}}} (i_{pk+1} \sin(\varphi_{pk+1} + \pi) + i_{pk-1} \sin(\varphi_{pk-1} + \pi)), \quad (3.63)$$

где i_1 – основная составляющая тока сети $i_{\text{с}}$;

$i_{\text{сг}}$ – суммарный ток высших гармоник со стороны сети.

Упростив (3.63), получаем:

$$i_1 = i_{1\text{нн}} + \sum_{k=k_{\text{max}}}^{\infty} (i_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1} + i_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1}) - i_{\text{сг}}, \quad (3.64)$$

С учетом наличия сетевых высших гармоник в кривой питающей нелинейную нагрузку и параллельный активный фильтр напряжения, формула для расчета коэффициента $k_{\text{н}}$ с применением действующих значений напряжений и токов будет следующей:

$$k_H = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_{cr}^2}}{I_1} = \frac{\sqrt{U_1^2 + U_{cr}^2}}{\sqrt{I_{1нн}^2 + \sum_{k=k_{max}}^{\infty} (I_{pk+1} \sin \varphi_{pk+1})^2 + \sum_{k=k_{max}}^{\infty} (I_{pk-1} \sin \varphi_{pk-1})^2 - I_{cr}^2}}, \quad (3.65)$$

где U_1 – основная составляющая напряжения сети, В;

U_{cr} – напряжение высших гармоник со стороны предвключенной сети,

В.

Поэтому с учетом (3.65) на коэффициент k_H влияет как тип нелинейной нагрузки, так и наличие высших гармоник со стороны предвключенной сети, а также максимальный порядок компенсируемых параллельным активным фильтром высших гармоник.

Параллельный активный фильтр эффективно используется для компенсации высших гармонических составляющих в распределительных сетях напряжением 0,4 и 6(10) кВ, в независимости от выбираемой точки общего подключения и от типа нелинейной нагрузки. При компенсации ВГС на стороне 6(10) кВ необходимо устанавливать повышающий трансформатор. Главное отличие ПАФ от традиционных решений и технических средств – свойство прогнозирования и самоадаптации, определяющееся алгоритмом выявления и компенсации высших гармоник, заложенным в систему управления параллельного активного фильтра.

В соответствии с точкой подключения или местом установки сети режим компенсации высших гармоник параллельного активного фильтра можно разделить на локальный (или местный), промежуточный и глобальный (общий). Место установки параллельного активного фильтра выбирается в зависимости от распределения, концентрации и мощности нелинейной нагрузки в энергосистеме, и также от конфигурации самой энергосистемы.

В практических расчетах и схемах замещения ПАФ может быть представлен как источник тока, с независимой от сопротивления компенсируемой сети величиной.

Для правильного выбора типа параллельного активного фильтра при подключении к сети необходимо принимать во внимание основные его параметры, такие как ширина частотного диапазона компенсируемых высших гармоник, время реагирования и мощность [19, 105].

Ширина диапазона частот компенсируемых высших гармоник тока и напряжения нелинейной нагрузки определяется максимальным и минимальным порядком высших гармоник, между которыми параллельный активный фильтр способен эффективно работать. Для условий сетей нефтегазопромыслов диапазон частот от 2 до 23 высшей гармоники является достаточным, т.к. основным видом нелинейной нагрузки являются различного рода преобразователи частоты, в генерируемом гармоническом спектре которых преобладают 5, 7, 11, 13, 17 высшие гармоники.

Время реагирования ПАФ должно быть достаточным для эффективной компенсации высших гармоник как в переходном, так и в установившемся режиме работы нелинейной нагрузки и прочих элементов энергосистемы (доли мс). Значение времени реагирования позволяет определить быстродействие отработки параллельного активного фильтра при быстрых изменениях напряжения и тока энергосистемы, и определяется алгоритмом работы системы управления [116].

Мощность (номинальный ток) параллельного активного фильтра зависит от мощности высших гармоник, генерируемых нелинейной нагрузкой, и от необходимой компенсируемой реактивной мощности [110].

Правильный выбор указанных выше параметров обеспечит эффективность компенсации высших гармоник параллельным активным фильтром, что определяется его свойством самоадаптации и отсутствием риска появления резонансных взаимодействий с сопротивлением энергосистемы. В зависимости от применяемого алгоритма работы системы управления параллельный активный фильтр способен кроме коррекции форм кривых напряжения и тока, также компенсировать реактивную мощность. В виду данных возможностей использования параллельного активного фильтра

он может применяться в современных активных системах коррекции форм кривых напряжения и тока.

При наличии в качестве нелинейной нагрузки многопульсного преобразователя частоты коэффициент мощности энергосистемы увеличивается за счет реактивной мощности, создаваемой высшими гармониками. Коэффициент мощности преобразователя частоты определяется углом управления силовыми ключами α . При первом приближении, т.к. угол коммутации γ меньше угла управления α , угол сдвига фаз между основными составляющими тока и напряжения может поддерживаться равным α , тогда:

$$\cos \varphi_1 = \cos \alpha, \quad (3.66)$$

где φ_1 – угол сдвига фаз между основными составляющими напряжения и тока преобразователя частоты [68].

Коэффициент мощности преобразователя частоты можно определить следующим образом:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1}{\sqrt{3} \cdot U_d \cdot I_d}, \quad (3.67)$$

где U_1 и I_1 – соответственно основная составляющая напряжения и тока преобразователя частоты;

U_d и I_d – соответственно действующие значения напряжения и тока преобразователя частоты;

P и S – соответственно активная и полная мощность преобразователя частоты.

С учетом (3.61) и принимая для рассмотрения сеть бесконечной мощности, для которой $I_{pk \pm 1} = \frac{I_1}{pk \pm 0}$, можно записать:

$$I_d = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{5}\right)^2 + \left(\frac{1}{7}\right)^2 + \dots} \approx 1,05 I_1, \quad (3.68)$$

С учетом (3.66), (3.67) и (3.68), получаем:

$$\cos \varphi \approx \frac{1}{1,05} \cos \alpha, \quad (3.69)$$

Из выражения (3.69) получаем, что при изменении угла управления силовыми ключами преобразователя частоты производимая им реактивная мощность может регулироваться.

С учетом вышесказанного параллельный активный фильтр с силовым преобразователем частоты, выполненным в виде инвертора, является источником реактивной мощности. Корректировка коэффициента мощности энергосистемы не является основной функцией ПАФ, но в случае необходимости значение генерируемого тока следует выбирать, руководствуясь не только уровнем высших гармоник энергосистемы, но и значениями компенсируемой реактивной мощности.

Совместное применение пассивных фильтрокомпенсирующих устройств и активных фильтров позволяет снизить массогабаритные показатели последнего за счет существенного снижения величины номинального компенсационного тока. Так как основные канонические гармоники 5, 7, 11 и 13 порядков могут быть подавлены пассивными фильтрами, суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения значительно снизится, и компенсационный ток активного фильтра будет определяться оставшимися гармониками в сети.

Разработанная система компенсации высших гармоник на основе ФКУ (приложение Б) позволяет обеспечить значение суммарных коэффициентов гармонических составляющих генерируемого напряжения согласно ГОСТ 32144-2013.

3.4 Выводы по третьей главе

1. Выявлено негативное влияние силовых преобразователей частоты на параметры качества генерируемой электрической энергии в части уровня гармонического искажения формы кривой напряжения.

2. Установлена необходимость применения силовых активных и пассивных фильтрокомпенсирующих устройств для компенсации высших

гармонических составляющих тока и напряжения, создаваемых силовыми преобразователями частоты.

3. Определены критерии подбора пассивных и активных фильтров высших гармонических составляющих тока и напряжения при их включении в структуру разработанного электротехнического комплекса.

4. Выявлено, что использование фильтрокомпенсирующих устройств в структуре электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии позволяет обеспечить качественную работу электроагрегатов, входящих в его состав, и гарантировать энергоэффективное электроснабжение потребителей нефтегазовых предприятий в соответствии с показателями графиков электрических нагрузок.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА СХЕМ И АЛГОРИТМОВ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ МЕЖДУ СОБОЙ И С СЕТЬЮ

4.1 Схема работы основного генератора, входящего в состав электротехнического комплекса

Основным узлом в комплексе является газовый высокочастотный турбогенератор (рисунок 4.1).

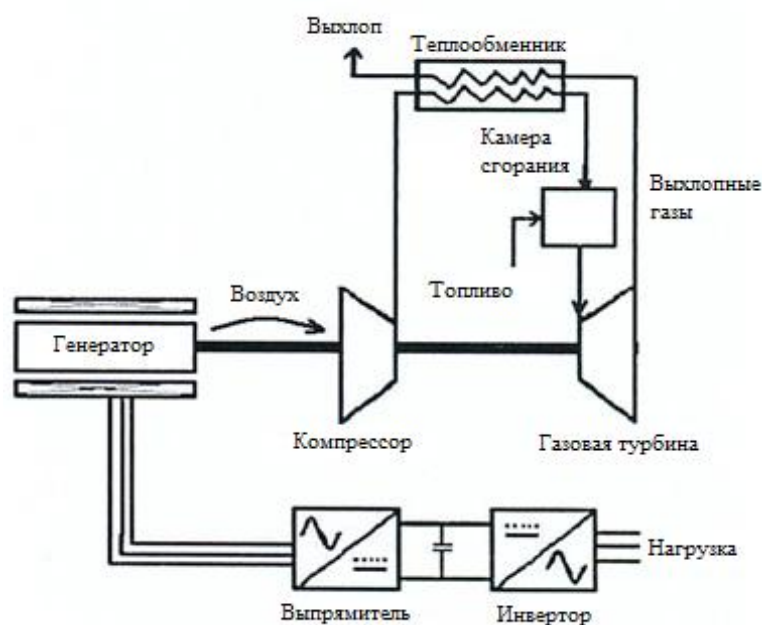


Рисунок 4.1 - Схема привода высокочастотного турбогенератора

В представленной системе генерирования электрической энергии [72] (Приложение В) блок силовой электроники, выполненный в виде активного выпрямителя [51], соединенного последовательно при помощи контактора токоограничивающего дросселя, и подключенного параллельно посредством того же контактора емкостного накопителя энергии, снабженного блоком управления, соединенным с ним датчиком, определяющим емкость накопителя энергии, и устройством, обеспечивающим заряд емкостного накопителя, сообщающимся с накопителем контактором, и автономного

инвертора, соединенного с нагрузкой, систему управления двигателем и генератором, дополнительно снабжен сглаживающим фильтром для подавления высших гармоник напряжения определенного порядка, параллельно подключаемым к автономному инвертору и функционирующим синхронно с основной системой преобразования параметров энергии. Данная система поясняется схемой, представленной на рисунке 4.2.

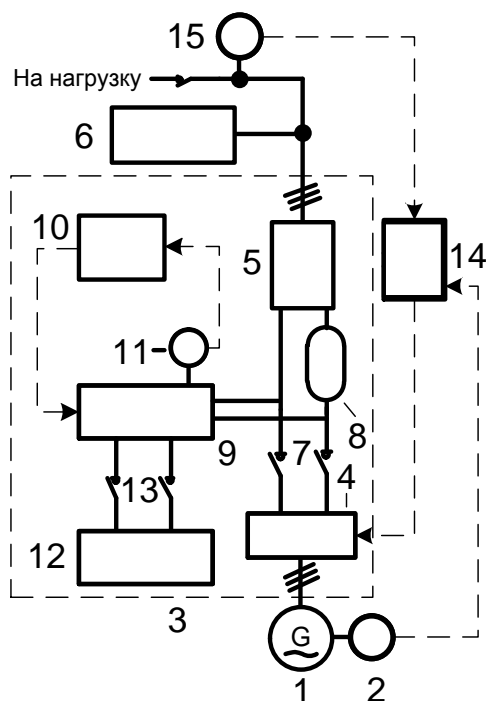


Рисунок 4.2 - Система генерирования электрической энергии

Схема содержит электрический генератор 1, датчик мощности генератора 2, блок силовой электроники 3 [55]. В состав блока силовой электроники 3 входят: активный выпрямитель 4, соединенный с генератором 1; автономный инвертор 5; пассивный фильтр 6, соединенный с нагрузкой (на схеме не показана) и датчиком нагрузки 15; емкостного накопителя 9 и дросселя 8. Активный выпрямитель 4, который выполнен на полностью управляемых транзисторах, соединен последовательно с дросселем 8 и автономным инвертором 5 через контактор 7, и параллельно подключен к емкостному накопителю энергии 9 также через контактор 7. Автономный инвертор 5, построенный также на полностью управляемых транзисторах, подключен к фильтру 6 параллельно. Емкостной накопитель энергии 9

дополнен устройством заряда емкостного накопителя 12, который присоединяется к нему при помощи контактора 13, а также блоком управления 10, который выполнен на логических элементах и датчиком, определяющим емкость накопителя энергии 11 (имеющего соединение с блоком управления 10). Данные датчиков системы обрабатываются контроллером системы управления 14.

Работа системы осуществляется следующим образом. Пуск генератора происходит от емкостного накопителя энергии 9, при этом контактор 13 разомкнут и поступающая электроэнергия проходит через активный выпрямитель 4, который работает в режиме инвертора. Работа генератора происходит в режиме двигателя. Системой управления 14 реализуется пуск генератора 1, при этом используются силовые ключи активного выпрямителя 4. Когда генератор 1 достигает определенной частоты вращения, блок управления 10 отключает накопитель энергии 9, и после этого в работу включается двигатель (не показан), приводящий генератор 1.

Генератор 1 выходит на рабочий режим генерации переменного электрического тока. Блок управления 10 через замыкание контактора 7 осуществляет подключение автономного инвертора 5, токоограничивающего дросселя 8 и емкостного накопителя энергии 9.

