

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

На правах рукописи

Богданов Иван Андреевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор

Абрамович Б.Н.

Санкт-Петербург – 2021

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НГП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.....	12
1.1 Характеристика объектов автономного электроснабжения нефтегазовых предприятий.....	12
1.2 Источники электроснабжения объектов НГП с когенерационным режимом	14
1.2.2Согласование работы основного и вспомогательного генераторов на общую шину.....	22
1.3 Требования и возможности обеспечения надежности и бесперебойного электроснабжения электроустановок НГП.....	28
1.4 Выводы к главе 1.....	29
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКОМ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТРИГЕНЕРАЦИОННОГО РЕЖИМА ПОДАЧИ ОХЛАЖДАЮЩЕГО ВОЗДУХА НА ВХОД ТУРБОГЕНЕРАТОРА.....	31
2.1 Тригенерационный режим.....	31
2.2 Тригенерационный электротехнический комплекс с применением АБХМ.....	37
2.3 Разработка математической модели системы автоматического управления расходом охлаждающей жидкости.....	44
2.4 Техничко-экономическое обоснование.....	55
2.5 Выводы к главе 2.....	58
ГЛАВА 3 СТРУКТУРА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ СЕКЦИОНИРОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	59
3.1 Анализ применения мостиковой схемы электроснабжения.....	59
3.2 методология оценки надежности систем электроснабжения НГП.....	63
3.2.1 Логико-вероятностный метод.....	63
3.2.2 Графический способ представления и методы решения системы логических уравнений.....	64
3.2.3 Алгоритм количественной оценки параметров надежности.....	65
3.2.4 Алгоритм расчета показателей надежности восстанавливаемых систем.....	66

3.2.5 Представление монотонных структур через минимальные пути и сечения для расчета значимости элемента.....	67
3.3 Исследование методологии определения необходимого количества генераторов для повышения надежности по запасу мощности систем электроснабжения	69
3.4 Выводы к главе 3	80
ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РЕАЛИЗАЦИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ.....	82
4.1 Использование активного фильтра в структуре электротехнического комплекса	82
4.2 Использование тиристорного автоматического ввода резерва в структуре электротехнического комплекса.....	88
4.3 Моделирование и расчет надежности в СФЦ системы электроснабжения с применением АФ и ТАВР в ПК «Арбитр»	91
4.4 Выводы к главе 4.....	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	96
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт внедрения результатов исследования диссертации в электротехнических комплексах производственных объектов ООО «Газпром трансгаз Томск».....	111

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень её разработанности

Развитие современных промышленных предприятий способствует значительному увеличению требований к системам электроснабжения и электротехническим комплексам [16]. В связи с этим растет спрос на распределенную генерацию (РГ) как наиболее гибкую, прогнозируемую, надежную и экономичную. По состоянию на 2017г. доля объектов РГ в ЭЭС России оценивается в 9-10% или около 23 ГВт, при этом наблюдается ежегодный прирост.

Многообразие методов осуществления РГ обуславливается популярностью во всех отраслях промышленности [9, 17, 90], как правило имеющих собственные ресурсы первичных энергоносителей, однако наиболее популярными и стремительно развивающимися являются источники РГ на базе газотурбинных (ГТУ) и паротурбинных (ПТУ) ввиду доступности газового сырья. Однако даже при проектировании энергетических узлов РГ возникают задачи по повышению энергоэффективности использования энергии первичного энергоносителя [3, 13].

Эффективность использования топлива в электротехнических комплексах оценивается коэффициентом использования топлива (КИТ). В классическом исполнении КИТ электротехнических комплексов равен электрическому коэффициенту полезного действия (КПД) и не превышает 40% при номинальном режиме работы установки, а при возникновении сложных условий эксплуатации, в том числе повышения температуры и влажности воздуха показатель КИТ снижается до 30% [64]. Использование тригенерационного режима позволит исключить снижение КПД, при этом используя порядка 5% тепловой энергии выхлопных газов, оставшуюся часть которой можно реализовать в бинарном цикле, для повышения электрического использования энергии первичного энергоносителя до 60% и в виде полезного использования тепловой энергии или энергии холода в технологических процессах или системах обеспечения, что может позволить повысить КИТ до 90 – 95 % [34, 86, 99]. При многообразии

режимов работы систем снабжения появляется задача создание методологии сравнения и оценки различных режимов.

Помимо энергоэффективности для большинства предприятий важным является критерий надежности систем электроснабжения [15, 74]. Собственные объекты РГ также могут быть исполнены в различных режимах работы: изолированный с полным обеспечением собственных нагрузок; параллельная работа с электроэнергетической системой с выдачей или без выдачи избыточных мощностей в сеть для повышения показателей надежности и экономичности процесса электроснабжения; комбинированный режим, при котором в случае возникновения аварийных ситуаций система электроснабжения способна переходить на изолированный режим работы [28, 89].

При этом становится важной задачей анализ и учет систем РГ для снижения рисков развития нарушений устойчивости и возникновения каскадных аварийных ситуаций и обеспечения необходимой или требуемой надежности, живучести, безопасности и экономичности электроснабжения. Подобный анализ осуществляет оценкой имеющихся методов и режимов работы систем электроснабжения, с учетом имеющихся ресурсов и необходимых требований по надежности и всегда сводится к моделированию систем электроснабжения и модельной оценке надежности [29, 82, 98] и энергоэффективности системы электроснабжения, после чего оценивается экономичность, что на сегодняшний момент не описывается единой методологией и соответственно имеет риск низкой эффективности. Проблемой повышения эффективности электротехнических комплексов занимались Абрамович Б.Н. Аверьянов В.К., Лимитовский А.М. Вопросам повышения надежности электротехнических комплексов газотранспортных систем, в том числе с использованием логико-вероятностного метода, посвящены работы Абрамовича Б.Н., Петрова С.П., Бабурина С.В., Махалина А.Н., Моренова В.А, Турышевой А.В., Поплевина В.М. и др.

В работе Лимитовского А.М. показана эффективность применения когенерационного цикла в условиях геологоразведки. В работах Абрамовича Б.Н., Петрова С.П. рассмотрена возможность построения схемы функциональной

целостности при применении графического исполнения логико-вероятностного метода для оценки влияния отдельных элементов системы электроснабжения на общие показатели надежности и возможности исключения наименее эффективных по критериям надежности элементов для минимизации общей структуры. Однако не рассмотрены вопросы применения различных схем электроснабжения и вопросы АВР.

В монографии Абрамовича Б.Н. и Бабурина С.В. обосновано применение логико-вероятностного метода для оценки показателей надежности электротехнических комплексов. Но не рассмотрено применение данных методов для оценки надежности объектов нефтегазовых предприятий.

В работе Турышевой А.В. рассматриваются способы повышения энергоэффективности и качества электрической энергии автономных электротехнических комплексов электроснабжения объектов нефтегазового производства с попутным нефтяным газом в качестве энергоносителя путем использования промежуточного накопителя энергии, выпрямительно-инверторного преобразователя для осуществления пуска турбогенераторной установки.

В работе Моренова рассмотрен вариант повышения эффективности электротехнических комплексов путем увеличения коэффициента использования первичного энергоносителя в когенерационных установках и бинарном режиме, однако не освещен метод работы данного комплекса в тригенерационном режиме, с применением энергии выхлопа для охлаждения воздуха на воде в компрессорное воздухоочистительное устройство (КВОУ) ГТУ.

Таким образом работы по повышению энергоэффективности электроснабжения электротехнических комплексов объектов нефтегазового производства с использованием энергии вторичных энергоресурсов путем реализации тригенерационного режима для поддержаний номинальной и снижении установленной мощностей турбогенераторов при вариации параметров окружающей среды и создании структур электроснабжения рассматриваемых комплексов, позволяющих улучшить такие параметры надежности как

коэффициент готовности, средняя наработка на отказ, вероятность безотказной работы, время восстановления системы, а также обеспечить качественное и бесперебойное питание ответственных потребителей являются актуальными.

Цели и задачи

Повышение энергетической эффективности, надежности и обеспечение бесперебойности электроснабжения электротехнических комплексов при ограничении до 40 % установленной мощности источников от расчетной при температуре окружающей среды до 40 °С и высоты над уровнем моря до 1200 м.

Основные задачи исследований:

1. Анализ методов повышения энергоэффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий с использованием вторичных энергоресурсов.

2. Обоснование структуры электротехнического комплекса с автономным источником при использовании тригенерационного режима, позволяющего функционировать турбогенератору в номинальном режиме независимо от температуры окружающего воздуха и высоты над уровнем моря.

3. Разработка структуры автономного электротехнического комплекса нефтегазовых предприятий, обеспечивающей секционирование источников электроэнергии, повышение качества электроэнергии, надежности электроснабжения, позволяющей реализовать бесперебойное питание потребителей.

4. Технико-экономическое обоснование эффективности использования энергии первичного энергоносителя в газотурбинных электростанциях при тригенерационном режиме работы.

Идея работы

Автономные генераторы, функционирующие с использованием вторичных энергетических ресурсов, позволяют осуществить надежное и бесперебойное электроснабжение электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий без дополнительного потребления топлива от первичных источников.

Научная новизна

Разработан алгоритм стабилизации температуры на входе тригенерационной системы на уровне 15 °С, с амплитудой погрешности не превышающей 0,5 °С, независимо от параметров окружающей среды, что позволяет уменьшить установленную мощность турбогенераторной установки до 25 % от расчетного значения при использовании их на объектах газотранспортных систем практически во всех климатических зонах РФ и достигнуть величины коэффициента использования топлива 90-95 %.

Обоснована мостиковая структура электротехнического комплекса автономного электроснабжения компрессорных станций с применением тиристорной системы автоматического ввода резерва, обеспечивающей быстродействующее секционирование источников электроэнергии при аварийных режимах для повышения надежности электроснабжения, активного фильтра, позволяющего повысить уровень качества электроэнергии и реализовать бесперебойное питание потребителей на время безаварийного завершения технологического процесса.