Генератор 1 осуществляет выработку переменного напряжения и электрического тока. Получаемый высокочастотное переменное напряжение преобразуется в блоке силовой электроники в напряжение с промышленными параметрами для подачи на нагрузку.

Поступающий от генератора 1 переменный электрический ток преобразуется в постоянный при помощи активного выпрямителя 4, дросселем 8 осуществляется ограничение колебаний значений тока, емкостным накопителем энергии 9 осуществляется подавление пульсаций напряжений, автономным инвертором 5 осуществляется процесс преобразования постоянного напряжения в трехфазное переменное,

компенсация высших гармонических составляющих тока и напряжения осуществляется фильтром 6.

В результате генератор 1 обеспечивает электроэнергией нагрузку (не показана).

Для обеспечения эффективной работы разработанного электротехнического комплекса с бинарным циклом необходимо обеспечить параллельную работу генераторов, входящих в его состав, как между собой, так и с сетью [52].

4.2 Синхронизация двух генераторов в составе электротехнического комплекса

Синхронизация – алгоритм подключения синхронного генератора в составе электротехнического комплекса к другому генератору или сети для обеспечения их совместной работы.

До начала процесса синхронизации двух генераторов следует провести несколько операций, выполняемые как автоматически, так и вручную.

Синхронизация генераторов выполняется двумя методами – самосинхронизация и точная синхронизация.

4.2.1 Самосинхронизация генераторов

Самосинхронизация генераторов осуществляется в следующем порядке. Ротор турбогенератора разгоняется турбиной до скорости вращения приближенной к синхронной и без возбуждения подключается к сети, затем возбуждение подается на ротор. Электрические моменты, появляющиеся в генераторе, позволяют приблизить скорость вращения ротора к синхронной и его последующее вхождение в синхронизм. При дальнейшем регулировании управляющего контроллера турбины турбогенератор воспринимает активную нагрузку и начинает работать в параллели с остальными генераторами [54].

Самосинхронизация позволяет не выполнять строгие требования точной синхронизации. По причине того, что синхронизируемый генератор включается в параллель без возбуждения, напряжение на нем равняется

нулю, следовательно, синхронизация напряжения по фазе и величине нецелесообразна. При этом скорость вращения турбогенератора может также отличаться от синхронной. Самосинхронизация может быть осуществлена достаточно быстро, ввиду отсутствия необходимости точного согласования указанных рассмотренных параметров. Данное свойство является одним из главных преимуществ способа самосинхронизации, в основном в аварийных случаях, при значении частоты сети отличном от 50 Гц. Также способ самосинхронизации позволяет повысить общую надежность системы ввиду уменьшения узлов согласования напряжения и частоты турбогенератора.

При подключении генератора к сети в момент осуществления самосинхронизации появляется значительный уравнивающий ток. Следующая формула определяет максимальное амплитудное значение уравнивающего тока:

$$i_{y\partial} = \frac{k_{y\partial} \sqrt{2} E''_{dc}}{x''_{d\epsilon} + x_c + x''_{dc}}, \quad (4.1)$$

где E''_{dc} - продольная электродвижущая сила эквивалентного генератора сети за сверхпереходным индуктивным сопротивлением x''_{dc} ;

x_c - эквивалентное индуктивное сопротивление системы, посредством которого генератор соединен с сетью;

$x''_{d\epsilon}$ и x''_{dc} - сверхпереходные индуктивные сопротивления присоединяемого и эквивалентного генераторов по продольной оси;

$k_{y\partial}$ - коэффициент, принимающий во внимание аperiodическую составляющую тока, $k_{y\partial}$ принимается равным 1,8-1,95.

Подключение генератора к шинам бесконечной мощности определяет наиболее трудные условия для синхронизации, при этом сопротивление генератора и сети равны нулю ($x_c=0$, $x''_{dc} = 0$). В таком случае наибольшее значение уравнивающего тока равняется значению ударного тока короткого замыкания (КЗ) на выходах генератора:

$$i_{y\partial} = \frac{k_{y\partial} \sqrt{2} E''_{dc}}{x''_{d\epsilon}}, \quad (4.2)$$

Обычно сопротивление сети не равняется нулю $x_c \neq 0$, и значение уравнительного тока менее значения тока КЗ на выходах генератора. В виду того, что уравнительный ток представляет собой реактивный ток, то при осуществлении процесса самосинхронизации не возникает значительных скачков активной мощности и чрезмерных механических моментов на роторе генератора.

Отсюда следует один из главных недостатков способа самосинхронизации - появление значительных уравнительных токов. КЗ на выходах генератора является достаточно редким явлением и представляет собой аварийный режим. В подавляющем большинстве случаев происходит синхронизация генераторов, однако при этом генератор неизбежно подвергается воздействию значительных уравнительных токов.

При подключении генератора к сети при помощи способа самосинхронизации происходит снижение напряжения на общих шинах. Напряжение на генераторе определяется как:

$$U_2 = U_c - I_2 x_c \quad (4.3)$$

Уравнительный ток в генераторе может быть определен по формуле:

$$I_2 = \frac{U_c}{x_2 + x_c} \quad (4.4)$$

При комплексном решении уравнений (4.3) и (4.4) получаем:

$$U_2 = U_c \left(1 - \frac{x_c}{x_2 + x_c} \right) \quad (4.5)$$

отсюда следует, что понижение напряжения на выходах генератора рассчитывается следующей формулой:

$$\Delta U = U_c \frac{x_c}{x_2 + x_c} \quad (4.6)$$

Снижение значения напряжения определяется отношением сопротивлений энергосистемы x_c и генератора x_2 , величины которых зависят от соотношения их мощностей. При соизмеримых значениях этих сопротивлений Понижение значения напряжения может составлять до 50 % номинальной величины, но в большинстве случаев $x_c < x_2$, поэтому напряжение обычно понижается на меньшую величину.

Напряжение на общих шинах станции возрастает при вхождении генератора в синхронизм. Это объясняется увеличением сопротивления генератора, а также воздействием регулятора напряжения и величины возбуждения. Вхождение генератора в синхронизм осуществляется достаточно быстро (1-2 секунды), таким образом понижение напряжения протекает кратковременно и в большинстве случаев не влияет на работу сети и потребителей. Поэтому при включении в энергосистему генераторов при помощи способа самосинхронизации почти отсутствуют ограничения по их мощности.

Область возможного использования метода самосинхронизации можно определить по следующему принципу. Если разница между номинальным значением тока генератора и действительной величиной периодической компоненты скачка уравнивающего тока, который определяется как $I'_{ур} = \frac{U_c}{x'_d + x_c}$, составляет не более 3,5 раз, то возможно применение метода самосинхронизации.

4.2.2 Точная синхронизация генератора

Способ точной синхронизации генераторов предъявляет повышенные требования к проводимым операциям. Перед разгоном ротора турбогенератора турбиной, возбуждением и последующим подключением к сети необходимо выполнить следующие условия:

$U_2 = U_c$ - значение напряжения генератора приводится к сетевому напряжению;

$f_2 = f_c$ - частота генератора согласовывается с частотой энергосистемы;

$\delta = 0$ - момент включения выбирается таким образом, чтобы угол между векторами напряжения энергосистемы и генератора равнялся нулю.

Согласование вышеуказанных величин происходит как вручную операторами установки (ручная синхронизация), так и при помощи средств автоматики (автоматическая синхронизация).

Подключение возбужденного генератора к энергосистеме вызывает возникновение уравнивающего тока. Значение и характер уравнивающего тока определяются тем, насколько точным образом были осуществлены условия синхронизации. Появление уравнивающего тока приводит к скачкам мощности. Этот скачок активной мощности действует на турбину через генератор. Скачок реактивной мощности действует только на генератор.

Если $E''_{d_2} = E''_{d_c} = E''_d$, то значение уравнивающего тока:

$$i_{yp} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2 E''_d}{x''_{d_2} + x_{cв} + x''_{d_c}} \sin \frac{\delta}{2}, \quad (4.7)$$

где E''_{d_2} и E''_{d_c} - продольные ЭДС синхронизированного генератора и эквивалентного генератора сети за сверхпереходным индуктивным сопротивлением x''_{d_2} и x''_{d_c} в продольной оси;

$x_{cв}$ - эквивалентное индуктивное сопротивление связи;

δ - угол сдвига фаз между E''_{d_2} и E''_{d_c} .

Когда фазовый угол сдвига равен нулю, уравнивающий ток также равняется нулю. Это обстоятельство является главным преимуществом способа точной синхронизации – при правильно выбранном моменте подключения генератора его включение осуществляется без скачка уравнивающего тока.

Максимальная величина уравнивающего тока достигается, когда угол сдвига фаз равен 180° , т.е. когда $\sin \frac{\delta}{2} = 1,0$. В таком случае значение уравнивающего тока определяется как:

$$i_{yp} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2 E''_d}{x''_{d_2} + x_{cв} + x''_{d_c}} \quad (4.8)$$

При подключении генератора к шинам "бесконечной" мощности, уравнивающий ток может достигать больших величин. В этом случае сопротивление связи $x_{cв} = 0$ и $x''_{d_c} = 0$, поэтому значение уравнивающего тока будет вычисляться как:

$$i_{yp} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2 E''_d}{x''_{d_2}}, \quad (4.9)$$

При этом величина уравнительного тока будет в 2 раза выше значения ударного тока КЗ на выходах генератора. Для генератора такой режим является аварийно опасным, т.к. появляющиеся механические моменты в 4 раза выше механических моментов, создаваемых при КЗ на выходах генератора. Это значит, что подключение генератора к сети при таких параметрах нежелательно.

Порядок выполнения условий точной синхронизации определяет значение и характер уравнительного тока. Далее представлены варианты невыполнения условий точной синхронизации. Для упрощения и наглядности анализа полагается, что одно условие не соблюдено, а остальные условия соблюдаются в точности.

Первый вариант: $U_2 \neq U_c$, $f_2 = f_c$, $\delta = 0$. Перед подключением генератора к сети его напряжение не согласовано с напряжением энергосистемы. Из-за разного напряжения в системе появится уравнительный ток. Этот ток является реактивным. Когда напряжение генератора выше напряжения энергосистемы $U_2 > U_c$, уравнительный ток для генератора является отстающим. При этом индуктивный ток размагничивает генератор. Когда напряжение генератора ниже напряжения энергосистемы $U_2 < U_c$, уравнительный ток для генератора является опережающим или намагничивающим. В этих двух случаях при дополнительном намагничивании или размагничивании напряжения генератора и энергосистемы будут согласованы.

Второй вариант: $U_2 = U_c$, $f_2 = f_c$, $\delta \neq 0$. Подключение генератора к сети выполняется, когда угол сдвига фаз не равняется нулю. Векторная диаграмма данного варианта представлена на рисунке 4.3.

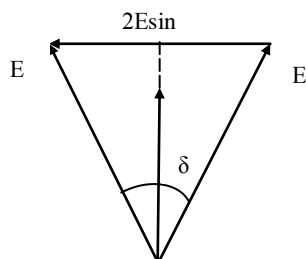


Рисунок 4.3 - Диаграмма векторов напряжений и токов

Уравнительный ток при небольших величинах угла сдвига фаз (δ) в основном является активным. При подключении генератора происходит скачок активной мощности. Скачок воздействует как на генератор, так и на турбину. Когда ЭДС генератора E_2 опережает ЭДС энергосистемы E_c , генератор первым воспринимает активную нагрузку, поэтому ротор генератора начнет затормаживаться и угол сдвига фаз также станет уменьшаться. Когда ЭДС генератора E_2 отстает от ЭДС энергосистемы E_c , синхронный момент является отрицательным, поэтому генератор будет функционировать в режиме синхронного двигателя, таким образом забирая активную мощность из энергосистемы. Вследствие чего ротор ускорится, и угол сдвига фаз станет уменьшаться.

Третий вариант: $U_2 = U_c, f_2 \neq f_c, \delta = 0$. Подключение генератора к сети происходит при разных частотах генератора и энергосистемы. Когда частота генератора выше частоты энергосистемы $f_2 > f_c$, ротор генератора под воздействием более высокого момента будет опережать ротор эквивалентного генератора сети. При увеличении угла сдвига фаз генератор воспримет активную нагрузку, ротор генератора станет затормаживаться. С ростом разности частот вылет угла будет увеличиваться. Большая разность частот может привести к тому, что ротору генератора не удастся войти в синхронизм на начальном этапе, и он совершит несколько полных оборотов в асинхронном режиме прежде, чем синхронизация совершится. Такой режим будет характеризоваться большими скачками мощности и уравнительного тока. Когда частота генератора менее частоты энергосистемы $f_2 < f_c$, ротор генератора будет запаздывать по отношению к ротору эквивалентного генератора сети. Ротор генератора под действием уравнительного момента станет ускоряться, что также приведет к успешной или неуспешной синхронизации.

4.3 Способы синхронизации двух генераторов в составе электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии

Бинарная система генерирования электрической энергии, состоящая из двух турбоагрегатов – основного и дополнительного, предназначена для электропитания объектов нефтегазового комплекса в соответствии с графиками нагрузок предприятий. Также в системе предусмотрена возможность производства тепловой энергии, в случае необходимости получения тепла для снабжения потребителей [70]. В качестве основного агрегата рассматривается микрогазотурбинный электроагрегат Capstone C65 со следующими параметрами [100]:

Электрическая мощность - 65 кВт;

Тепловая мощность - 130 кВт;

КПД по электричеству - 29% (± 2);

Диапазон рабочего напряжения - 380–480 В;

Максимальный ток в фазе - 100А;

Частота вырабатываемого тока - 50 Гц;

Вид используемого топлива - газ, керосин, дизель;

Рабочее давление топлива на входе, низкое - 0,02–1 бар;

Рабочее давление топлива на входе, высокое - 5,2 бар;

Расход топлива при номинальной нагрузке - 23 м³;

Максимальная температура выхлопных газов - 309 °С;

Выход тепловой энергии - 591 000 кДж/час (0,141 Гкал/час);

Выброс вредных веществ при 15% O₂ - < 9 ppm V NO_x;

Уровень шума на расстоянии 10 метров - не более 60 дБ;

Скорость вращения турбины - 96 000 об/мин.