Теоретическая и практическая значимость работы

Результаты диссертационной работы могут быть использованы при разработке, планировании, организации и проведении комплексных мероприятий по повышению уровня энергосбережения, энергоэффективности, устойчивости и надежности систем электроснабжения в автономных электротехнических комплексах.

Результаты работы могут быть использованы в учебном процессе при реализации специальных образовательных программ.

Методология и методы исследований

Анализ теоретических и экспериментальных данных в областях: режимов работы газотурбинных установок в когенерационном и тригенерационном режимах автономных электротехнических комплексов, надежности элементов системы электроснабжения.

Методы математического и имитационного моделирования электротехнических комплексов и систем автоматического управления в промышленных предприятиях в среде Simulink программы Matlab и программном комплексе «Арбитр».

Методы теории планирования эксперимента и математической статистики, теории автоматического управления.

Методы оценки надежности систем электроснабжения.

Соответствие паспорту специальности

Работа соответствует паспорту специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы (технические науки) –п. 3 Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления и п. 4. Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов и систем в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях.

Положения, выносимые на защиту

1.Повышение уровня энергоэффективности в части снижения установленной мощности автономных источников до 40 % достигается путем использования вторичных энергоресурсов и организации тригенераионного цикла для охлаждения окружающего воздуха и подачи его на вход установки распределенного генератора.

2.Для повышения надежности и обеспечения бесперебойности газотранспортных систем топология распределения электрической энергии должна выполняться с использованием мостиковых структур, технических средств секционирования систем сборных шин и активных фильтров для компенсации провалов напряжения и гармонических искажений.

Степень достоверности и апробация результатов

Научные положения, выводы и рекомендации подтверждаются известными теориями оценки электроснабжения электротехнических комплексов, методами

математического и компьютерного моделирования, а также сходимостью теоретических и экспериментальных исследований с погрешностью не более 10%.

Основные положения обсуждались на заседаниях кафедры электроэнергетики и электромеханики федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет», докладывалась и получила положительную оценку на конференциях и семинарах: Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: *IPDME-2018*» на базе Горного университета, г. Санкт-Петербург, Россия, 2018г.; Международной конференции «*69TH Bergund Huttenmannischer Tag 2018*» на базе Фрайбергской горной академии, г. Фрайберг, Германия, 6-8 июня 2018 г.; XVII Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов на базе на базе Горного университета, г. Санкт-Петербург, Россия, 2019г (диплом за III место); Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: *IPDME-2019*» на базе Горного университета, г. Санкт-Петербург, Россия, 2019г (диплом за II место); «*2019 International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering*» на базе Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия, 20 ноября 2019 г.

Личный вклад автора

Непосредственное участие в получении исходных данных и в научных экспериментах, проведение анализа существующих систем электроснабжения электромеханических комплексов и систем охлаждения в тригенерационном режиме. Сформулированы цели, задачи исследований, основные научные положения.

Созданы имитационные модели структур электроснабжения электромеханического комплекса в том числе с применением систем компенсации провалов и искажений напряжения и обеспечения бесперебойного питания потребителей, системы автоматического регулирования расхода охлаждающей

жидкости цикла охлаждения газотурбинной установки, в том числе разработка алгоритма работы данной системы. Произведен расчет надежности полученной системы электроснабжения графическим способом логико-вероятностного метода при построении и оценке параметров схем функциональной целостности в программном комплексе «Арбитр».

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 6 печатных работах, в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 4 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования (*Scopus* и *Web of Science*). Получены 2 свидетельства на программы для ЭВМ.

Структура диссертации

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 105 наименований, и 1 приложение. Диссертация изложена на 111 страницах машинописного текста, содержит 51 рисунок и 6 таблиц.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НГП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

1.1 Характеристика объектов автономного электроснабжения нефтегазовых предприятий

Производственные процессы нефтегазовых предприятий (НГП) осуществляются при высоком потреблении электрической энергии – энергетическая составляющая достигает 0,5-0,6 от общих затрат предприятий. При добыче нефти 50-200 тыс. барр/сутки мощность питающих агрегатов может составлять 13-50 МВт. Потребители электроэнергии технологических установок НГП в основном относятся к первой и второй категории по надёжности электроснабжения, установленная мощность электроприёмников находится в пределах от сотен кВт до десятков МВт, напряжение на вводе - 6 (10) кВ. Для оптимизации технологических процессов и энергосбережения широко внедряются преобразователи частоты, что усложняет задачу обеспечения качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [42].

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года должно быть сокращено использования первичного энергоносителя при производстве электрической энергии для собственных нужд промышленных предприятий путём использования вторичных энергоресурсов [81, 103, 104]. В условиях нефтегазодобычи имеются значительные объёмы вторичных энергоресурсов: попутный нефтяной газ и отработанный газ газотурбинных установок, что обуславливает значительные возможности по снижению энергетических затрат на добычу, транспортировку и переработку нефти и газа [49, 55, 84]. В соответствии с постановлением Правительства РФ №1148 от 08.11.2012 утилизация попутного нефтяного газа должна быть на уровне 95 %, что обеспечит минимизацию экологически вредных воздействий [81].

Повышение энергоэффективности компрессорных станций, как самого сложного элемента ГТС – актуальная проблема в газовой отрасли, так как компримирование газа является наиболее энергоемким теплоэнергетическим процессом в магистральном транспорте газа, потребляющим до 20 % природного ресурса, в том числе при использовании его в роли топлива для генерации электрической энергии [60]. Надежность функционирования и транспортировки газа с минимальными энергетическими затратами – главные критерии качественного функционирования Единой системы газоснабжения России.

Повышение энергоэффективности электротехнических комплексов НГП достигается путем использования вторичных энергоресурсов для генерации электроэнергии автономными электростанциями в режимах бинарного цикла, тригенерации, а также путем усовершенствования технологических и электротехнических объектов предприятий НГП. Самые современные теплоэлектрические установки имеют КПД не превышающий 42%, коэффициент использования потенциала первичного энергоносителя при такой работе составляет 0,4. Эффективность использования энергии первичного энергоносителя могут быть повышены в режиме когенерации. Коэффициент использования энергии топлива в бинарных системах и когенерационных режимах достигает 0,7, однако при доступных на сегодняшний день технологиях этот коэффициент можно повысить вплоть до 0,9 [83, 94, 95], объединив задачи повышения КПД турбогенератора и повышения мощности электрооборудования путем охлаждения рабочей машины в тригенерационном режиме, что позволит создать энергоэффективные энергонезависимые автономные электростанции в составе электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий.

Технологические установки добычи нефти имеют высокую чувствительность по качеству электроэнергии. Провалы напряжения на 0,15 секунды могут привести к остановке УЭЦН и нарушению технологических процессов, восстановление которых потребует 0,5 часа и более, что приведет к значительным экономическим ущербам [7]. Осуществление секционирования участков электрических сетей с применением быстродействующего

автоматического ввода резерва способствует снижению бестоковой паузы при нарушении работы систем электроснабжения. Отсутствие методологии применения мостиковых структур с использованием средств силовой электроники и автоматики препятствуют повышению надежности технологических процессов и снижению ущербов, сопутствующих нарушению электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий.

Выбор топологии электротехнических комплексов с различными уровнями напряжения и с многосвязными системами электроснабжения должен производиться из условий обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей [18] и минимизации структурной избыточности путем снижения влияния вкладов элементов на показатели надежности [60].

С учетом вышеуказанных факторов обоснование топологии системы электроснабжения с многоуровневым секционированием и применением средств силовой электроники и автоматики для повышения надежности электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий является актуальным.

1.2 Источники электроснабжения объектов НП с когенерационным режимом

Среди автономных источников электроснабжения применяются 2 типа электроагрегатов электроустановок наибольшее распространение получили два вида энергоагрегатов: газотурбинные установки (ГТУ) и газопоршневые агрегаты (ГПА). В качестве запасного источника энергии широко используются дизель-генераторные установки (ДГУ).

Преимуществами ГПА являются: длительный срок работы без серьезных ремонтных работ, устойчивость к пуско-остановочным процессам по отношению к ресурсу основного агрегата, гибкость принятия нагрузки при высокой оперативности выхода в номинальный режим работы, способности функционирования при сравнительно низких значениях давления газа.

Основной отличительной особенностью ГТУ является диапазон мощностей от десятков кВт до десятков МВА, у ГПА до 1000 кВт. Анализируя преимущества ГТУ можно отметить значительную выработку тепловой энергии, отсутствие

детонационных явлений, обеспечение низкого уровня выбросов вредных веществ - в 15-25 раз меньше чем у газопоршневых установок, также ГТУ имеют широкий диапазон рабочих режимов и возможность единовременного приема нагрузки до 100%. [32].

Одним из важных достоинств газотурбинных установок является возможность использовать потенциал установленной мощности в диапазоне от 0 до 100% с большой цикличностью, в зависимости от графиков электрических нагрузок (часовые, суточные и сезонные перепады), в отличие от газопоршневых, с постоянной нагрузкой не менее 50% от располагаемой мощности установки.

Применение ГТУ или ГПА обуславливается в зависимости от поставленной задачи. ГТУ стоит применять при динамической нагрузке в когенерационных и тригенерационных системах, где помимо электрической используется и тепловая энергия установки. ГПА - в традиционных схемах электроснабжения с генерацией исключительно электрической энергии при наличии стабильной длительной нагрузки.

Влияние параметров воздуха и окружающей среды на выходную мощность ГТУ можно разделить на значительные и незначительные. К незначительным влияющим параметрам относятся влагосодержание и давление, к значительным - температура. По данным Росгидрометцентра по РФ и СНГ разброс температур доходит до 91°C (от-51°C - +40°C).

ГТУ способны работать во множественных режимах, которые отличаются большим количеством выделяемой тепловой энергии, поэтому для получения наибольшей эффективности использования энергии первичного энергоносителя в работе рассматривались два основных режима работы электротехнических комплексов на базе ГТУ:

- когенерационный режим энергоснабжения;
- тригенерационный режим энергоснабжения.

Также существует традиционный режим, однако при традиционном режиме работы коэффициент использования природного топлива приравнивает к

КПД электроустановки, соответственно он не превышает значения 40%. При когенерационном и тригенерационном режимах работы данный показатель способен достигать 90%. В следствие низких показателей эффективности электротехнические комплексы с традиционным режимом работы дорабатываются и переводятся в режим когенерации при наличии потребителей тепловой и холодильной мощностей [47, 48, 96].

Когенерационный режим работы ТЭС (рисунок 1.1) осуществляется путем использования для извлечения через котел-утилизатор тепловой энергии выхлопных газов, полученных в ходе процесса генерации электрической энергии посредством электротехнической установки, работающей на горючем топливе.

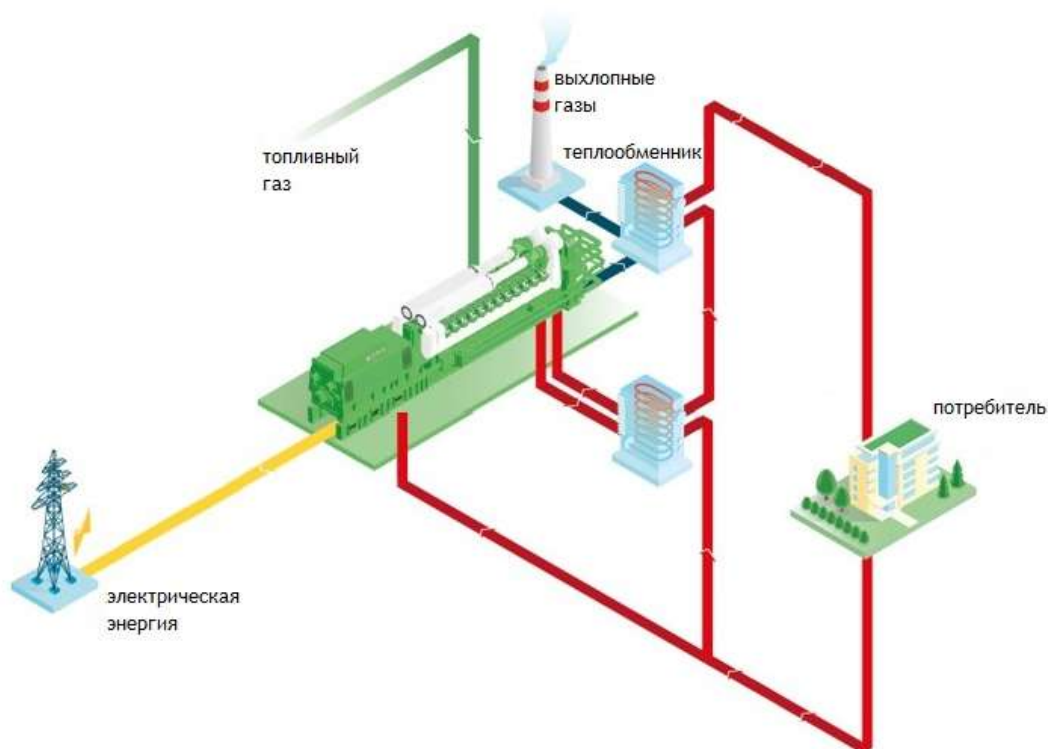


Рисунок 1.1 – Электротехнический комплекс с когенерационным режимом работы

Данная модернизация ТЭС до ТЭЦ сопровождается крупными технологическими внедрениями, так как помимо строительства самого котла-утилизатора следует обеспечить его эффективной системой очистки. Газы на выходе содержат множество химических веществ и пыли, что создает необходимость очистки газов до попадания в котел – утилизатор. Чаще всего

очистка производится благодаря циклонам и электрическим фильтрам, однако, как правило такой очистки бывает недостаточно для полного исключения пыли и прочих веществ из очищаемого газа. При оседании на поверхности нагрева пыль уменьшает эффективность теплоотдачи, а при малейшей протечке пыль становится увлажненной, начиная оказывать ещё больший негативный эффект на теплоотдачу, а это в свою очередь влечет неравномерный нагрев и перекос змеевиков [46]. Также следует спроектировать систему автоматического регулирования температуры воды на выходе из теплообменника, так как даже при минимальных значениях температуры ОС тепловая энергия будет потребляться не полностью.

«Тепловая мощность когенерации может быть определена по формуле (1.1) [61]:

$$Q_{\text{ког}} = P_{\text{п.э.}} \cdot (1 - K_{\text{эл}}) \cdot K_{\text{ти}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{п.э.}}$ – мощность потенциальной энергии первичного энергоносителя;

$K_{\text{эл}}$ – электрический КПД электротехнического комплекса;

$K_{\text{ти}}$ – коэффициент технического использования установки, исключаяющий потери на узлах электротехнического комплекса и тепловой энергии уходящей с выхлопными газами после съема энергии в котельной установке;» [56]

В зависимости от электроустановок, задействованных в процессе когенерации и конструктивных особенностей электротехнического комплекса тепловая мощность когенерации может быть в диапазоне от 1 до 2-х кратного значения электрической мощности электротехнического комплекса. Среднее значение можно принять равным полуторакратному значению.

Такой потенциал тепловой мощности способен выполнить задачу по отоплению и обеспечению ГВС прилегающим к электротехническому комплексу жилым комплексам.

Как пример жилое многоэтажное здание классом энергоэффективности «С» имеет значение потребления тепловой энергии на отопление 90 кВт·ч/м²·год и 50 кВт·ч/м²·год на ГВС при потреблении электрической энергии

100 кВт·ч/м²·год. Таким образом получаем, что при создании на базе ТЭС, обеспечивающей электрической энергией жилой комплекс, когенерационного режима, полученный электротехнический комплекс способен снабдить потребителей требуемой тепловой мощностью, что позволит упразднить необходимость создания котельных под данные нужды.

Помимо жилых зданий потребителями тепловой мощности зачастую выступают производственные объекты: здания и сооружения. К наиболее крупным потребителям тепловой мощности относятся:

нефтеперерабатывающие комплексы, в рабочем цикле которых зачастую стоит задача сепарации нефти от парафинов и прочих примесей, выполнение которой состоит в высокотемпературном нагреве нефтепродуктов для упрощения процесса разделения;

шахтную добычу в северных регионах, при фильтрации воздуха в которой необходимо также нагревать его для обеспечения безопасной для жизни и здоровья рабочих температуры рабочей среды.

В зависимости от масштабов производства потребление тепловой энергии одного объекта производства может достигать 2 ГВт·ч в год в первом случае и 1,5 ГВт·ч в год во втором случае.

Для обеспечения подобных потребителей необходимым объемом тепловой энергии зачастую создают отопительные комплексы на базе газокотловых установках, в которых условный энергетический потенциал энергии первичного энергоносителя в полной мере, за исключением потерь используется в качестве источника полезной тепловой энергии.

Подобные производственные объекты в подавляющем большинстве являются потребителями электрической энергии автономных электротехнических комплексов, которые в свою очередь, как правило основаны на базе ГТУ или ГПА. Подобные комплексы являются наиболее эффективными для внедрения системы когенерации для генерации тепловой энергии и обеспечении двумя видами энергии производственных и близлежащих жилых объектов [23].

Показано, что в режиме когенерации коэффициент использования топлива при одновременной генерации электрической и тепловой энергии может достигать 90%. Однако подобный показатель достигается, как правило, в зимние периоды работы производств, в летние периоды использование тепловой энергии значительно снижается, однако возможно возникновение необходимости в снабжении энергией холода. В данных случаях целесообразно применение тригенерационных режимов работы электротехнических комплексов.

1.2.1 Технические характеристики электротехнического комплекса с бинарным циклом

В основе тригенерационной системы с бинарным циклом стоят ГТУ, в качестве второстепенного генератора ПТУ. Для выявления технических характеристик комбинированной системы необходимо определить мощности ГТУ и ПТУ.

«Электрический КПД комбинированной установки можно определить по формуле (1.2):

$$\eta = \frac{N_{э}^{ГТУ} + N_{э}^{ПТУ}}{Q_c^{ГТУ}}, \quad (1.2)$$

где $Q_c^{ГТУ}$ - теплота сгорания сжигаемого в камере сгорания ГТУ топлива, Вт.» [76, 92]

При совместной работе ГТУ и ПТУ в едином электротехническом комплексе с бинарным циклом важным условием является соответствие по мощности данных электроустановок.

При наличии значения мощности ГТУ используем следующее уравнение для расчета мощности ПТУ (1.3) [54, 78]:

$$N_{э.ПТУ} = Q_{пт} \cdot \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_r, \quad (1.3)$$

где $Q_{пт}$ – Тепловая мощность подаваемая на вход ПТУ, МВт;

η_i – КПД паротурбинной установки;

η_m, η_r – коэффициенты, учитывающие механические и электрические потери в электрогенераторе, $\eta_m = \eta_r = 0.98$.

Тепловая мощность, использование которой возможно ПТУ для генерации электрической энергии, обуславливается потенциальной тепловой энергией первичного энергоносителя (природного газа) с учетом расхода на электрический КПД ГТУ и генерацию энергии холода АБХМ, что определяется по формуле (1.4):

$$Q_{\text{пг}} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}} - 1 \right) - Q_{\text{абхм}}, \quad (1.4)$$

где $N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$ – номинальная мощность ГТУ, МВт;

$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$ – электрический КПД ГТУ;

$Q_{\text{абхм}}$ – тепловая мощность, подаваемая на вход абсорбционной холодильной машины.