Выхлопной газ газовой турбины используется для нагрева хладона в паротурбинной системе.

В качестве дополнительного турбоагрегата примем паротурбинный электроагрегат Calnetix WHG125 со следующими параметрами [99]:

Электрическая мощность - 125 кВт;

КПД по электричеству - 23%;

Диапазон рабочего напряжения - 380–480 В;

Частота вырабатываемого тока - 50 Гц;

Температура выхлопных газов на входе в установку - 143 °С;

Необходимая тепловая мощность - 980 кВт/час;

Расход выхлопных газов - 54 кг/час;

Температура насыщенного пара рабочей среды - 124 °С;

Давление до паротурбины - 15-20 бар;

Расход пара - 1,7 кг/час.

В основном электроагрегате используется синхронный генератор с постоянными магнитами. В виду высокой скорости вращения ротора основного агрегата, а также непостоянного характера привода дополнительного агрегата, необходимо обеспечить качественное преобразование генерируемой энергии для возможной параллельной работы установок и питания потребителей в соответствии с графиками электрических нагрузок [101]. Для этого разработаны схемы компоновки узлов комплекса генерации электрической энергии, позволяющие осуществить качественное и эффективное электроснабжение технологических объектов.

4.3.1 Схема с использованием шины переменного тока с двумя выпрямителями и двумя инверторами

В данной схеме используется принцип двойного преобразования энергии в двух турбоагрегатах. Для этого генератор газотурбинной установки подключен к активному выпрямителю напряжения, соединенного с автономным инвертором напряжения. Высокочастотный переменный ток, генерируемый МГТЭА, преобразуется выпрямителем в постоянный, после чего осуществляется обратная трансформация постоянного тока в переменный с требуемыми параметрами частоты и напряжения (50 Гц, 380 В) и его подача на шину переменного тока. Генератор ПТЭА также подключен к

активному выпрямителю и автономному инвертору в виду возможного использования установки в режиме, отличного от номинального, в частности, при утилизации части температурного потенциала выхлопных газов МГТЭА для параллельного производства тепловой и электрической энергии. При этом рабочие характеристики ПТЭА будут варьироваться в зависимости от давления и количества пара, полученного в системе парогенерирования. Чтобы получить на выходе установки требуемые параметры частоты и напряжения для обеспечения совместного функционирования турбоагрегатов преобразование тока ПТЭА также происходит по идентичному МГТЭА принципу выпрямитель-инвертор. При выходе паротурбинного электроагрегата на рабочий режим происходит его подключение к шине переменного тока через выключатель. В результате полученный ток с обоих генераторов подается на нагрузку. В структуре МГТЭА также предусмотрена аккумуляторная батарея (АКБ), применяемая в качестве буфера, для обеспечения энергией нагрузки во время выхода установки на номинальный режим.

4.3.2 Схема с использованием шины переменного тока с одним выпрямителем и одним инвертором

В представленной схеме используется принцип двойного преобразования энергии в одном турбоагрегате. В этом случае генератор газотурбинной установки подключен к активному выпрямителю напряжения, соединенного с автономным инвертором напряжения. Высокочастотный переменный ток, генерируемый МГТЭА, преобразуется выпрямителем в постоянный, после чего осуществляется обратная трансформация постоянного тока в переменный с требуемыми параметрами частоты и напряжения (50 Гц, 380 В). При этом генератор ПТЭА напрямую подключен к шине переменного тока без применения средств силовой электроники, что упрощает структуру подключения паротурбинного электроагрегата и повышает общую надежность системы. Данная схема применяется при эксплуатации паротурбинного агрегата в номинальном режиме, т.е. когда

температурный потенциал выхлопных газов МГТЭА полностью утилизируется в системе парогенерирования ПТЭА для обеспечения максимального производства электрической энергии. При генерировании пара и дальнейшей работе установки необходимо контролировать и обеспечивать постоянные параметры частоты и напряжения на выходе для обеспечения совместного бесперебойного функционирования турбоагрегатов. В результате полученный ток с обоих генераторов подается на шину переменного тока. В данной схема структура МГТЭА также предусматривает аккумуляторную батарею (АКБ), применяемую в качестве буфера, для обеспечения энергией нагрузки во время выхода установки на номинальный режим.

4.3.3 Схема с использованием шины переменного тока с двумя выпрямителями, двумя инверторами и синхронизацией, использующей опорный сигнал от первичной установки (МГТЭА) или предустановленный опорный сигнал для основной и дополнительной установок

В данной варианте разработана схема генерирования электрической энергии с использованием принципа двойного преобразования энергии в двух турбоагрегатах, синхронизацией производимого тока по фазе через включенный параллельно блок синхронизации и фильтрацией высших гармонических составляющих вырабатываемого тока посредством активного фильтра. Для этого генератор газотурбинной установки подключен к активному выпрямителю напряжения, соединенного с автономным инвертором напряжения. Высокочастотный переменный ток, генерируемый МГТЭА, преобразуется выпрямителем в постоянный, после чего осуществляется обратная трансформация постоянного тока в переменный с требуемыми параметрами частоты и напряжения (50 Гц, 380 В). В структуре МГТЭА также предусмотрена аккумуляторная батарея (АКБ), применяемая в качестве буфера, для обеспечения энергией нагрузки во время выхода установки на номинальный режим. Генератор ПТЭА также подключен к

активному выпрямителю и автономному инвертору в виду возможного использования установки в режиме, отличного от номинального. При параллельном производстве тепловой и электрической энергии рабочие параметры ПТЭА могут варьироваться в виду различного количества теплового потенциала, получаемого с выхлопными газами от МГТЭА. Чтобы обеспечить синхронизацию производимого переменного тока по фазе, в систему генерирования вводится блок синхронизации. При этом в качестве опорного сигнала используются рабочие параметры МГТЭА. Первоначально происходит пуск микрогазотурбинной установки, выход на рабочий режим, затем генерируемый ток преобразуется средствами силовой электроники, контрольный сигнал параметров тока поступает в блок синхронизации, после чего он подается на шину переменного тока. Выхлопные газы установки направляются в систему парогенерирования ПТЭА, происходит генерация пара из низкокипящей среды, приводящего паровую турбину. ПТЭА производит переменный ток, который преобразуется выпрямителем в постоянный, после чего осуществляется обратная трансформация постоянного тока в переменный. Параметры фазового угла сгенерированного тока ПТЭА сравниваются с контрольными параметрами МГТЭА в блоке синхронизации. В случае несоответствия параметров тока, блок синхронизации корректирует фазу производимого ПТЭА тока и изменяет выходной сигнал автономного инвертора на сторону переменного тока. Использование опорного сигнала МГТЭА в качестве контрольного позволяет упростить схему синхронизации в виду необходимости корректировки только одного сигнала (фаза напряжения ПТЭА), однако в то же время предъявляет повышенные требования к надежности функционирования газотурбинной установки, т.к. в случае несоответствия рабочих параметров МГТЭА требуемая синхронизация также будет осуществлена неверно, тогда как применение общего предустановленного опорного сигнала для МГТЭА и ПТЭА в качестве контрольного позволяет повысить уровень надежности синхронизации агрегатов в виду самостоятельной настройки каждого из них,

но в то же время усложняет состав системы и удорожает ее конструкцию. После прохождения средств силовой электроники и блока синхронизации полученный ток характеризуется наличием высших гармоник. Для их фильтрации перед подключением генераторов к общей шине устанавливается активный фильтр, сообщающийся с обеими установками. В результате обеспечиваются одинаковые выходные параметры МГТЭА и ПТЭА (величина напряжения, частоты, фазового угла, отсутствие высших гармоник). Полученный ток с обоих генераторов подается на общую шину переменного тока для питания нагрузки.

4.3.4 Схема с использованием шины постоянного тока с двумя выпрямителями

В настоящей схеме используется принцип работы на стороне постоянного тока с двойным инвертированием на выходе двух турбоагрегатов и перед подачей энергии на нагрузку. Для этого генератор газотурбинной установки подключен к активному выпрямителю напряжения, соединенного с трансформатором. Высокочастотный переменный ток, генерируемый МГТЭА, преобразуется выпрямителем в постоянный, после чего осуществляется трансформация постоянного тока с учетом требуемой величины напряжения (380 В). Генератор ПТЭА также подключен к активному выпрямителю и конвертору в виду возможного использования установки в режиме, отличного от номинального. При использовании температурного потенциала выхлопных газов МГТЭА для параллельного производства тепловой и электрической энергии рабочие параметры ПТЭА могут варьироваться. Постоянный ток с обеих установок подается на шину постоянного тока, к которой также подключена аккумуляторная батарея (АКБ), применяемая в качестве буфера, для обеспечения энергией нагрузки во время выхода установки на номинальный режим. Перед подачей электрической энергии на нагрузку происходит обратное преобразование постоянного тока МГТЭА и ПТЭА в переменный в инверторе,

установленном на выходе установки. В результате переменный ток с обоих генераторов подается на нагрузку.

4.4 Система генерирования электрической энергии с фазовой синхронизацией генераторов

На основе представленных в п. 4.2 схем синхронной работы двух генераторов в составе когенерационного электротехнического комплекса с бинарным циклом была разработана система генерирования электрической энергии с синхронизацией двух генераторов (рисунок 4.4).

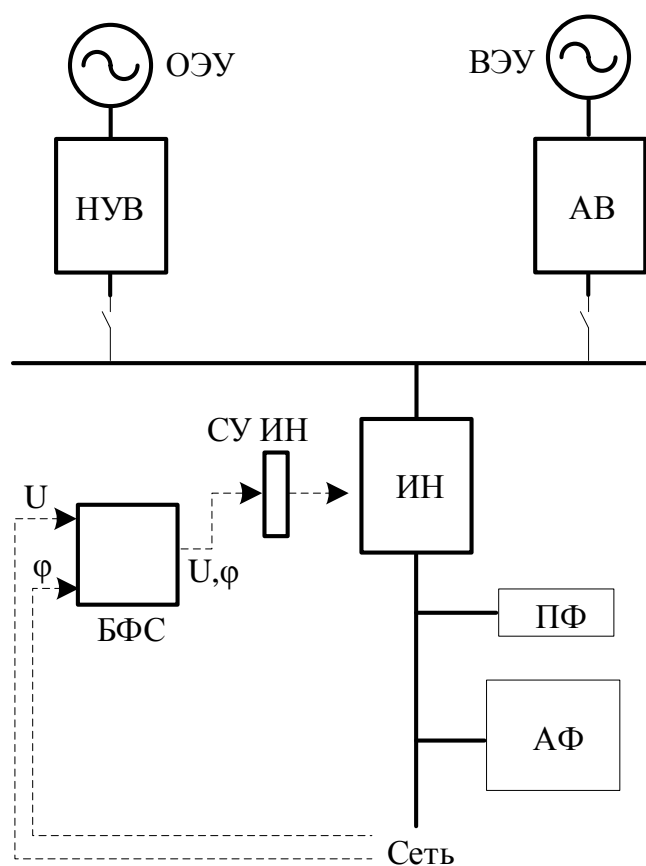


Рисунок 4.4 - Система генерирования электрической энергии с фазовой синхронизацией генераторов

Система генерирования энергии поясняется схемой, представленной на рис, где ОЭУ и ВЭУ – основная и вспомогательная электроустановки в составе электротехнического комплекса, НУВ и АВ – неуправляемый и активный выпрямители переменного тока, производимого генераторами, соединенные через накопительные конденсаторы с инвертором напряжения

ИН, преобразующим получаемый постоянный ток в переменный. К выходу инвертора подключен пассивный фильтр ПФ, компенсирующий высшие гармоники определенного порядка генерируемого тока. Блок фазовой синхронизации БФС включен параллельно секциям шин и используется для синхронизации вырабатываемого генераторами тока по фазе и напряжению. Для компенсации высших гармоник до требуемого уровня перед подачей энергии на нагрузку к общей шине может подключаться активный фильтр АФ. Применение активного фильтра в составе разработанного электротехнического комплекса позволяет повысить эффективность компенсации высших гармоник при подключении к общим шинам чувствительной к искажениям нагрузки. Если после применения пассивных фильтров суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в сети 0,4 кВ будет превышать 8 %, то активный фильтр должен быть неотъемлемой частью структуры предложенного комплекса.

Генератор ОЭУ под воздействием высокоскоростного вращения турбины МГТЭА вырабатывает переменный высокочастотный электрический ток. Преобразование переменного электрического тока от генератора ОЭУ осуществляется при помощи неуправляемого выпрямителя НУВ, накопительными конденсаторов происходит подавление пульсаций напряжения. Далее преобразование постоянного тока в переменный осуществляет инвертор напряжения. Затем происходит коммутация автоматического выключателя, параметры фазового угла и напряжения фиксируются блоком фазовой синхронизации БФС. После начала функционирования генератора ОЭУ в работу включается генератор ВЭУ, приводимый валом ПТЭА. Преобразование электрического тока, производимого генератором ВЭУ, происходит при помощи активного выпрямителя АВ, обеспечивающего соответствие уровней генерируемого генераторами напряжений. На выход инвертора напряжения ИН блоком фазовой синхронизации подается сигнал для синхронизации значений напряжения и фазового угла генераторов ОЭУ и ВЭУ. Высшие

гармонические составляющие инвертированного тока отфильтровываются с помощью пассивного фильтра ПФ. Происходит коммутация автоматического выключателя, получаемый преобразованный переменный ток с НУВ и АВ подается на общую секцию шин, где активным фильтром АФ осуществляется окончательная компенсация высших гармоник, после чего выполняется подключение нагрузки. В результате генераторы ОЭУ и ВЭУ работают параллельно, обеспечивая электроэнергией нагрузку.