Полученная система энергоснабжения с режимом тригенерации согласно исследований других ученых [56] осуществляет работу при расчетном энергетическом балансе, структурно представленном на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Структура баланса энергии первичного энергоносителя электротехнического комплекса с режимом когенерации и бинарным циклом

Как видно из рисунка тепловой баланс когенерационного режима с бинарным циклом состоит из двух условных контуров процессов преобразования потенциальной тепловой энергии первичного энергоносителя в электрическую и полезную тепловую энергию:

- первый контур обуславливает процесс преобразования энергии топлива в электрическую посредством функционирования ГТУ;

- второй контур обуславливает распределение энергии отработанных газов турбогенератора между генерацией дополнительной электрической мощности путем использования ПТУ и использования тепловой энергии для отопительных и технологических процессов в виде низкотемпературного потенциала тепловых отходов.

На схеме также показаны основные потери, обуславливаемые отводом тепла узлов теплопередачи в ОС и минимизированными при применении представленной структуры выбросами выхлопных газов ГТУ. Второй контур схемы показывает энергетический баланс при условии полного значения или значения 100% - энергии выхлопных газов на выходе из газотурбинной установки, для более подробного описания тепловой части когенерационного режима.

В соответствии с представленной структурой формула 1.4 имеет следующий вид: (1.5) [54, 56]:

$$q_1 = Q_{\text{газа}} \cdot \xi_{\text{н}}^{\text{р}}, \quad (1.5)$$

где q_1 – тепловой потенциал первичного энергоносителя;

$Q_{\text{газа}}$ – его расход.

$\xi_{\text{н}}^{\text{р}}$ - Электрическая мощность первого контура (1.6):

$$N_{\text{ГТУ}} = q_1 \cdot \eta_{\text{ГТУ}}, \quad (1.6)$$

где $N_{\text{ГТУ}}$ – электрическая мощность ГТУ;

$\eta_{\text{ГТУ}}$ – электрический КПД ГТУ.

Тепловая энергия отработанных газов ГТУ (1.7):

$$q_2 = q_1 - N_{\text{ГТУ}}, \quad (1.7)$$

где q_2 – тепловая энергия отработанных газов ГТУ;

$N_{\text{ГТУ}}$ - электрическая мощность ГТУ.

Электрическая мощность ПТУ (1.8):

$$N_{\text{ПТУ}} = q_2 \cdot \eta_{\text{пг}} \cdot \eta_{\text{и}}, \quad (1.8)$$

где $N_{\text{ПТУ}}$ - электрическая мощность на выходе ПТУ;

$\eta_{\text{пр}}$ – коэффициент отношения тепловой мощности на выходе из ГТУ к полной мощности первичного энергоносителя;

η_i – КПД ПТУ.

Отвод теплоты в окружающую среду (1.9):

$$q_3 = q_2 - N_{\text{ПТУ}}, \quad (1.9)$$

где q_3 – мощность теплоты, отведенной в окружающую среду;

q_2 – мощность теплоты выхлопных газов на выходе из ГТУ;

$N_{\text{ПТУ}}$ – электрическая мощность ПТУ (определяется (1.8)).

Получается, что при работе в бинарном цикле можем иметь до 47,32 МВт (40%) электрической энергии дополнительно. К тому же оставшуюся низкотемпературную энергию можно отправить в теплообменник для повышения общего показателя КПД.

В результате реализации системы имеем возможность повышения элетрогенерации ГТЭС, что в случае недостатка электроэнергии в регионе играть очень важную роль. К тому же при использовании ПТУ уменьшается количество выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания первичного энергоносителя, что благоприятным образом скажется на положении состояния экологического состояния окружающей среды. Указанные факторы подтверждают актуальность использования систем когенерации в автономных топливных электростанциях.

1.2.2 Согласование работы основного и вспомогательного генераторов на общую шину

Когенерационная установка с бинарным циклом для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий включает два генератора: основную (ОЭУ) и вспомогательную электроустановки (ВЭУ), где за ОЭУ принимается газотурбинная установка, а в качестве ВЭУ – паротурбинная установка. Эффективная работа ВЭУ обеспечивается благодаря дополнительному контуру с промежуточной низкокипящей рабочей средой, позволяющему регулировать уровень параметров рабочего тела привода паровой турбины.

В зависимости от графиков тепловых и электрических нагрузок тепло выхлопных газов может использоваться и в теплообменнике для нагрева теплоносителя, используемого для наиболее эффективной работы ВЭУ, снабжения узлов отопления или системы охлаждения ОЭУ [20, 105].

Рассмотрим возможности реализации режима максимального отбора мощности при параллельной работе ОЭУ и ВЭУ, при котором обеспечиваются полнота использования энергии первичного энергоносителя до 90 %, качество электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ и количество генерируемой электроэнергии в зависимости от сезонности и параметров графиков нагрузок потребителей [6, 41, 80].

При работе на общую сеть в режиме когенерации возникает необходимость осуществления параллельной работы источников с условно нерегулируемой производимой мощностью при которой достигается максимальная передача электрической энергии с частотой 50 Гц в нагрузку. Из-за различия частот генерируемых токов и величин выходных напряжений, требуется обеспечить преобразование параметров электроэнергии, генерируемой каждой установкой, для её эффективной передачи в нагрузку. Функциональная схема электротехнической части когенерационной установки с бинарным циклом приведена на рисунке 1.3.

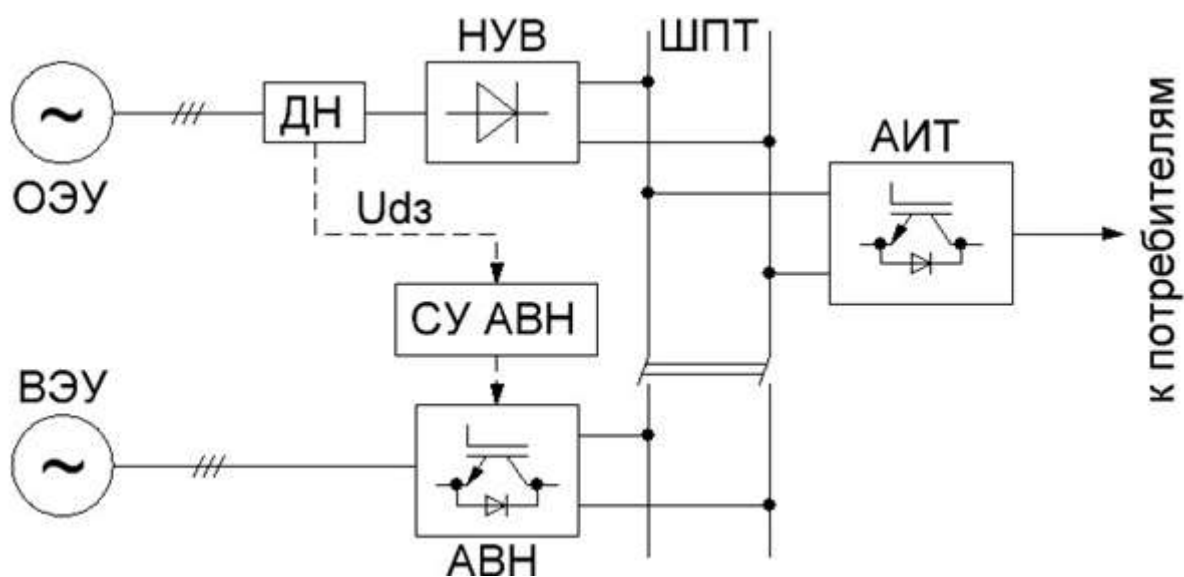


Рисунок 1.3 – Функциональная схема электротехнической части когенерационной установки

ОЭУ питает шины постоянного тока (ШПТ) через неуправляемый выпрямитель (НУВ). Для согласования напряжения на выходе ВЭУ с напряжением ШПТ используется повышающий активный преобразователь по схеме активного выпрямителя напряжения (АВН). От ШПТ получает питание автономный инвертор тока (АИТ), осуществляющий электроснабжение потребителей напряжением 220 В с частотой 50 Гц.

В зависимости от параметров питающего источника и коэффициента модуляции m , напряжение на выходе трёхфазного АВН выражается как (1.10) [37]:

$$U_d = \frac{\frac{3}{4}mU_1 \frac{R_\phi}{R_d^2 + X^2} (R_d \cos \varphi_m - X \sin \varphi_m)}{1 + \frac{3}{8}m^2 \frac{R_d R_\phi}{R_d^2 + X^2}}, \quad (1.10)$$

где U_1 – сетевое фазное напряжение, В;

R_ϕ – активное сопротивление, эквивалентное мощности нагрузки, Ом;

R_d и X – активное и реактивное сопротивления входного дросселя соответственно, Ом;

φ_m – фаза напряжения модуляции по отношению к напряжению сети, рад.

Коэффициент модуляции выбирается системой управления таким образом, чтобы обеспечить равенство напряжений на выходе НУВ и АВН и исключить протекание уравнивающих токов, обеспечивая эффективную передачу энергии в нагрузку. Напряжение на выходе НУВ с учётом коммутационных потерь определяется из выражения (1.11) [51]:

$$U_{d1} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} U_1 - \frac{3X_1}{\pi} I_{d1}, \quad (1.11)$$

где X_1 – индуктивность коммутационного контура, Ом;

I_{d1} – выходной ток НУВ, А.

В случае отклонений скорости вращения ОЭУ или колебаний нагрузки величина напряжения на выходе НУВ будет изменяться, АВН скорректирует своё выходное напряжение, опираясь на заданную величину, равную U_{d1} .

Для оценки эффективности работы установки с бинарным циклом разработана компьютерная модель в среде Matlab Simulink (рисунок 1.4.). Блоки Main Generator и Auxilary Generator имитируют ОЭУ и ВЭУ [33], в ходе моделирования напряжение на ОЭУ изменялось в пределах 153-173 В. Сопротивление коммутационного контура между ОЭУ и силовым НУВ моделируется блоком Line1, блок (Line2 + Inductor) также учитывает импеданс входных дросселей АВН. Система управления (СУ) АВН с коррекцией коэффициента мощности и плавающим заданием по напряжению реализована по векторному алгоритму в блоке Control System. Блок Uz вычисляет U_{dz} , опираясь на выражение (1.11). Для проверки эффективности передачи электроэнергии в нагрузку использовалась активно-индуктивная нагрузка Load в звене постоянного тока.

В ходе моделирования силовые ключи рассматривались как идеальные элементы (без потерь активной мощности на их внутреннем сопротивлении), а выходное напряжение обоих генераторов принималось симметричным. В качестве основной электрогенерирующей установки принят применяемый на нефтегазовых предприятиях микрогазотурбинный электроагрегат Capstone C600, представляющий собой синхронный генератор на постоянных магнитах, ВЭУ – паротурбинный электроагрегат Calnetix WHG125. Основные параметры представленных выше ОЭУ и ВЭУ приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные характеристики генераторных установок

Основная электрогенерирующая установка	
Максимальная полезная электрическая мощность	600 кВт
Максимальное действующее значение генерируемого напряжения	173 В
Частота вырабатываемого тока	1000 Гц
Скорость вращения турбины, об./мин.	60000

На вход блока Scope поступает величина относительных потерь η полезной мощности когенерационного комплекса, вызванных работой ЭДС ОЭУ и ВЭУ на внутреннее сопротивление друг друга (1.12):

$$\eta = 1 - \frac{P_H}{P_{OЭУ} + P_{BЭУ}}, \quad (1.12)$$

где $P_{OЭУ}$ и $P_{BЭУ}$ – полезная (активная) мощность, генерируемая ОЭУ и ВЭУ соответственно, кВт; P_H – активная мощность, потребляемая нагрузкой, кВт.

Из приведённых на рисунке 1.5 графиков видно, что эта величина увеличивается во время колебаний выходного напряжения ОЭУ, что обусловлено инерционностью СУ АВН. Однако даже во время переходных процессов эффективность системы составляет не менее 98 % с учётом потерь в соединительных токопроводах и элементах преобразователя.

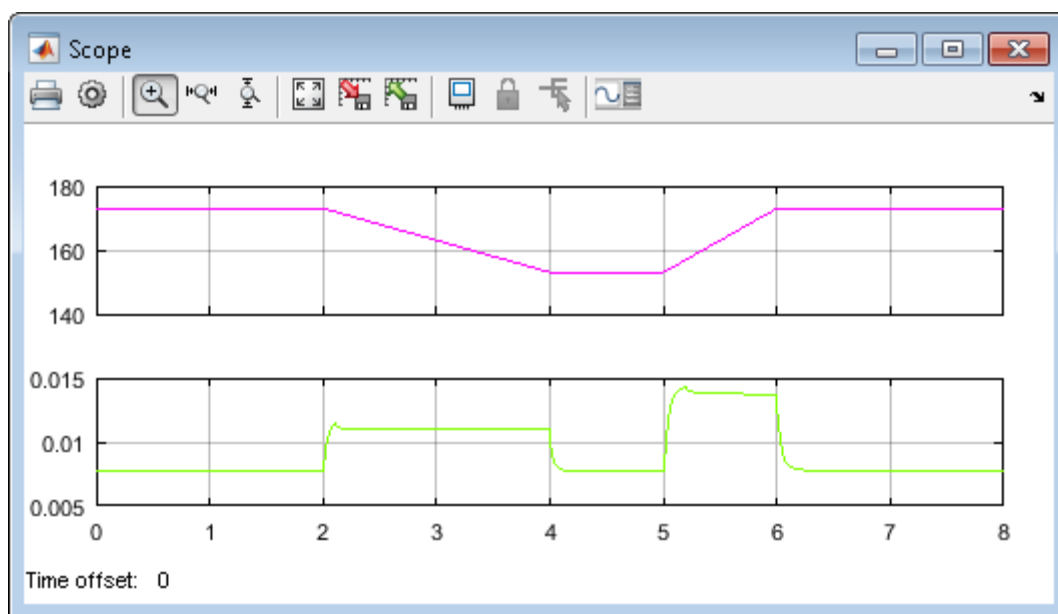


Рисунок 1.5 – Напряжение на выходе ОЭУ и снижение выходной активной мощности в когенерационном комплексе

Проверка обоснованности результатов моделирования параллельной работы ОЭУ и ВЭУ проводилась в промышленных условиях с использованием активных преобразователей, реализованных на IGBT типа SK 15 GB 063 компании Semikron. В результате исследований выявлено, что использование активного повышающего выпрямителя для балансировки выпрямленных напряжений электрогенерирующих установок, позволит максимально эффективно

использовать потенциал первичного энергоносителя [35]. Таким образом, электротехнический когенерационный комплекс с бинарным циклом позволяет осуществлять эффективное питание нагрузки при снижениях напряжения ОЭУ в пределах до 12 % от номинального и обеспечивает высокое качество электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ [41].

Осуществление бинарного цикла происходит посредством внедрения дополнительного генерирующего оборудования и сложных технических модернизаций для обеспечения работы разнородных генераторов на общую энергетическую нагрузку, что оказывает отрицательное влияние на целесообразность его применения. Для повышения энергоэффективности ЭТК предлагается использование энергии вторичных энергоресурсов для тригенерационного режима с охлаждением воздуха на входе турбогенератора.

1.3 Требования и возможности обеспечения надежности и бесперебойного электроснабжения электроустановок НПП

Объекты газотранспортных систем являются потребителями первой категории, что обуславливает необходимость обеспечения их электроснабжения от двух независимых, взаиморезервируемых источников, с осуществлением, при необходимости, каждым из них полного обеспечения потребителей электрической энергии, даже с учетом запуска двигателей и иных скачков нагрузки [62].

Компрессорные станции обладают высокой энергоемкостью, электроснабжение электроприводных газоперекачивающих агрегатов (ГПРА) достигает десятки МВт, требующие бесперебойного электроснабжения [21]. Важными потребителями электрической энергии являются вспомогательные технологические системы, частые и даже кратковременные перерывы питания которых могут повлиять на функционирование всего газоперекачивающего объекта. Помимо надежности представленные объекты чувствительны к снижению параметров качества электроэнергии [22]. Для поддержания безаварийного режима работы компрессорных станций необходимо обеспечение должного уровня описываемых параметров.

Современные способы повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии ориентированы на частоту отказов генераторов электроснабжения объектов газотранспортных систем на уровне 2-3 в год, однако производственные испытания показали, что значения данного параметра могут превышать 10 раз в год.

Передача электроэнергии по воздушно-кабельным линиям обуславливает вероятность возникновения провалов напряжения в результате возникновения коротких замыканий, грозových повреждений и т.д. Это может привести к остановкам агрегатов нагрузки, повлечь за собой лавинное падение напряжения и полное прекращение технологических процессов если предприятие не имеет запасного источника, отвечающего требованиям первой категории надежности электроснабжения, а также оборудования быстрого ввода резерва и аппаратов компенсации провалов или искажений напряжения.

Одним из важнейших причин нарушения надежности электроснабжения газотранспортных систем является техническое состояние сетей и трансформаторных подстанций, доля нуждающихся ремонта которых достигает 70%.

Надежность электроснабжения компрессорной станции может обуславливать надежность всего производственного объекта и является одним из наиболее важных его параметров, так как низкие показатели надежности могут исключить практическую значимость остальных показателей, таких как производительность, эффективность, экономичность и т.д.

Таким образом реорганизация структур электроснабжения по более современным топологиям с применением электрических и электронных аппаратов, позволяющих снизить влияние аварийных режимов работы и повысить качество электроэнергии является актуальной научно-технической задачей.

1.4 Выводы к главе 1

1. Доказана актуальность и представлен анализ способов повышения энергоэффективности электроснабжения автономных электротехнических

комплексов объектов нефтегазового производства в части газотранспортных систем.

2. Приведена оценка применения когенерационного с бинарным циклом режима работы автономной системы электроснабжения для использования энергии вторичных энергоресурсов, позволяющего повысить электрический КПД до 65-70%, а коэффициент использования топлива до 90-95%.

3. Разработана система синхронизации генераторов газовой и паровой турбин на общего потребителя рассматриваемой системы электроснабжения с когенерационным режимом и бинарным циклом и доказана её нецелесообразность.

4. Доказана актуальность повышения надежности систем электроснабжения автономных электротехнических комплексов объектов нефтегазового производства в части газотранспортных систем.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С АВТОНОМНЫМ ИСТОЧНИКОМ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТРИГЕНЕРАЦИОННОГО РЕЖИМА ПОДАЧИ ОХЛАЖДАЮЩЕГО ВОЗДУХА НА ВХОД ТУРБОГЕНЕРАТОРА

2.1 Тригенерационный режим

В данной работе наиболее важным рассматриваемым потребителем энергии холода является ГТУ. Согласно техническим характеристикам работы ГТУ КПД установки может варьироваться в зависимости от температуры воздуха окружающей среды (ОС) в пределах 40 % (рисунок 2.1.). При снижении температуры ОС ниже 15 °С мощность ГТУ повышается до 20% выше номинальной, при росте от 15 °С до 40 °С снижается на 25-28 % [27, 39], а при высоте размещения до 1200 м снижается дополнительно до 15 %, что обуславливает необходимость повышения установленной мощности энергосистемы до 40 %.