На рисунках 4.5 и 4.6 представлены соответственно структурная схема и алгоритм управления электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии.

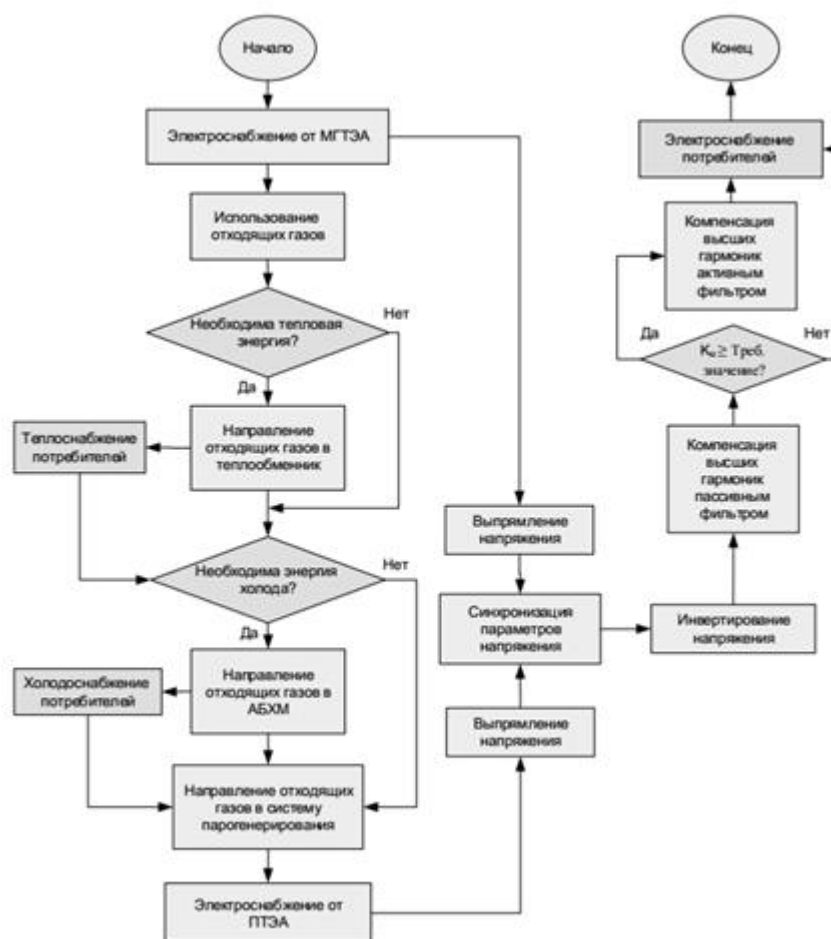


Рисунок 4.5 - Функциональная схема электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электроэнергии

В качестве системы фазовой синхронизации используется фазовая автоподстройка частоты (ФАПЧ), являющаяся следящей системой, имеющей высокую точность при несинусоидальности напряжения сети [88].

Применение преобразования координат позволяет использовать ФАПЧ, обеспечивающую отслеживание частоты сети и формирование эталонных единичных сигналов ($\cos \theta$ и $\sin \theta$) [30, 69, 89].

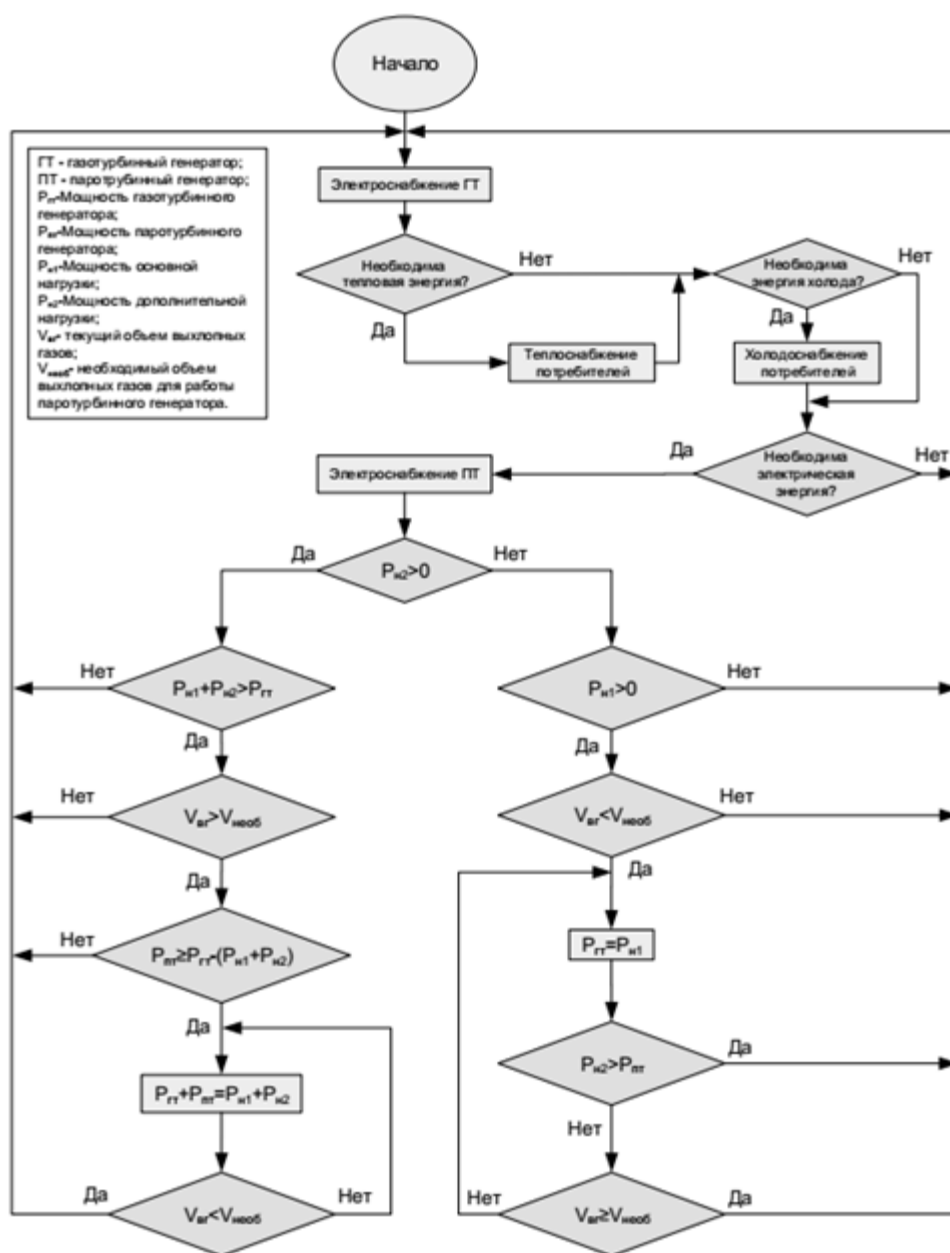


Рисунок 4.6 - Алгоритм управления электротехническим комплексом с бинарным циклом генерации электроэнергии

В основе функционирования системы адаптивной синхронизации на базе ФАПЧ используется следующая особенность преобразования Парка. Колебания частоты питающей сети трактуются как появления несимметрии в трехфазной сети, что вызовет отклонение от нуля составляющей результирующего вектора сигнала. Постоянная составляющая, содержащая

информацию о первой гармонике фазного напряжения сети, выделяется низкочастотным фильтром (ФНЧ) или фильтром скользящего среднего (ФСС). Значение угла поворота вращающейся системы координат может быть получено с помощью интегрирования угловой частоты. Наличие обратной связи обеспечивает слежение за сигналом при изменении частоты сети.

Достоинством данного метода является использование фильтров низких частот, которые значительно подавляют импульсные помехи в измерительных каналах. Сложность метода заключается в необходимости синхронизации с сигналом напряжения сети эталонных сигналов ($\cos\theta$ и $\sin\theta$). Звено ФАПЧ позволяет получить высокую точность при несинусоидальности сигнала напряжения сети, так она является следящей системой, частота настройки которой определяется частотой входного сигнала, а сигналом рассогласования является разность фаз входного и выходного сигнала.

Функциональная схема ФАПЧ [23] представлена на рисунке 4.11.

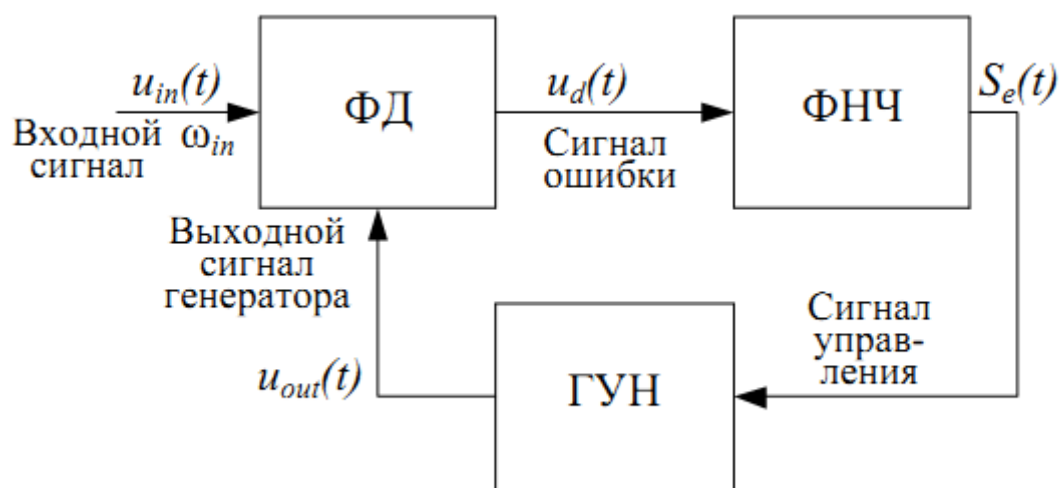


Рисунок 4.7 - Структурная схема ФАПЧ

На рисунке 4.8. изображена структурная схема типовой системы ФАПЧ, выполненная в среде Matlab Simulink.

относительная нестабильность управляемых по частоте генераторов
 $\frac{\Delta\omega}{\omega} = 10^{-3} \div 10^{-4}$

Перечислим сигналы ФАПЧ:

$u_{in}(t) = A \sin(\omega t + \theta_{in})$ - входной сигнал;

ω_{in} - частота входного сигнала;

$u_{out}(t)$ - выходной сигнал ГУН;

ω_{out} - выходная частота ГУН;

$u_d(t) = K_d \theta_e$ - выходной сигнал ФД;

$\theta_e = \theta_{in} - \theta_{out}$ - разность фаз между $u_{in}(t)$ и $u_{out}(t)$;

S_e - выходной сигнал ФНЧ, предназначенный для управления частотой ГУН.

Фазовый детектор описывается уравнением:

$$u_d(t) = K_d \theta_e = K_d (\theta_{in} - \theta_{out}) \quad (4.10)$$

где K_d - коэффициент усиления фазового детектора, вольт/радиан.

Передаточная характеристика ГУН:

$$\omega_{out} = \omega_0 + K_0 S_e(t) \quad (4.11)$$

где K_0 - коэффициент усиления ГУН, ω_0 - заданная частота, радиан. Единицы измерения K_0 - радианы/сек вольт.

Рассмотрим внешнюю характеристику сети с несколькими генераторами соизмеримой мощности (рис. 4.13). Процесс наращивания нагрузки изображён красной траекторией, а процесс сброса мощности – синей. Номинальное напряжение сети U_n допускает положительные и отрицательные отклонения $+\delta U$ и $-\delta U$. При дальнейшем рассмотрении принимается, что выходное напряжение генераторов синхронизировано по величине, частоте и фазе.

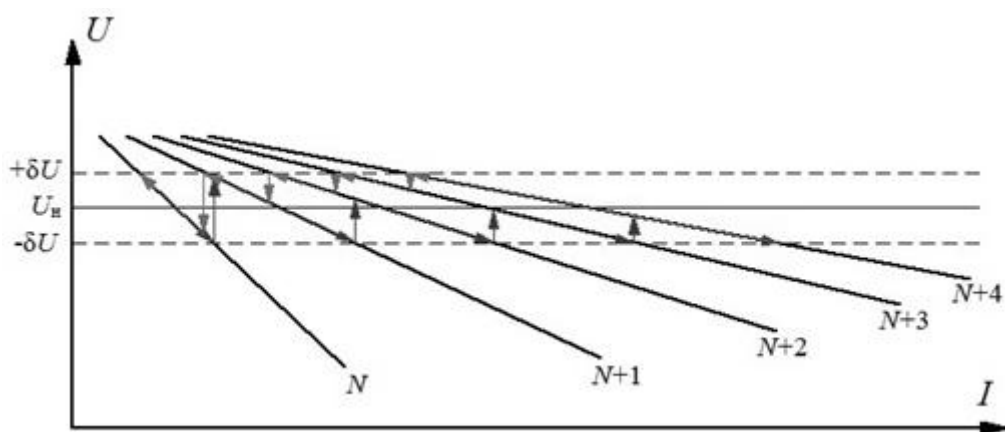


Рисунок 4.9 - Внешняя характеристика сети с несколькими источниками соизмеримой мощности.

При большой мощности сети её внешняя характеристика становится более полой, за счёт чего подключение дополнительных источников вызывает незначительные колебания сетевого напряжения, не превышающие допустимых значений. Однако в случае отсутствия централизованной сети при соединении бинарных установок в единую энергосистему, сетевое напряжение может выходить за границы допустимых отклонений (рис. 4.10, а). Во избежание этого потребуется расширить зону допустимых отклонений напряжения или обеспечить регулирование выходного напряжения генераторных установок (рис. 4.10, б).