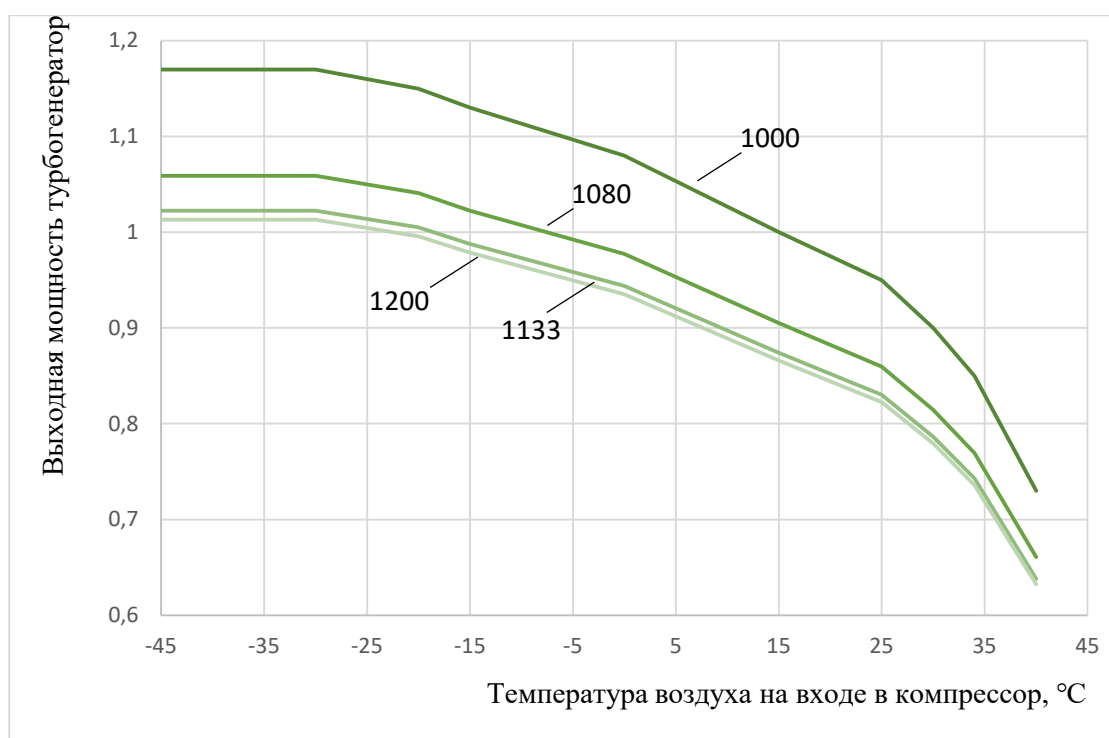


Рисунок 2.1 – График зависимости показателей выходной мощности и удельного расхода тепла от температуры окружающей среды

Помимо снижения мощности с увеличением температуры ОС увеличивается удельный расход топлива до 8%. Основными методами охлаждения воздуха на входе в компрессор ГТУ являются [24]:

- применение систем испарения хладагента;
- применение систем распыскивания мелкодисперсной деминерализованной воды;
- применение воздухоохлаждителей закрытого типа с осуществлением процесса кипением хладагента и дальнейшим испарением.

Причем последний вариант реализуется путем использования пароконденсационных холодильных машин, работающих на энергии парового теплоносителя, или же абсорбционных холодильных машин, использующих энергию пара, выхлопных газов, природного газа или горячей воды.

На рисунке 2.2 представлена структура охлаждения воздуха на входе турбогенератора путем использования испарительной системы. Генерация энергии холода при помощи данной системы заключается в применении скрытой теплоты испарения жидкости. При переходе из жидкого состояния в газообразное хладагент теряет достаточно большое количество энергии, которое восполняет за счет использования энергии, представленной в виде положительного значения температуры, а соответственно наличия тепловой энергии охлаждаемой воды, проходящую через трубное пространство теплообменника – испарителя. Эффективность данного метода можно определить разницей между температурами «сухого» и «мокрого» термометров, соответственно, чем выше данная разница, тем выше эффективность. Также необходимо учитывать давление в испарителе, так как чем ниже давления, тем ниже температура кипения хладагента, соответственно тем ниже может быть температура охлажденной воды на выходе.

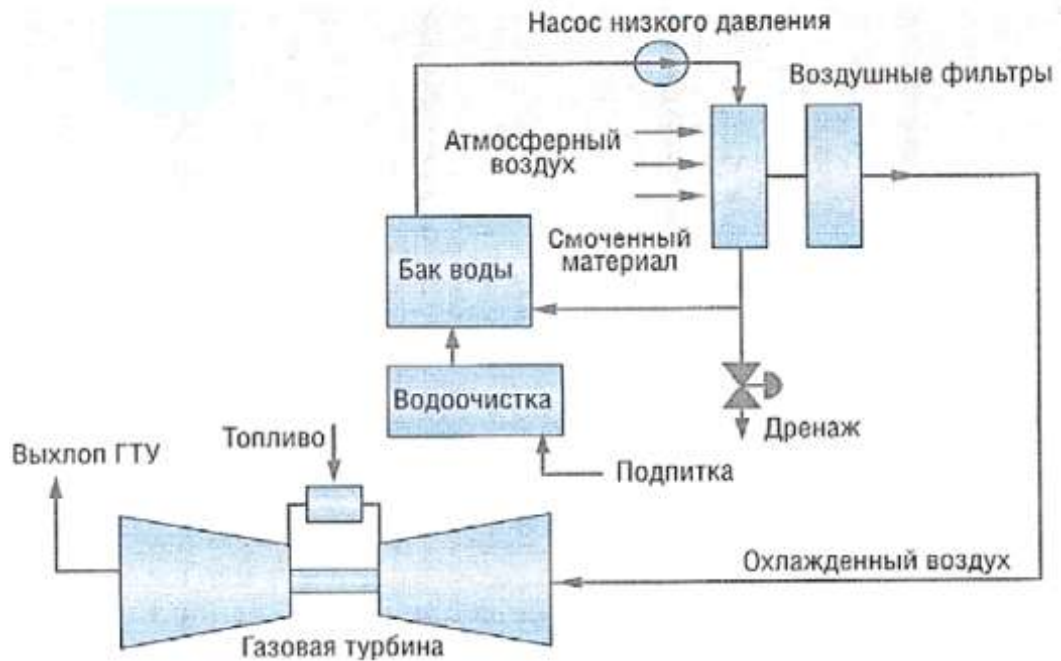


Рисунок 2.2 – Система охлаждения воздуха на входе турбогенератора путем использования испарительной системы

На рисунке 2.3 изображена структурная схема работы системы охлаждения деминерализованной водой.

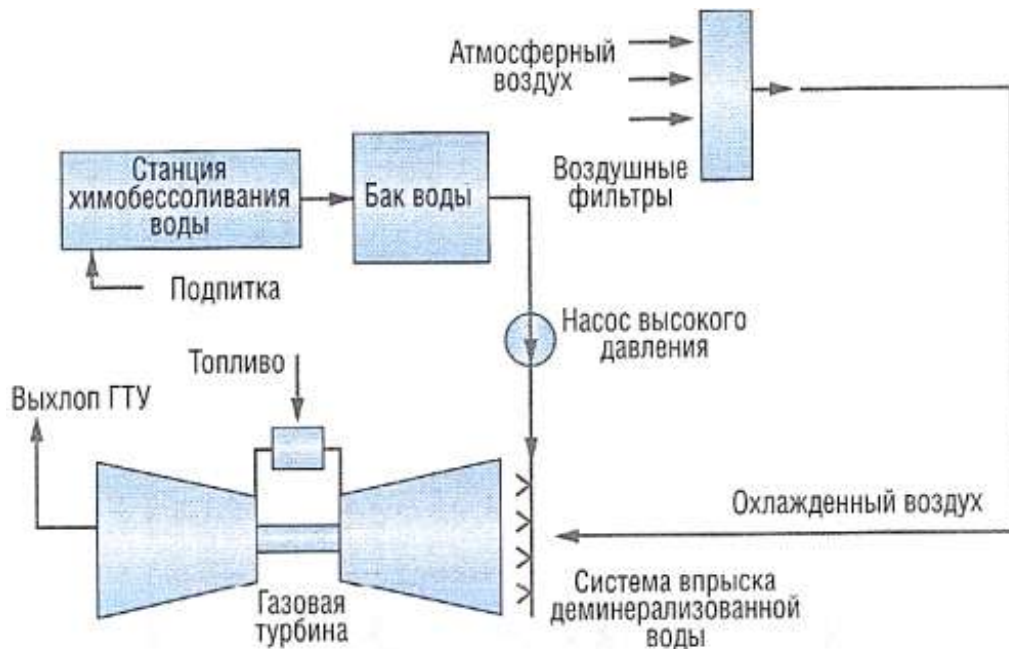


Рисунок 2.3 – Система охлаждения воздуха на входе турбогенератора путем использования деминерализованной воды

В указанной системе охлаждение воздуха окружающей среды перед входом в ГТУ происходит за счет распыления мелкодисперсной деминерализованной

воды для наиболее эффективного процесса испарения с последующим съемом тепла для перехода в новое агрегатное состояние. Подобные системы размещаются непосредственно под компрессорной воздухоочистительной установкой газовой турбины.

Основным недостатком применения данной системы при охлаждении воздуха, подающего на вход КВОУ, является фактор повышения его относительной влажности до 90%, что снижает эффективность процесса горения топливно-воздушной смеси в камере сгорания ГТУ и влечет за собой снижение мощности турбогенератора.

Третий вариант охлаждения описан на примере бромисто-литиевых АБХМ с использованием в качестве тепловой энергии выхлопных газов и водяного пара. Принцип работы схож с испарительным охлаждением: при испарении хладагент забирает тепло охлаждающей воздух воды, которая охлаждаясь поступает в водно-воздушный теплообменник, где, протекая по трубному пространству ТА освобождает воздух от части тепловой энергии и нагреваясь возвращается в АБХМ, где вновь охлаждается.

Технические характеристики для АБХМ на выхлопных газах (рисунок 2.4):



Рисунок 2.4 - Система охлаждения воздуха на входе турбогенератора путем использования АБХМ на выхлопных газах

- мощность: 175 – 8800 кВт;

- температура охлажденной воды: до 1°C и -5°C с раствором гликоля;

- температура выхлопных газов: 275 – 600°C;
- охлаждающий коэффициент: 1,40 – 1,45.

Технические характеристики для АБХМ на паре (рисунок 2.5):



Рисунок 2.5 – Система охлаждения воздуха на входе турбогенератора путем использования АБХМ на паре

- мощность: 422 – 8800 кВт;
- температура охлажденной воды: до 1°C и -5°C с раствором гликоля;
- охлаждающий коэффициент: 1,40 – 1,45.

В отличие от способа простого испарительного охлаждения системы с использованием абсорбционных холодильных машин не ограничиваются температурой «мокрого» термометра. Это можно отследить по психометрической диаграмме (рисунок 2.6) на которой изображен процесс охлаждения воздуха в поверхностном воздухоохладителе с применением АБХМ [24].

Эффективность АБХМ обуславливается коэффициентом охлаждения, который определяется по формуле (2.1) [31]:

$$\zeta = \frac{Q_0}{Q_h}, \quad (2.1)$$

где Q_0 – энергия холода АБХМ или объем тепловой энергии, поглощаемой охлаждающей жидкостью с объекта охлаждения, Дж;

Q_h – тепловая энергия, подаваемая на вход чиллера, Дж.

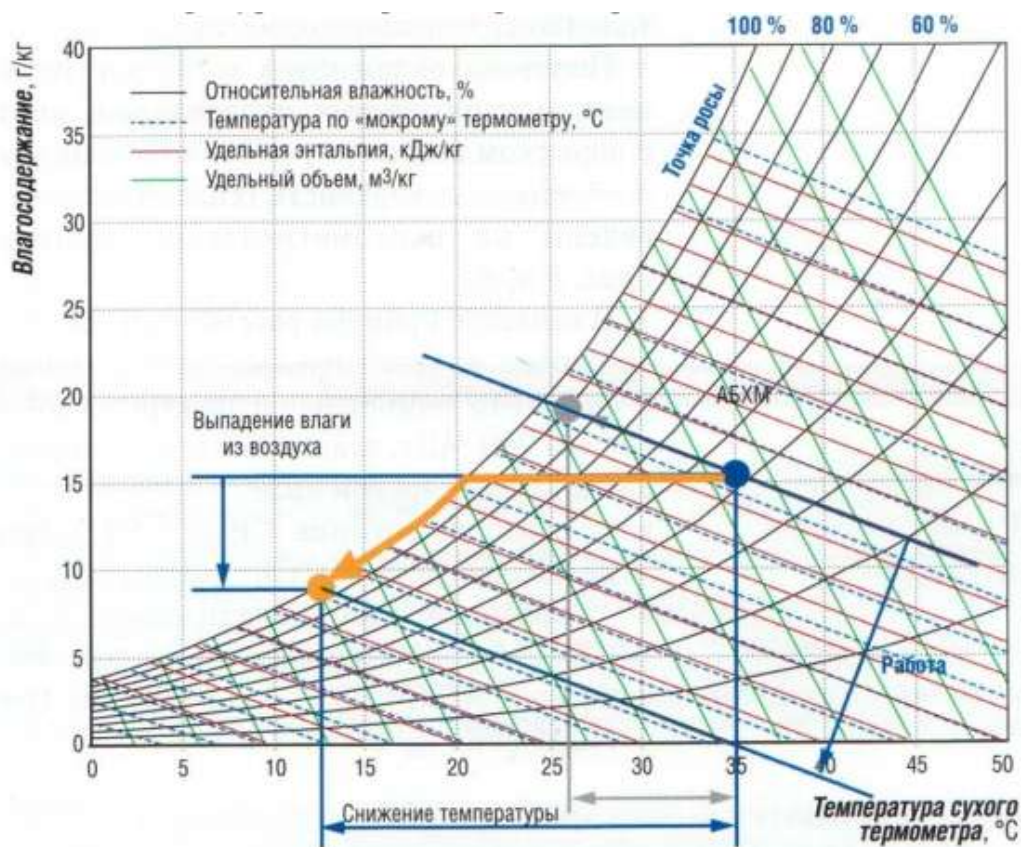


Рисунок 2.6 – Процесс охлаждения воздуха в поверхностном воздухоохладителе при применении водоохлаждающих холодильных машин

Холодильная мощность АБХМ, необходимая для эффективного охлаждения рабочего тела (воздуха) ГТУ, рассчитывается по формуле (2.2) [25]:

$$Q_{\text{хол}} = G_{\text{среды}} \cdot (h_{\text{гор}} - h_{\text{хол}}), \quad (2.2)$$

где $G_{\text{среды}}$ – расход промежуточного теплоносителя;

$h_{\text{гор}}$ – энтальпия нагретого в теплообменном аппарате, при передаче тепловой энергии воздуха, хладоносителя;

$h_{\text{хол}}$ – энтальпия хладоносителя на выходе из АБХМ.

Преимущества этой системы:

- охлаждение турбогенератора с применением процесса испарения жидкости без ограничения температурой мокрого термометра;
- исключения возникновения коррозионного эффекта в результате повышения влажности воздуха на вход ГТУ;
- пренебрежимо малая мощность электроснабжения СН.

К недостаткам этой системы относятся:

- высокая стоимость реализации;
- повышается нагрузка компрессора ГТУ ввиду дополнительного сопротивления воздуха патрубками теплообменного аппарата.

Таким образом, проанализировав различные способы охлаждения газотурбинных установок в составе электротехнического комплекса можно сделать вывод, что наиболее современным, эффективным и подходящим под поставленные задачи является метод охлаждения посредством установки АБХМ.

Для наиболее эффективного подбора системы охлаждения для тригенерации необходимо составить подробное технико-экономическое обоснование, с учетом погодных условий и электрических нагрузок ГТУ [66].

2.2 Тригенерационный электротехнический комплекс с применением АБХМ

Применение режима тригенерации в системах электроснабжения объектов нефтегазового производства позволяет достигнуть коэффициента использования энергии первичного энергоносителя до 90 – 95 %, при возможности реализации тепловой энергии при необходимости, путем использования вторичных энергоресурсов в виде отработанных газов газотурбинной установки для генерации энергии холода посредством АБХМ и подачи её на вход турбогенератора в виде охлажденного воздуха окружающей среды [25] (рисунки 2.7, 2.8).



Рисунок 2.7 – Схема энергетического баланса тригенерационного энергетического комплекса

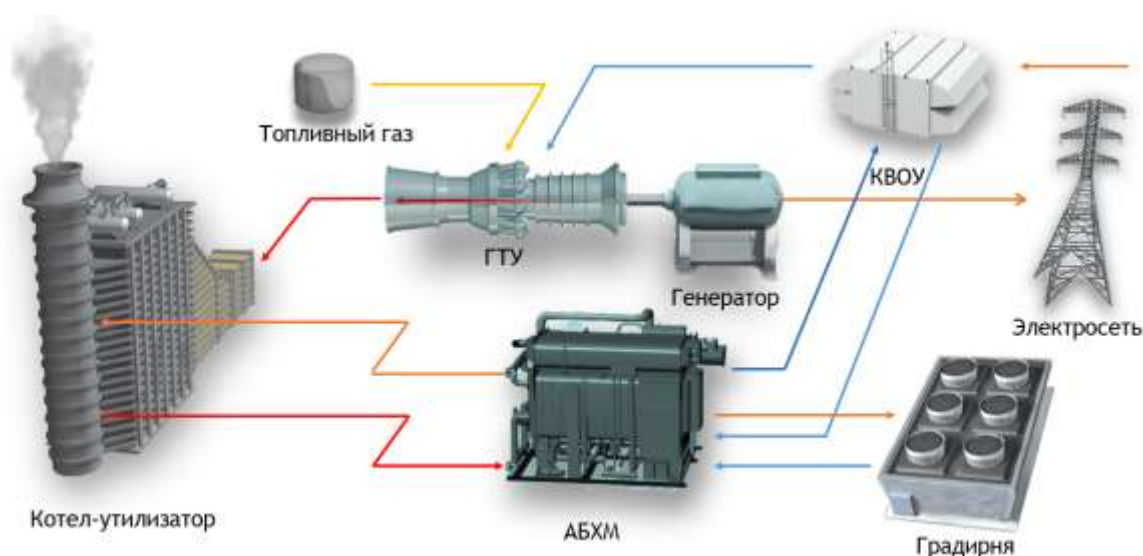


Рисунок 2.8 – Тригенерационная система энергоснабжения

При расчете процента потребляемой энергии тепловой мощности выхлопных газов для генерации энергии холода, необходимой для охлаждения ГТУ от общего объема тепловой энергии выхлопных газов, полученной на выходе котла-утилизатора, нужно воспользоваться формулой (2.3) [93].

$$N = G_{\text{среды}} \cdot (h_o - h_n), \quad (2.3)$$

где $G_{\text{среды}}$ – массовый расход воздуха кг/с, который необходимо охладить;

h_o – энтальпия охлажденного воздуха;

h_n – энтальпия воздуха окружающей среды (номинального).

Массовый расход воздуха, который необходимо охладить для удобства расчёта примем равным среднему расходу воздуха на входе в ГТУ с мощностью 100 МВт, который при номинальных условиях равен 700000 м³/ч, отсюда $G_{\text{среды}}$ (2.4):

$$G_{\text{среды}} = Q_o \cdot \rho_{\text{воз}} = \frac{700000}{3600} \cdot 1,225 = 233,3 \text{ кг/с}, \quad (2.4)$$

где Q_o – объемный расход воздуха на входе в ГТУ;

$\rho_{\text{воз}}$ – плотность воздуха на входе в ГТУ.