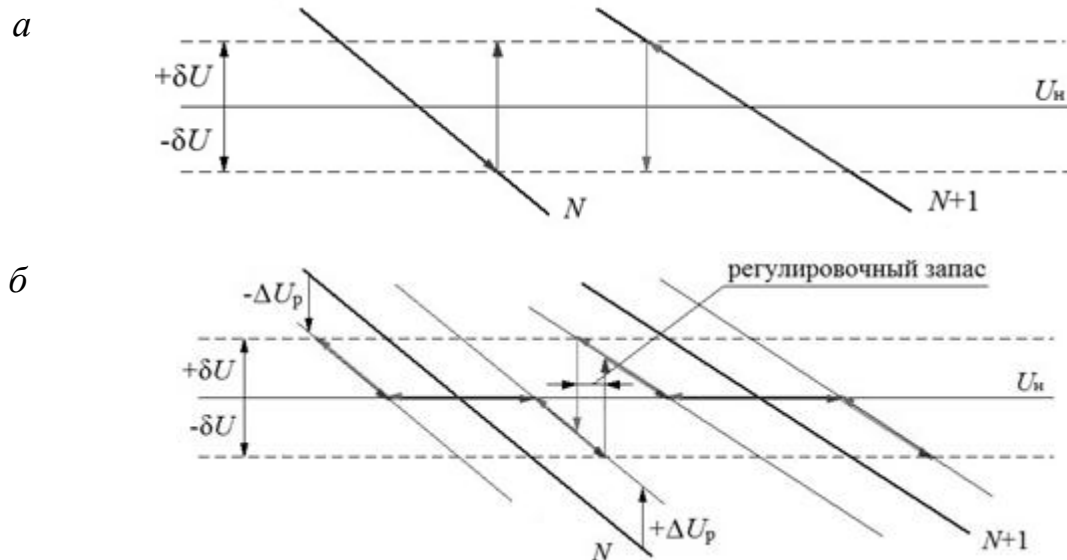


Рисунок 4.10 - Внешние характеристики сети при коммутации источников соизмеримой мощности: а) без регулирования выходного напряжения источников и б) при регулировании выходного напряжения.

Величина регулировочного запаса при коммутации источников соизмеримой мощности обуславливается границами допустимых отклонений $\pm\delta U$ и диапазоном регулирования напряжения источников $\pm\Delta U_p$. Наличие дополнительной генераторной установки в составе бинарного комплекса дополнительно уменьшает наклон внешних характеристик генераторов.

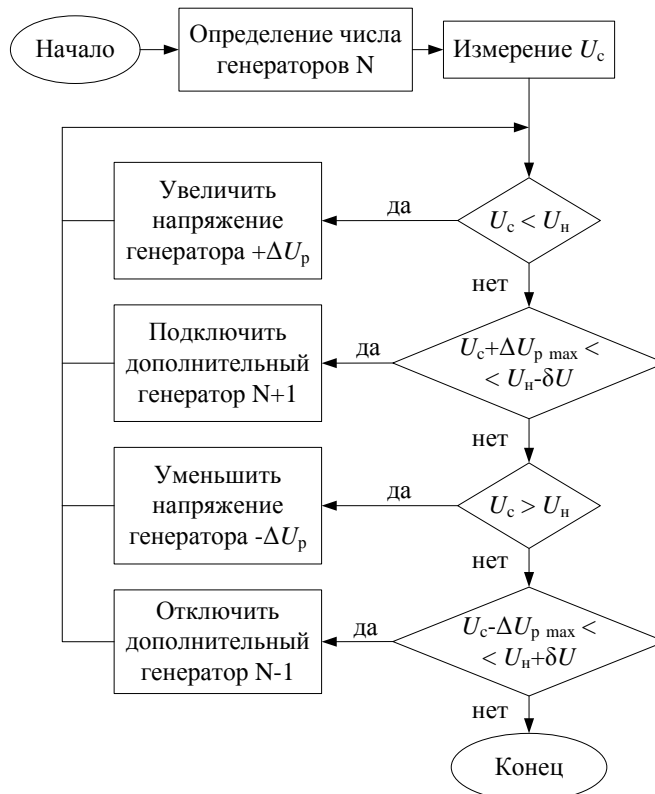


Рисунок 4.11 - Алгоритм подключения дополнительных генераторов к распределённой сети.

Применение разработанной системы генерирования энергии позволяет обеспечить эффективное преобразование первичного энергоносителя в электрическую энергию для бесперебойного электроснабжения отдаленных районов нефтедобычи, предприятий минерально-сырьевого комплекса.

4.5 Выводы по четвёртой главе

1. Обоснована необходимость согласования параметров генераторов, входящих в состав разработанного электротехнического комплекса путем использования силовых преобразователей в его структуре.

2. Выявлена необходимость фазовой синхронизации напряжений на выходе силовых преобразователей от двух генераторов, которую нужно реализовывать на базе систем фазовой автоподстройки частоты.

3. Проведен комплексный анализ структур и режимов работы систем фазовой автоподстройки частоты для возможности наиболее эффективного применения в составе разработанного электротехнического комплекса.

4. Разработанные варианты электроснабжения позволяют удовлетворить энергетические нужды производственных объектов с возможным варьированием выходных параметров установки в зависимости от показателей графиков электрической нагрузки потребителей.

ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С БИНАРНЫМ ЦИКЛОМ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В данной главе была проведена оценка экономической эффективности разработанного электротехнического комплекса на основе установки с бинарным циклом генерации электроэнергии в сравнении с микрогазотурбинным электроагрегатом и дизельной электростанцией (ДЭС) [67]. Для этого выполнены укрупненные расчеты эксплуатационных и капитальных затрат, и на их основе определены экономические показатели по проектам. Для проведения расчетов принимается следующее:

1. Рассматриваемые установки сооружаются и эксплуатируются как самостоятельные электротехнические объекты;
2. Электрогенерирующие установки эксплуатируются в штатном режиме (количество часов работы с установленной мощностью - 7500 часов в год);
3. Установки сооружаются в каркасном здании (специально построенном) с индивидуальным подключением к сетям потребителя;
4. Время сооружения установок - 6 месяцев, подготовительный период - 3 месяца;
5. В экономических расчетах используются цены на материалы, оборудование, электроэнергию и газ в Российской Федерации на 1.01.2016 г.;
6. Показатели рассчитываются в долларах США (\$).

Расчет осуществляется для энергетического объекта с располагаемой мощностью 1000 кВт (рассматриваются одна дизельная электростанция мощностью 1 МВт или один МГТЭА мощностью 1 МВт).

5.1 Оценка капитальных вложений

Объемы капитальных вложений, которые необходимы для сооружения рассматриваемых электротехнических установок, приведены в таблице 5.1. Ниже дана расшифровка отдельных статей капитальных затрат.

Таблица 5.1- Капитальные вложения для создания установок, тыс. \$

Перечень затрат	ДЭС	МГТЭА	Установка с бинарным циклом генерации электроэнергии
1. Расходы на подготовку к строительству	14	14	14
2. Составление проектно-сметной документации	10	20	30
3. Стоимость собственно энергетической установки:			
3.1. Стоимость двигателя	250	1000	1000
3.2. Стоимость паротурбинного оборудования	-	-	125
3.3. Стоимость теплообменника	-	-	2·1,2=2,4
ИТОГО Статья 3	250	1000	1127,4
4. Стоимость электрооборудования:			
4.1. Кабель для линии электропередач	2,5	2,5	2,5
4.2. Шинно-распределительный узел и электроподстанция	45	60	60
4.3. КИП и автоматика	15	15	15
ИТОГО Статья 4	62,5	77,5	77,5
5. Стоимость зданий и сооружений	8	11	11
6. Стоимость материалов для подвода коммуникаций (канализации, водопровода, прочее)	3	3	3
7. Стоимость строительно-монтажных и пуско-наладочных работ (25% суммы затрат по пунктам 3...5)	80,125	272,125	303,975
8. Непредвиденные затраты (3% от суммы затрат по пунктам 1...7)	12,829	41,929	47,006
ВСЕГО	450,45	1439,55	1613,88

Расходы на подготовку к строительству установок представляют собой затраты на составление бизнес-плана, оформление разрешающих документов, согласование механизмов реализации проекта. Расчет данных расходов приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Расходы по подготовке к строительству энергетической установки

Перечень расходов	Величина затрат, тыс. \$
1. Зарплата дирекции строящегося объекта (1 человек, с зарплатой 1000 \$ в месяц, работает 9 месяцев, начисления на зарплату 32%)	11,88
2. Стоимость аренды помещения для дирекции, канцтовары, оплату телефона, компьютера, прочее	1,0
3. Оплата подготовки и согласования документов разрешающим инстанциям (лицензии, отвод земли, согласование проекта, прочее)	1,12
ИТОГО	14,0

Составление проектно-сметной документации является неотъемлемой частью любого проекта. Стоимость составления документации на привязку, монтаж, наладку и подключение установок принимается согласно рекомендациям для ДЭС - 10 тыс. \$, МГТЭА - 20 тыс. \$, для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии - 30 тыс. \$.

Основные расходы - закупка электроагрегата.

Для дизельной электростанции «Cummins-1000» стоимость составляет 250 тыс. \$.

Стоимость МГТЭА «Capstone C1000» принимается исходя из соотношения 1 кВт - 1000\$, на основании этого стоимость агрегата мощностью 1 МВт - 1000 тыс. \$.

В состав когенерационной установки с бинарным циклом помимо МГТЭА входит паровая турбина «Calnetix WHG125» и два теплообменника «M6-MFG Alfa Laval», стоимость которых равна 125 тыс. \$ и 2,4 тыс. \$ соответственно [65].

Стоимость электрооборудования необходимого для подключения к электрическим сетям создаваемых электрогенерирующих установок складывается из стоимости кабелей, стоимости комплектной подстанции, контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики.

В виду того, что электроагрегаты устанавливаются в непосредственной

близости от потребителей, длина кабелей принимается равной 500 метрам. Согласно прейскуранту стоимость 1 м кабеля составляет 5 \$. Тогда цена кабеля составит:

$$C_{\text{каб}} = 500 \text{ м} \cdot 5 \$ = 2500 \$.$$

Стоимость комплектной подстанции, КИП и автоматики определена в соответствии с рыночными ценами и приведена в таблице 5.1.

Стоимость зданий и сооружений рассчитана с учетом условия сооружения электроустановок в отдельных каркасных зданиях (таблица 5.1).

5.2 Оценка эксплуатационных расходов

Расход дизельного топлива для одной рассматриваемой ДЭС составляет 261 л/час, с учетом доставки (которая может составлять 50% и более от стоимости топлива), стоимость топлива, потребляемого за один час работы равна: $261 \cdot 0,5 = 130,5 \$$.

При эксплуатации МГТЭА «Capstone C1000» расход газа составляет 325 м³/час. Согласно тарифам на природный газ, реализуемым потребителям, стоимость 1000 м³ газа составляет 65 \$, тогда стоимость топлива, расходуемого МГТЭА за час работы: $0,325 \cdot 65 = 20,31 \$$.

Размеры эксплуатационных расходов для обеспечения нормальной работы рассматриваемых установок приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Эксплуатационные расходы и экономические показатели энергетических установок (при цене 65 \$ за 1000 м³ газа)

Перечень показателей	ДЭС	МГТЭА	Установка с бинарным циклом генерации электроэнергии
1. Капитальные вложения, тыс. \$	450,45	1439,55	1613,88
2. Эксплуатационные расходы, тыс. \$ в год:			
2.1 Зарплата обслуживающего персонала (таблица 5.4), тыс. \$	12,672	14,256	14,256

Продолжение таблицы 5.3

2.2. Налоги (коммунальный, экологический, прочие), тыс. \$	0,5	0,5	0,5
2.3. Прочие расходы (услуги связи, канализация, тех. вода, прочее), тыс. \$	3,0	3,0	3,0
2.4. Непредвиденные расходы (3% от суммы затрат по пунктам 2.1...2.5), тыс. \$	0,485	0,533	0,533
2.5. Расходы на топливо (газ по цене 65 \$ за 1000 м ³ , дизельное топливо 500\$ за 1 м ³), тыс. \$	978,75	158,44	158,44
2.6. Амортизация, тыс. \$	62,5	154,1	166,84
Итого по статье 2, тыс. \$	1057,91	330,83	343,47
3. Экономические показатели :			
3.1. Установленная электрическая мощность, МВт	1,0	1,0	1,125
3.2. Фактическая электрическая мощность, МВт	0,75	0,9	1,0125
3.3. Годовая выработка электроэнергии, кВт·час	5,625 · 10 ⁶	6,75 · 10 ⁶	7,60 · 10 ⁶
3.4. Годовые поступления от продажи электроэнергии по цене 0,09 \$ за 1 кВт час, тыс. \$	510	610	680
3.5. Прибыль от продажи электроэнергии, тыс. \$	- 547,91	279,17	336,53
3.6. Чистая прибыль (налог на прибыль 20%), тыс. \$	-	223,34	269,22
3.7. Себестоимость 1 кВт час электроэнергии, \$	0,188	0,049	0,045
3.8. Удельные капвложения, \$/кВт	601	1600	1594
3.9. Срок окупаемости, лет	-	6,45	5,99

Рассмотрим расчеты отдельных статей эксплуатационных затрат, приведенных в таблице 5.3.

Зарплата минимального количества обслуживающего персонала для поддержания установок в рабочем состоянии представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Расчет зарплаты персонала, обслуживающего электрическую установку

Должность	Количество единиц			Месячный оклад, \$	Годовой фонд оплаты труда, \$		
	ДЭС	МГТЭА	Установка с бинарным циклом генерации электроэнергии		ДЭС	МГТЭА	Установка с бинарным циклом генерации электроэнергии
1. Дизелист	1	-	-	400	4800	-	-
2. Оператор	-	1	1	500	-	6000	6000
3. Электрик	1	1	1	400	4800	4800	4800
				ИТОГО	9600	10800	10800
Начисления на фонд заработной платы (32%)					3072	3456	3456
ВСЕГО					12672	14256	14256

Потребность в топливе можно определить по формуле:

$$Q_{\text{топл}} = t \cdot q \quad (5.1)$$

где $Q_{\text{топл}}$ - годовой расход топлива рассматриваемых установок, м³;

t - число часов работы газотурбинного двигателя в год, принято 7500 часов;

q - удельный расход топлива (газа), м³/час;

Подставляя в зависимость (5.1) числовые значения входящих в нее величин, получаем:

$$Q_{\text{топл}} = 7500 \text{ час} \cdot 0,261 \text{ м}^3/\text{час} = 1957,5 \text{ м}^3 \text{ в год};$$

$$Q_{\text{газа}}^{\text{МГТЭА}} = 7500 \text{ час} \cdot 325 \text{ м}^3/\text{час} = 2437,5 \text{ тыс. м}^3 \text{ в год};$$

$$Q_{\text{газа}}^{\text{бин.уст.}} = 7500 \text{ час} \cdot 325 \text{ м}^3/\text{час} = 2437,5 \text{ тыс. м}^3 \text{ в год}.$$

Принимая стоимость 1 м³ дизельного топлива равной 500\$, а стоимость 1000 м³ газа - 65 \$, получаем стоимость топлива, необходимого для годовой эксплуатации установок:

$$Q_{\text{топл}} = 1957,5 \text{ м}^3 \cdot 500 \text{ \$/м}^3 = 978,75 \text{ тыс. \$};$$

$$Q_{\text{газа}}^{\text{МГТЭА}} = 2437,5 \text{ тыс. м}^3 \cdot 65 \text{ \$/тыс. м}^3 = 158,44 \text{ тыс. \$};$$

$$Q_{\text{газа}}^{\text{бин.уст.}} = 2437,5 \text{ тыс. м}^3 \cdot 65 \text{ \$/тыс. м}^3 = 158,44 \text{ тыс. \$}.$$

Налоги и прочие расходы изначально приняты равными: налоги - 0,5 тыс. \$; прочие расходы - 3 тыс. \$.

Расчет амортизационных отчислений производится исходя из стоимости основного оборудования и сроков его эксплуатации, которые составляют:

- для ДЭС - 5 лет;
- для МГТЭА - 7 лет;
- для теплообменника и паротурбины - 10 лет.

Тогда годовая амортизация равна:

$$A_{\text{ДЭС}} = (250 \text{ тыс. \$} + 62,5 \text{ тыс. \$}) \cdot 0,2 = 62,5 \text{ тыс. \$};$$

$$A_{\text{МГТЭА}} = (1000 \text{ тыс. \$} + 77,5 \text{ тыс. \$}) \cdot 0,143 = 154,1 \text{ тыс. \$};$$

$$A_{\text{бин.уст.}} = (1000 \text{ тыс. \$} + 77,5 \text{ тыс. \$}) \cdot 0,143 + (125 \text{ тыс. \$} + 2,4 \text{ тыс. \$}) \cdot 0,1 = 166,84 \text{ тыс. \$}.$$

Помимо эксплуатационных затрат также необходимо рассчитать экономические показатели, основными из которых являются чистая прибыль, удельные капитальные вложения и срок окупаемости [45]. Для наглядности, полученные расчетные данные также представлены в таблице 5.3.

При расчетах экономических показателей учитывается разница между установленной и фактической электрической мощностью агрегатов, так для ДЭС эта разница принята - 0,25, а для МГТЭА - 0,1 (пункты 3.1 и 3.2 в таблице 5.3).

Годовая выработка электроэнергии рассчитывается исходя из установленной мощности оборудования и числа часов его работы в году (7500 часов). На основании этого получаем:

$$W_{\text{ДЭС}} = 750 \text{ кВт} \cdot 7500 \text{ час} = 5,625 \cdot 10^6 \text{ кВт час};$$

$$W_{\text{МГТЭА}} = 900 \text{ кВт} \cdot 7500 \text{ час} = 6,75 \cdot 10^6 \text{ кВт час};$$

$$W_{\text{бин.уст.}} = 1012,5 \text{ кВт} \cdot 7500 \text{ час} = 7,60 \cdot 10^6 \text{ кВт час}.$$

Годовые поступления от продажи электроэнергии зависят от стоимости 1 кВт·час электроэнергии, которая принята равной 0,09 \$, тогда годовые поступления от продажи составят:

- для ДЭС:

$$D_{\text{ДЭС}} = 5,625 \cdot 10^6 \text{ кВт·час} \cdot 0,09 \$ = 0,51 \text{ млн. \$};$$

- для МГТЭА:

$$D_{\text{МГТЭА}} = 6,75 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{час} \cdot 0,09 \$ = 0,61 \text{ млн.}\$;$$

- для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии:

$$D_{\text{бин.уст.}} = 7,60 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{час} \cdot 0,09 \$ = 0,68 \text{ млн.}\$.$$

Прибыль от продажи электроэнергии определяется разностью поступлений от продаж и эксплуатационных расходов:

- для ДЭС:

$$P_{\text{ДЭС}} = 510 \text{ тыс.}\$ - 1057,91 \text{ тыс.}\$ = - 547,91 \text{ тыс.}\$;$$

- для МГТЭА:

$$P_{\text{МГТЭА}} = 610 \text{ тыс.}\$ - 330,83 \text{ тыс.}\$ = 279,17 \text{ тыс.}\$;$$

- для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии:

$$P_{\text{бин.уст.}} = 680 \text{ тыс.}\$ - 343,47 \text{ тыс.}\$ = 336,53 \text{ тыс.}\$.$$

Чистая прибыль рассчитывается с учетом налога на прибыль, который составляет 20% (2% в федеральный бюджет, 18% в региональный бюджет).

Тогда:

- для ДЭС чистая прибыль отсутствует, нет прибыли от продаж;

- для МГТЭА:

$$Ч_{\text{МГТЭА}} = 279,17 \text{ тыс.}\$ \cdot 0,8 = 223,34 \text{ тыс.}\$;$$

- для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии:

$$Ч_{\text{бин.уст.}} = 336,53 \text{ тыс.}\$ \cdot 0,8 = 269,22 \text{ тыс.}\$.$$

Себестоимость 1 кВт·час определяется отношением эксплуатационных затрат на количество вырабатываемой электроэнергии:

- для ДЭС:

$$C_{\text{ДЭС}} = \frac{1057910 \$}{5625000 \text{ кВт}\cdot\text{час}} = 0,188 \$$$

- для МГТЭА:

$$C_{\text{МГТЭА}} = \frac{330830 \$}{6750000 \text{ кВт}\cdot\text{час}} = 0,049 \$$$

- для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии:

$$C_{\text{бин.уст.}} = \frac{343470 \$}{7600000 \text{ кВт}\cdot\text{час}} = 0,045 \$$$

Удельные капиталовложения показывают, сколько \$ стоит 1 кВт без учета эксплуатационных затрат. Удельные капиталовложения рассчитываются как отношение капитальных затрат на получаемую мощность агрегата:

- для ДЭС:

$$K_{\text{ДЭС}} = \frac{450450 \$}{750 \text{ кВт}} = 601 \$;$$

- для МГТЭА:

$$K_{\text{МГТЭА}} = \frac{1439550 \$}{900 \text{ кВт}} = 1600 \$;$$

- для установки с бинарным циклом генерации электроэнергии:

$$K_{\text{бин.уст.}} = \frac{1613880 \$}{1012,5 \text{ кВт}} = 1594 \$.$$

Срок окупаемости, как было указано выше, является одним из важнейших показателей, который явно показывает эффективность того или иного агрегата. Рассчитав срок окупаемости рассматриваемых установок, получаем что:

- для ДЭС срок окупаемости не может быть рассчитан, так как прибыль отрицательна;

- для МГТЭА:

$$T_2 = \frac{1439550 \$}{223340 \$} = 6,45 \text{ года};$$

- для установки с бинарным циклом производства электрической энергии:

$$T_3 = \frac{1613880 \$}{269220 \$} = 5,99 \text{ года}.$$

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что использование дизельных электростанции в условиях автономного электроснабжения экономически не целесообразно, тогда как установки, работающие на попутном нефтяном или природном газе, несмотря на свою высокую стоимость, окупаются и приносят прибыль с седьмого года работы.

Также немаловажным аспектом является и то, что установки с бинарным циклом генерации электроэнергии вырабатывает и тепловую энергию, снижая затраты на обогрев технологических и бытовых помещений, что особенно важно в условиях низких температур окружающего воздуха.

5.3 Оценка экономии при утилизации попутного нефтяного газа

Помимо представленного выше расчета необходимо также учесть, что при применении микрогазотурбинных электроагрегатов также утилизируется попутный нефтяной газ, который является неотъемлемой частью нефтедобычи.

С 2012 года для расчета платежей за выбросы от сверхнормативного (более 5% от объема добычи) сжигания попутного нефтяного газа введен повышающий коэффициент в размере 4,5, с 2013-го он был увеличен до 12, а с 2014-го — до 25 (в случае отсутствия приборов учета — до 120).

На основании высказанного можно провести расчет экономии от штрафов за сжигание газа на факелах:

- объем газа необходимый для работы 1 агрегата - 2437,5 тыс. м³ в год;
- объем газа при сжигании в пределах норматива ($V_{г.н.}$) - 121,9 тыс. м³ в год;
- объем газа при сжигании газа сверх норматива ($V_{г.сн.}$) - 2315,6 тыс. м³ в год;
- ставка за нормативное сжигание газа на факеле ($C_{г.н.}$) - 22 руб./тыс. м³;
- ставка за сверхнормативное сжигание газа на факеле ($C_{г.сн.}$) - 13750 руб./тыс. м³ (включающая в себя коэффициент, учитывающий экологические факторы, дополнительный двукратный коэффициент для районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, Байкальской природной территории и зон экологического бедствия, коэффициент индексации нормативов платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, устанавливаемый федеральным законом о федеральном бюджете Российской Федерации на соответствующий финансовый год и плановый период).

Экономии от штрафов за сжигание газа на факеле ($\mathcal{E}_{ш.г.}$) считаем по формуле:

$$\mathcal{E}_{сж.пнг} = \frac{V_{г.н.}(C_{г.н.} + \beta C_{г.сн.})}{1000}, \quad (5.2)$$

$\beta = \frac{V_{г.сн.}}{V_{г.н.}}$ – коэффициент отношения объёмов сжигания ПНГ сверх и в пределах норматива

Подставив исходные данные, получаем:

$$\mathcal{E}_{сж.пнг} = \frac{121,9 \cdot (22 + \frac{2315,6}{121,9} \cdot 13750)}{1000} = 31\,842,2 \text{ тыс. руб. в год.}$$

5.4 Выводы по пятой главе

1. Проведена технико-экономическая оценка применения разработанного электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии для электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий;

2. Экономическая эффективность разработанного электротехнического комплекса, несмотря на высокие капитальные вложения, составляет в среднем 270 тыс. \$ в год, при этом срок окупаемости не превышает 6 лет;

3. Обоснована возможность снижения расходов на энергоснабжение производственных и бытовых объектов, что позволяет повысить экономическую эффективность применения разработанного электротехнического комплекса;

4. Выявлена дополнительная экономия, составляющая более 31 млн. рублей в год, за счет утилизации попутного нефтяного газа в качестве топлива газовых электроагрегатов для производства электрической энергии, без сжигания его на факелах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации содержится решение актуальной научно-технической задачи повышения надежности и экономичности электроснабжения удаленных объектов нефтегазовых предприятий с использованием природного и попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя в районах, не имеющих доступа к централизованной энергосистеме.

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. По результатам теоретических и экспериментальных исследований выявлены основные показатели графиков электрической нагрузки потребителей нефтегазодобычи, позволяющие обосновать требования к автономным электротехническим комплексам, первичным энергоносителем которых является природный или попутный нефтяной газ.

2. Обоснована необходимость использования электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии для увеличения коэффициента полезного действия до 55 % с сохранением возможности генерации тепловой энергии и энергии холода.

3. Разработана структура электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии на основе микрогазотурбинной и паротурбинной установок с силовыми преобразователями, фильтрокомпенсирующими устройствами и системой фазовой синхронизации, обеспечивающего гарантированное энергоснабжение удаленных потребителей нефтегазодобычи.

4. Обоснована необходимость компенсации высших гармоник тока и напряжения активными и пассивными фильтрокомпенсирующими устройствами при электроснабжении удаленных потребителей нефтегазодобычи от разработанного электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии, а также представлена методика выбора основных параметров пассивных фильтрокомпенсирующих устройств для компенсации высших гармоник тока и напряжения.

5. Обоснована возможность параллельной работы генераторов переменного тока различной частоты с активным и неуправляемым выпрямителями в цепях якоря на общие шины постоянного тока при минимизации протекания уравнительных токов.

6. Выполнено технико-экономическое обоснование применения разработанного электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н., Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработке нефти и газа при наличии источников высших гармоник / Б.Н. Абрамович, Ю.В. Гульков, М.М. Волошкин // Энергетика в нефтегазодобыче. – 2005. – №1-2. – С. 23-26.
2. Абрамович, Б.Н. Перенапряжения и электромагнитная совместимость оборудования электрических сетей 6÷35 кВ / Б.Н. Абрамович, С.О. Кабанов, А.М.Сергеев, В.В. Полищук // Новости электротехники. – 2002. – №5. – С. 18-24.
3. Абрамович, Б.Н. Повышение эффективности газотурбинных установок в составе комплекса автономного электроснабжения / Б.Н. Абрамович, В.А. Моренов // Сборник материалов 11-ой конференции «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых». – 2014. – С. 182-185.
4. Абрамович, Б.Н. Система тройного комбинированного цикла для автономного электроснабжения удаленных производственных предприятий нефтедобычи / Б.Н. Абрамович, В.А. Моренов // Сборник материалов 10-ой конференции «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых». – 2013. – С. 154-157.
5. Абрамович, Б.Н. Современные проблемы электротехнических наук: Учебное пособие / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов // Санкт-Петербургский государственный горный университет. –2012. – 90 с. – Текст: непосредственный.
6. Абрамович, Б.Н. Электропривод и электроснабжение горных предприятий: Учебное пособие / Б.Н. Абрамович, Д.А. Устинов // Санкт-Петербургский государственный горный институт. – 2004. – 84 с. – Текст: непосредственный.
7. Абрамович, Б.Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов. Санкт-

Петербургский государственный горный институт. – 2008. – 88 с. – Текст: непосредственный.

8. Агунов, А.В. Статический компенсатор неактивных составляющих мощности с полной компенсацией гармонических составляющих тока нагрузки // Электротехника. – 2003. – №2. – С. 47-50.

9. Агунов, А.В. Улучшение электромагнитной совместимости в автономных электроэнергетических системах ограниченной мощности методом активной фильтрации напряжения. = // Электротехника. – 2003. – №6. – С. 52-56.

10. Алексиков, И.Ю., Производство холода в системах тригенерации / И.Ю. Алексиков, А.В. Кузьмина // Турбины и дизели. – 2014. – № 1. – С. 12-15.

11. Ананко, В. Энергетика нефтепромыслов: своими силами // Нефтегазовая Вертикаль. – 2006. – №6. – С. 76-78.

12. Аррилага, Дж., Гармоники в электрических системах / Дж. Аррилага, Д. Бредли. – М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 320 с. – Текст: непосредственный.

13. Поршаков, Б.П. Газотурбинные установки / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, В.И. Никишин // М: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2003. – 240 с. Текст: непосредственный.

14. Бараненко, А.В. Холодильные машины // А.В. Бараненко, Н.Н. Бухарин, В.И. Пекарев, И.А. Сакун и др., под общей редакцией Л.С. Тимофеевского. – СПб.: Политехника. – 1997. – 992 с. Текст: непосредственный.

15. Беляков, П.Ю. Математическая модель поперечной турбины свободнопоточной микрогэс гирляндного типа в среде имитационного моделирования simulink / П.Ю. Беляков, А.В. Куксин // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2010. – №1. – С. 2-6.

16. Борисов, П.А. Синхронизация трехфазных активных выпрямителей напряжения с питающей сетью / П.А. Борисов, Н.А. Поляков //

Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2012. – №4 (80). – С. 55-60.

17. Булыгин, Д.А. Выбор оптимальных параметров дизельной электростанции для систем питания электротехнических комплексов потребителей первой категории особой группы / Д.А. Булыгин, А.Л. Карякин // труды VII Международной конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2012. – 2012. – С. 500-503.

18. Вершинин, В.И. Электромагнитная и электромеханическая совместимость в электротехнических системах с полупроводниковыми преобразователями / В.И. Вершинин, Э.А. Загривный, А.Е. Козярук // СПб: изд-во СПГГИ (ТУ). – 2000. – 68 с. – Текст: непосредственный.

19. Волков, А.В. Анализ электромагнитных процессов и совершенствование регулирования активного фильтра // Электротехника. – №12. – 2002. – С. 48-54.

20. Галимова, Л.В. Абсорбционные холодильные машины и тепловые насосы: Учеб. пособие // Астрахан. гос. тех. ун-т. – Астрахань: Изд-во АГТУ. – 1997. – 226 с. – Текст: непосредственный.

21. Гамазин, С. И. Обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии / С.И. Гамазин, В.М. Пупин, Ю.В. Марков // Промышленная энергетика. – №11. – 2006. – С. 19-23.

22. Геворкян В. М. Сравнение методов оценки фактического вклада субъектов электрических сетей в ухудшение качества электрической энергии / В. М. Геворкян, П. В. Трошин // Промышленная энергетика. – №7. – 2008. – С. 28-33.

23. Голуб, В. С. Эквивалентная схема системы ФАПЧ [Текст] // Изв. вузов. Радиоэлектроника. – 1994. – т. 37. № 8. – С. 54-58.

24. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК Издательство стандартов 1998. – 32 с. – Текст: непосредственный.

25. ГОСТ 30372-95 Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. ИПК Издательство стандартов 1998. – 11 с. – Текст: непосредственный.

26. 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. – Текст: непосредственный.

27. Грин, А.В. Особенности работы фильтрокомпенсирующего устройства как источника реактивной мощности. – Санкт-Петербург: Полезные ископаемые России и их освоение. – 1997. – 257 С. – Текст: непосредственный.

28. Громакова, С. Микрорешение масштабных проблем // Большой бизнес. – 2011. – №9. – С. 86-89.

29. Гуреев, В.М. Современные тригенерационные установки нового поколения / В.М. Гуреев, Р.Р. Гельманов, А.М. Ермаков // Энергетика Татарстана. – 2009. – №3. – С. 21-26.

30. Давыдкин, П. Н. Тактовая сетевая синхронизация [Текст] / П. Н. Давыдкин, М. Н. Колтунов, А. В. Рыжков. – М.: Эко-Трендз. – 2004. – 205 с. – Текст: непосредственный.

31. Демин, Е. Нужна ли нашему государству малая энергетика // Нефтегазовая Вертикаль. – 2006. – №6. – С. 74-75.

32. Демирчян, К.С. Реактивная мощность на случай несинусоидальных функций. Ортомощность // Известия РАН. Энергетика. 1992. – №1. – С.15-38.

33. Добрусин, Л. А. Автоматизация расчета фильтрокомпенсирующих устройств для электрических сетей, питающих преобразователи // Промышленная энергетика. – №5. – 2004. – С. 15-19.

34. Драверт, М.Л. Энергоцентр "Майский" работает параллельно с сетью // Турбины и дизели. – 2014. – № 2. – С. 38-39.
35. Дьяков, А.Ф., Электромагнитная совместимость в электроэнергетике / А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов, И.П. Кужекини др. – М.: Энергоиздат. – 2003. – 768 с. – Текст: непосредственный.
36. Дядькин, Ю.Д. Использование тепла Земли. Учебное пособие. Л., изд. ЛГИ. – 1987. – 107 с. – Текст: непосредственный.
37. Елисеева, О.А. Выбор вариантов использования попутного нефтяного газа // Академия энергетики. – 2011. – №1. – С. 50-55.
38. Ермаков, Р.Р. ГТЭС на Двуреченском месторождении: электроэнергия из попутного газа / Р.Р. Ермаков, М.В. Белошицкий, В.А. Петрущенко, С.А. Кузнецов и др. // Турбины и дизели. – 2014. – № 1. – С. 4-7.
39. Ерохин, В.Г. Сборник задач по основам гидравлики и теплотехники: Учеб. Пособие для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. / В.Г. Ерохин, М.Г. Маханько // М.: Энергия, 1979. – 210 с. – Текст: непосредственный.
40. Ефимов, А.А., Активные преобразователи в регулируемых электроприводах переменного тока. / А.А. Ефимов, Р.Т. Шрейнер // Новоуральск: Изд-во НГТИ. – 2001. – 250 с. – Текст: непосредственный.
41. Жаворонков, М.А. Электротехника и электроника: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / М.А. Жаворонков, А.В. Кузин // М.: Издательский центр «Академия». – 2005. – 400 с. – Текст: непосредственный.
42. Жежеленко, И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. – 2-е изд. М.: Энергоатомиздат. – 1984. – 160 с. – Текст: непосредственный.
43. Жежеленко, И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат. – 1986. – 167 с. – Текст: непосредственный.

44. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электрической энергии. – М.: Энергоатомиздат. – 1985. – 200 с. – Текст: непосредственный.

45. Забарный, Г.Н. Использование бинарных установок для производства электроэнергии / Г.Н. Забарный, А.В. Шурчков, М.И. Горохов, В.А. Здор // ИТТ НАН Украины. – Киев. – 2003. – 50 с. – Текст: непосредственный.

46. Зацепин, Е.П. Особенности функционирования многоуровневых систем электроснабжения / Е.П. Зацепин, А.Н. Шпиганович, А.А. Шпиганович // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2018. – № 3 (53). – С. 12-19.

47. Иванов, А. В. Электромагнитная совместимость электротехнических комплексов подстанционного оборудования при внедрении мощных частотно-регулируемых электроприводов нового поколения / А.В. Иванов, В.В. Фоменко // Промышленная энергетика. – 2007. – №7. – С. 27-31.

48. Игнатъев, М. Самоэнергообеспечение становится одной из самых актуальных отраслевых задач // Нефтегазовая Вертикаль. – 2004. – №5. – С. 72-74.

49. Каленюк, П.В. Работа турбины ОР16-3А на ПНГ с высоким содержанием сероводорода // Турбины и дизели. – 2014. – № 2. – С. 42-43.

50. Калинин, А.Г. Разведочное бурение / А.Г. Калинин, О.В. Ошкордин, В.М. Питерский, Н.В. Соловьев // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 748 с. Текст: непосредственный.

51. Кириленко, В.П. Комплексное устройство компенсации реактивной мощности и мощности искажения в системах питания с управляемыми выпрямителями / В.П. Кириленко, М.Н. Слепченко // Электричество. – 2006. – №11. – С. 37-43.

52. Киселев, В. В. Влияние несинусоидальности напряжения и тока на показания электронных счетчиков электроэнергии / В.В. Киселев, И.С. Пономаренко // Промышленная энергетика. – 2004. – №2. – С. 16-22.

53. Книжников, А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России / Книжников А., Пусенкова Н. // М. – 2009. – 26 с. – Текст: непосредственный.

54. Куценко, Б.Н. Essentials of electric and power supply: Учебное пособие / Б.Н. Куценко, В.Н. Лебедик, А.И. Михеев // СПб.: НП "Стратегия будущего". – 2009. – 162 с. – Текст: непосредственный.

55. Ленк, Дж. Электронные схемы: Практическое руководство. Пер. с англ. – М.: Мир, 1985. – 343 с. – Текст: непосредственный.

56. Лимитовский, А.М. Электро- и теплоснабжение геологоразведочных работ / А.М. Лимитовский, А.Ю. Марков, М.В. Меркулов // – М.: Недра. – 1988. – 192 с. – Текст: непосредственный.

57. Лимитовский, А.М. Энергообеспечение технологических потребителей геологоразведочных работ: Учеб. Пособие // А.М. Лимитовский, М.В. Меркулов, В.А. Косьянов // М.: 2008. – 135 с. – Текст: непосредственный.

58. Максимов, Б.Н. Промышленные фторорганические продукты: Справ. изд. / Б.Н. Максимов, В.Г. Барабанов, И.Л. Серушкин // Л.: Химия, 1990. – 464 с. – Текст: непосредственный.

59. Манушин, Э.А. Паротурбинная установка геотермальной электростанции бинарного цикла для геотермальных месторождений камчатского края / Э.А. Манушин, В.В. Бирюков // Наука и образование. – 2011. – № 9. – С. 1-8.

60. Меньшов, Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: Учеб. для вузов / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов // М.: ОАО «Издательство «Недра». – 2000. – 487 с. – Текст: непосредственный.

61. Михальцев, В.Е. Теория и проектирование газовой турбины: Учеб. пособие / В.Е. Михальцев, В.Д. Моляков // М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2006. – 104 с. – Текст: непосредственный.
62. Моренов, В.А. Применение попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – №3-2. – С. 61-65.
63. Моренов, В.А. Энергообеспечение производственных объектов в условиях севера при кустовом строительстве скважин / В.А. Моренов, Е.Л. Леушева // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 5. – С. 92-95.
64. Моренов, В.А. Система комплексного энергоснабжения нефтегазопромислов с использованием нефтяного газа в качестве энергоносителя / В.А. Моренов, Е.Л. Леушева // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 4. – с. 96–100.
65. Моренов, В.А. Когенерационная установка с бинарным циклом для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий / В.А. Моренов, В.В. Полищук, А.Н. Касьянова // Естественные и технические науки. – 2015. – № 5. – С. 102-105.
66. Моренов В.А. Комбинированная энергетическая установка для энергоснабжения горных предприятий / В.А. Моренов, Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Горное оборудование и электромеханика. – 2016. – № 4 (122). – С. 36-41.
67. Моренов В.А. Разработка когенерационного комплекса с бинарным циклом для энергообеспечения нефтегазовых предприятий / В.А. Моренов, Е.Л. Леушева // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 104–106.
68. Моренов, В.А. Гибридный тригенерационный электротехнический комплекс для энергетической безопасности технологических процессов нефтедобычи / В.А. Моренов, Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № S5-2. – С. 303-309.

69. Основы теории тактовой сетевой синхронизации [Текст] / Л. Н. Щелованов, Г. С. Антонова, Е. М. Доронин, С. В. Рыжкова. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный университет телекоммуникаций им. проф. М.А. Бонч-Бруевича. – 2000. – 116 с. – Текст: непосредственный.

70. Пастухов, О.В. Повышение эффективности работы астраханской парогазовой установки 110 МВт // Электроэнергетика глазами молодежи. – 2010. – С. 282-286

71. Петров, С.П. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом / С.П. Петров, Б.Н. Абрамович, С.В. Бабурин // Горное оборудование и электромеханика. – 2007. – №8. – С. 14-17

72. Патент на изобретение РФ №2567112 Система генерирования электрической энергии / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Моренов В.А., Леушева Е.Л., Турышева А.В., Устинов Д.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (РУ); опубл. 10.11.2015, Бюл. № 31 – 9 с.

73. Патрин, С.В. Тригенерация как способ повышения эффективности энергетики России / С.В. Патрин, А.В. Колмаков, Н.М. Онипченко // Электроэнергетика глазами молодежи. – 2010. – С. 286-289.

74. Пожидаев, В.М. Высокотехнологичные автоматы включения резерва - элемент бесперебойного электроснабжения // Академия энергетики. – 2004. – №1. – С. 81-82.

75. Пожидаев, В.М. Микрогазотурбинные электроагрегаты - новое направление в малой энергетике // Академия энергетики. – 2005. – №4. – С. 26-33.

76. Попков, О.З. Основы преобразовательной техники: учеб. пособие для вузов / 2-е изд. – М. – Издательский дом МЭИ. – 2007. – 200 с. – Текст: непосредственный.

77. Пронин, М.В. Силовые полностью управляемые полупроводниковые преобразователи (моделирование и расчет) / М.В.

Пронин, А.Г. Воронцов // СПб.: ОАО «Электросила». – 2003. – 172 с. – Текст: непосредственный.

78. 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.

79. РД 153-34.0-15.502-02. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. Госэнергонадзор. – М., – 2002. – 34 с.

80. Рогожкин, И. Слагаемые энергоэффекта // Нефть России. – 2011. – № 12. – С. 86-88.

81. Рыбаков, Б.А. Особенности сжигания попутного нефтяного газа в газотурбинных установках / Б.А. Рыбаков, В.Д. Буров, Д.В. Рыбаков, К.С. Трушин // Турбины и дизели. – 2008. – № 5-6. – С. 1-8.

82. Соколов, С.М. Проблемы энергосбережения в нефтедобыче Западной Сибири // С.М. Соколов, В.А. Горбатилов, В.П. Фрайштетер // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №9. – С. 92-95.

83. Сухачев, И.С. Алгоритм оценки риска потерь в нефтедобыче при отказе погружного электродвигателя / И.С. Сухачев, В.В. Сушков, Т.Д. Гладких // Динамика систем, механизмов и машин. 2016. – № 2. – С. 163-166.

84. Трояновский, Б.М., Паровые и газовые турбины атомных электростанций / Б.М. Трояновский, Г.А. Филиппов, А.Е. Булкин // М.: Энергоатомиздат. – 1985. – 256 С. – Текст: непосредственный.

85. Укрощение строптивого. История отечественной газопереработки в воспоминаниях, очерках, документах / Ред.-сост. О. В. Буксина. - Ханты-Мансийск: Принт-Класс. – 2011. – 352 с. – Текст: непосредственный.

86. Харлампида, Х.Э. Сераорганические соединения нефти, методы очистки и модификации. – М.: Химия. – 2000. – 288 с. – Текст: непосредственный.

87. Цанев, С.В. Газотурбинные установки и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов // М.: Издательство МЭИ. – 2002. – 584 с. – Текст: непосредственный.

88. 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. – Омск. – 2014. – 367 с.

89. Шахгильдян, В. В. Системы фазовой синхронизации с элементами дискретизации [Текст] / В. В. Шахгильдян, А. А. Ляховкин, В. Л. Карякин. – М.: Радио и связь. – 1989. – 320 с. – Текст: непосредственный.

90. Шершнева, О.В. Подготовка топливного газа - необходимое условие эффективности газотурбинных установок // Турбины и дизели. – 2014. – № 2. – С. 22-24.

91. Шпилевой, В.А., Энерго- и ресурсосбережение нефтегазового комплекса // В.А. Шпилевой, Ф.С. Бурганов // Нефть и газ. – 2003. – №6. – С. 98-104.

92. Arman, H. New developments in renewable energy / H. Arman, I. Yuksel // Intech. – 2013. – 418 p. – Текст: непосредственный.

93. Abramovich, B.N. Combined cooling heat and power supplying scheme for oil and gas fields with the use of associated petroleum gas as an energy carrier / B.N. Abramovich, V.A. Morenov // Catalogue of scientific reports "Scientific reports on resource issues", Freiberg. – 2014. – vol.1. – P. 240-244.

94. Bayramoglu, F. The challenges of delivering a CCGT project in Russia and how to deal with them / F. Bayramoglu, T. Lipatov, A. Gumrukcu // Modern Power Systems. – 2012. – No. 6. – P. 18-20.

95. Boyce, D. The compressor section: an area of increased concern // Modern Power Systems. – 2012. – No.9. – P. 21-28.

96. Boyce, M.H. Gas turbine engineering handbook // Elsevier inc. – 2012. – 993 p. – Текст: непосредственный.

97. BS EN 50160:2000. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. British Standards Institution. – 2000. – 22 p.
98. Buecker, B. ARCTIC: a cool way to get more from your combustion turbine // B. Buecker, C. Mieckowski // *Modern Power Systems*. – 2012. – No. 7. – P. 17-18.
99. Calnetix Waste heat generator sheet, WHG 125. – 2010 Calnetix power solutions. – 2 p.
100. Capstone microturbines product catalog, P0212 CAP115. – 2010 Capstone Turbine Corporation. – 4 p.
101. Flynn, D. Thermal power plant simulation and control // *IEEE power & energy series*, 43. – 2003. – 417 p. – Текст: непосредственный.
102. Gockner, L. Major upgrade turns up heat at Simmering // L. Gockner, M. Heinrici, M. Wilkening // *Modern Power Systems*. – 2010. – Vol. 30. – No. 10. – P. 25-30.
103. Gordon, J.M. Cool thermodynamics // J.M. Gordon, K.C. Ng. published by Cambridge international science publishing. – 2001. – 277 p. – Текст: непосредственный.
104. Gragger, J. V. “The Smart Electric Drives Library – powerful models for fast simulations of electric drives” / J. V. Gragger, H. Giuliani, C. Kral, T. Bauml et al. // *The 5th International Modelica Conference*. – 2006, P. 571–577.
105. Grigsby, L.L. Electric power engineering handbook // Taylor & Francis group. – 2006. – 502 p. – Текст: непосредственный.
106. Gunjan, P. Cogeneration – an opportunity to improve energy efficiency // *Modern Power Systems*. – 2012. – No.3. – P. 32-33/
107. Hashemi, F. Modelling and simulation of microturbine as distributed generation and present a new method for islanding detection / F. Hashemi, N. Ghadimi, M. Salehi, R. Ghadimi // *Energy Procedia*. –2012. – 14. – P. 87-93.
108. Kleinschmidt, R.V. Value of wet-compression in gas-turbine cycles / *Mech. Eng.* – 1947. – №9. – P. 49-54.

109. Koutroulis, E. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications / E. Koutroulis, K. Kalaitzakis // IEEE Transactions on industrial electronics. – 2006. – V. 53. – № 2. – P. 486-494.
110. Morenov V. Energy Delivery at Oil and Gas Wells Construction in Regions with Harsh Climate, International Journal of Engineering (IJE) / V. Morenov, E. Leusheva // TRANSACTIONS B: Applications. – Vol. 29. – No. 2. – (February 2016). – P. 274-279.
111. Pilavachi, P.A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power // Applied thermal engineering 22 (2002). – p. 2003-2014.
112. San Martin, J.I. Trigeneration Systems with Fuel Cells // Research Paper. – Retrieved 18 April 2011. – P. 1-6.
113. Staff, R. A drive for efficiency improvement // Modern Power Systems. – 2012. – No.11. – P. 36-37
114. The MathWorks inc. Simulink – Dynamic system simulation for MATLAB, 24 Prime park way, 605 p. – Текст: непосредственный.
115. Turbines for the turn of the century / R.L. Bannister a. o. // Mechanical Engineering. –1994. – Vol. 116. – №6. – P. 68-75.
116. Wei, X. Performance Analysis of Three-Phase Three-Wire Shunt Active Power Filter Compensating for Unbalanced Loads/ X. Wei, K. Dai, Q. Lei, D. Xiang et al. // The 33 Annual Conference of IECON 2007. –Taiwan. – P. 33-48.
117. Wilcox, J. Major steam turbine refit completed at Drax // Modern Power Systems. – 2012. – No. 7. – P. 9-11.
118. Wu Chung, H. General Theory of Three Dimensional Flow in Subsonic and Supersonic Turbomachines of Axial, Radial and Mixed flow Types - Trans. of the ASME. – 1952. – V.74. – №8. – P. 37-46.
119. Yoshida, T. An improvement technique for the efficiency of high-frequency switch-mode rectifiers / T. Yoshida, O. Shiizuka, O. Miyashita, // IEEE Trans. on Power Electron. – 2000. – Vol. 15. - No. 6. – P. 1118 - 1123.
120. Zachary, J. Next Generation Gas Turbine - An EPC Contractor's Experience. Presented at Power-Gen International, Las Vegas, U.S.A. – Dec. 2003.

ПРИЛОЖЕНИЕ А**Акт внедрения результатов диссертационной работы****АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов диссертационной работы
«Повышение энергоэффективности
электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий
на основе применения бинарных электроустановок»
Моренова Валентина Анатольевича

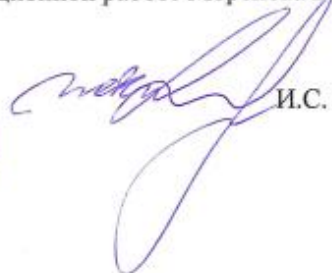
Диссертационная работа Моренова Валентина Анатольевича представляет научный и практический интерес для газотранспортного предприятия ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». В соответствии с разработанной в диссертации структурой электротехнического комплекса с бинарным циклом генерации электрической энергии, а также обоснованным алгоритмом управления преобразованием её параметров, могут быть обеспечены организационные и технические решения, соответствующие требованиям, предъявляемым к энергетическим объектам ПАО «Газпром».

Результаты проведенных экспериментальных исследований и промышленных испытаний показали требуемую энергоэффективность применения автономных источников электрической и тепловой энергии на энергоцентрах компании, снижающих ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям в результате недостаточного использования потенциала первичного энергоносителя при обеспечении заданных экономических и технологических параметров. Повышение электрического КПД энергоагрегатов при соблюдении норм качества электроэнергии было реализовано с помощью внедрения бинарного цикла преобразования энергетического потенциала топливного газа в электрическую энергию в рабочую схему электростанции.

В связи с вышеизложенным, ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» при эксплуатации, реконструкции и строительстве новых энергетических объектов планирует в дальнейшем использовать полученные результаты применения разработанного электротехнического комплекса, а также выводы и рекомендации, изложенные в диссертационной работе Моренова В.А.

Заместитель генерального директора




И.С. Харисов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент на изобретение № 2567112

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2567112

СИСТЕМА ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2014100099

Приоритет изобретения 09 января 2014 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 05 октября 2015 г.

Срок действия патента истекает 09 января 2034 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 567 112** ⁽¹³⁾ **C2**(51) МПК
F02C 9/00 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2014100099/07, 09.01.2014

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.01.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 09.01.2014

(43) Дата публикации заявки: 20.07.2015 Бюл. № 20

(45) Опубликовано: 10.11.2015 Бюл. № 31

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2480602 C1, 24.04.2013 ПОПКОВ
О.З. Основы преобразовательной техники,
Москва, Издательский дом МЭИ, 2010с.137,
140, 147. US 6169332 B1, 02.01.2001.

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВПО "Национальный минерально-
сырьевой университет "Горный", отдел ИС и
ТТ

(72) Автор(ы):

Абрамович Борис Николаевич (RU),
Моренов Валентин Анатольевич (RU),
Леушева Екатерина Леонидовна (RU),
Турышева Анна Вахтанговна (RU),
Сычев Юрий Анатольевич (RU),
Устинов Денис Анатольевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
профессионального образования
"Национальный минерально-сырьевой
университет "Горный" (RU)

(54) СИСТЕМА ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к электротехнике и электроэнергетике, а именно к системам получения электрической энергии для электроснабжения машин и комплексов объектов нефтедобычи с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя для обеспечения собственных нужд предприятий минерально-сырьевого комплекса, находящихся вдали от действующих систем централизованного электроснабжения без связи с единой энергосистемой. В системе генерирования электрической энергии, содержащей блок силовой электроники, соединенный с генератором, выполненный в виде активного выпрямителя, последовательно соединенного с ним через контактор токоограничивающего дросселя, параллельно подключенного через тот же контактор емкостного накопителя энергии, снабженного блоком управления, выполненным на логических элементах, соединенным с ним

датчиком определения емкости накопителя энергии и устройством заряда емкостного накопителя, сообщаемым с накопителем контактором, и автономного инвертора, соединенного с нагрузкой, систему управления двигателем и генератором, блок силовой электроники дополнительно снабжен сглаживающим пассивным фильтром для подавления высших гармоник тока определенного порядка, параллельно подключаемым к автономному инвертору и функционирующим синхронно с основной системой преобразования параметров энергии. Техническим результатом изобретения является более эффективная синхронизация режимов функционирования в части отклонения и колебания напряжения нескольких автономных систем генерирования при их совместной работе параллельно с централизованной энергосистемой. 1 ил.

RU 2 567 112 C 2

RU 2 567 112 C 2

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Патент на изобретение № 2626182

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ
 НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
 № **2626182**

**СИСТЕМА ГЕНЕРИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И
 ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего образования "Санкт-
 Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Абрамович Борис Николаевич (RU), Сычев Юрий
 Анатольевич (RU), Моренов Валентин Анатольевич (RU)*

Заявка № **2016123899**
 Приоритет изобретения **15 июня 2016 г.**
 Дата государственной регистрации в
 Государственном реестре изобретений
 Российской Федерации **24 июля 2017 г.**
 Срок действия исключительного права
 на изобретение истекает **15 июня 2036 г.**

*Руководитель Федеральной службы
 по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