Энтальпия h влажного воздуха окружающей среды рассчитывается по формуле (2.5):

$$h = C_{\text{т.в.}} \cdot t + (r + C_{\text{п}} t) \frac{d}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (2.5)$$

где $C_{т.в.}$ – теплоемкость сухого воздуха 1,005 кДж/(кг · °С);
 t – температура исследуемого воздуха 40;
 r – удельная теплота парообразования 2500 кДж/(кг · °С);
 $C_{п}$ – теплоемкость водяного пара 1,8 кДж/(кг · °С);
 d – влагосодержание воздуха;
 $\rho_{ж}$ – плотность воды в воздухе 1000 кг/м³.

Уровень влажности воздуха определяется массовым объемом водяного пара. Влагосодержание d , г/кг характеризуется массой водяного пара входящего в состав одного килограмма сухой части влажного воздуха и рассчитывается следующим образом (2.6):

$$d = \frac{\rho_{п}}{\rho_{с.в.}} = 0,622 \frac{\rho_{п}}{B - \rho_{п}}, \text{ г/кг}, \quad (2.6)$$

где B – «барометрическое давление, равное сумме парциальных давлений сухого воздуха $\rho_{с.в.}$ и водяного пара $\rho_{п}$ » [56].

Влагосодержание воздуха имеет строгие границы при различных температурах и характеризуется показателем относительной влажности воздуха φ , который определяется по формуле (2.7):

$$\varphi = \frac{P_{п}}{P_{н.п.}} \cdot 100, \% \quad (2.7)$$

где « $P_{п.}$ – парциальное давление водяного пара в ненасыщенном влажном воздухе;

$P_{н.п.}$ – парциальное давление водяного пара в насыщенном влажном воздухе при соответственных показателях температуры и барометрического давления.»

При $\varphi = 100$ % воздух называют насыщенным влажным воздухом, так как он полностью насыщен водяными парами, которые в свою очередь тоже считаются насыщенными.

При $\varphi < 100$ %, воздух называют ненасыщенным влажным воздухом, так как в его составе помимо сухого воздуха содержатся водяные пары в перегретом состоянии.

При $\varphi = 100 \%$ давление водяного пара обуславливается исключительно его температурой, что является табличными данными, полученными в результате общеизвестных экспериментов. Зависимость $P_{н.п.}$ от t может описываться различными формулами для определенных условий.

Давление насыщенного водяного пара при температурах воздуха свыше 0°C определяется по формуле (2.8):

$$P_{н.п.} = 479 + (11,52 + 1,62 \cdot t)^2 \quad (2.8)$$

Согласно данным Росгидрометцентра за летний период 2019 года максимальное значение относительной влажности воздуха φ при достижении пиковых температур в южных регионах страны не превышает отметки в 20%, таким образом это значение принято при дальнейших исследованиях, отсюда влагосодержание воздуха d можно определить, как (2.9):

$$d = 622 \frac{\varphi \cdot P_{н.п.}}{B - \varphi \cdot P_{н.п.}}, \quad (2.9)$$

$$d = 622 \frac{0,2 \cdot (479 + (11,52 + 1,62 \cdot 40)^2)}{101000 - 0,2 \cdot (479 + (11,52 + 1,62 \cdot 40)^2)} = 7,8 \text{ г/кг},$$

Отсюда энтальпия номинального влажного воздуха (2.5):

$$h_{ном} = 1,005 \cdot 40 + (2500 + 1,8 \cdot 40) \frac{7,8}{1000} = 60,4$$

Энтальпия необходимого воздуха рассчитывается с учетом температуры воздуха 15°C и абсолютной влажности равной соответственному значению номинального воздуха (2.5):

$$h_0 = 1,005 \cdot 15 + (2500 + 1,8 \cdot 15) \frac{7,8}{1000} = 34,8$$

Отсюда тепловая мощность холодильной машины (2.3):

$$N = 233,3 \cdot (60,4 - 34,8) = 5975,8 \text{ кВт}$$

Таким образом получаем энергию холода, необходимую для охлаждения воздуха на входе ГТУ до 15°C при температуре 40°C соответствующую 6% от

электрической мощности установки и менее 4% от тепловой мощности выхлопных газов на выходе из котла-утилизатора.

Согласно расчетам, остаточный потенциал энергии первичного энергоносителя позволяет при необходимости применять АБХМ большей мощности для обеспечения энергией холода производственных процессов или замкнутых узлов обеспечения жизненных и рабочих условий людей.

В пиковые температуры система способна повысить эффективность использования энергии первичного энергоносителя до 95%. Температура воздуха окружающей среды может меняться более чем на 20% в течении одного дня. Для поддержания эффективной работы тригенерационной системы необходимо оперативное регулирование процессами теплообмена. Поддерживать постоянную температуру воздуха на вход в ГТУ принято за счет регулирования расхода охлаждающей воды в теплообменный аппарат (ТА) КВОУ.

Устройство и принцип работы абсорбционных холодильных машин, рассмотрим на примере принципиальной схемы двухступенчатой АБХМ на выхлопных газах (рисунок 2.9).

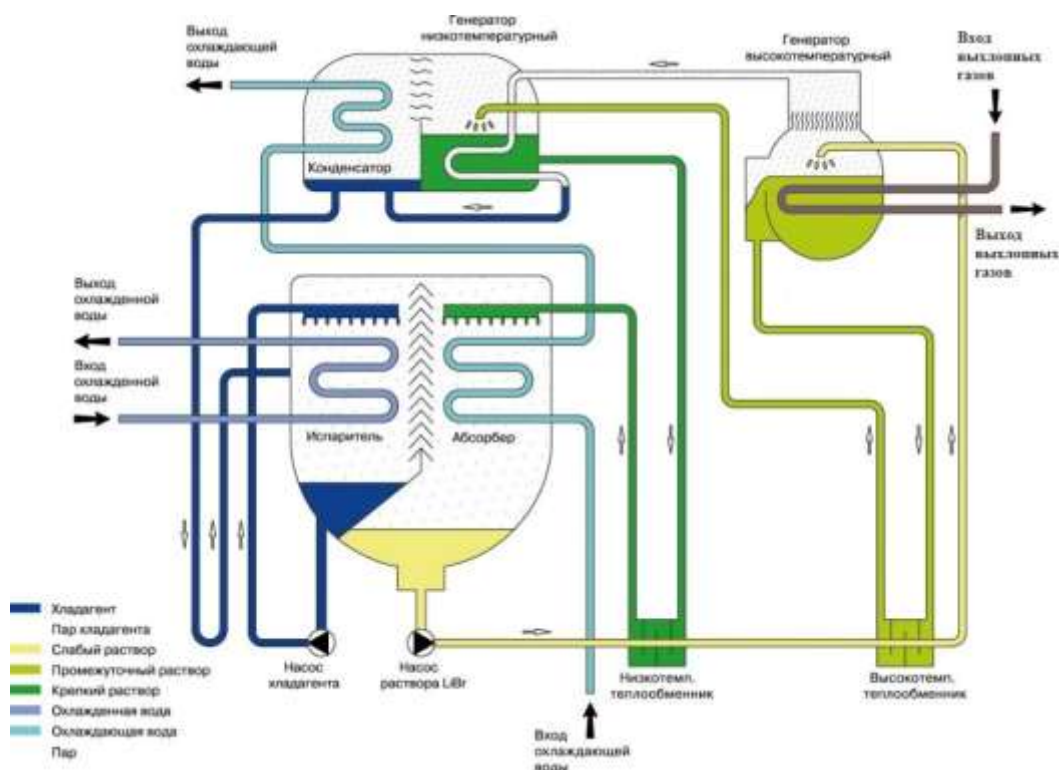


Рисунок 2.9 – Структурная схема двухступенчатой АБХМ на выхлопных газах

Вода, которую необходимо охладить, поступает в трубное пространство испарителя. Охлаждение происходит при испарении хладагента под давлением 0,8 кПа, который подается сверху, благодаря насосу хладагента. Пары хладагента поступают в абсорбер где смешиваются с теплым раствором бромида лития (LiBr), который охлаждается водой, проходящей через трубное пространство абсорбера. Под действием насоса разбавленный раствор LiBr поступает, сначала в низкотемпературный теплообменник, затем в высокотемпературный, где нагревается за счет энергии концентрированного раствора LiBr, после чего происходит его подача в отсек генератора, высокая температура которого получена путем использования энергии выхлопных газов ГТУ, где нагревается до температуры кипения хладагента и полностью выпаривает его. После высокотемпературного генератора концентрированный раствор LiBr поступает в высокотемпературный теплообменник, где охлаждается за счет разбавленного раствора LiBr. Следующей ступенью теплообмена для уже охлажденного концентрированного раствора LiBr становится низкотемпературный генератор, в котором раствор вновь нагревает и заставляет выделить оставшиеся частицы хладагента выделившейся из него в высокотемпературном генераторе и проходящего данную ступень теплообмена в трубном пространстве низкотемпературного генератора пар хладагента. После этого вновь нагретый концентрат раствора LiBr поступает в низкотемпературный теплообменник, где охлаждается разбавленным раствором LiBr, а затем возвращается в начало цикла – камеру абсорбции. Пары хладагента в жидком состоянии ввиду охлаждения и конденсации в трубном пространстве низкотемпературного генератора поступают в конденсатор, где смешиваются с парами хладагента, находящиеся в процессе конденсации за счет использования охлаждающей жидкости после чего жидкий хладагент возвращается в испаритель, где испаряется под действием тепла охлаждаемой воды [31].

Для обеспечения потребителей необходимой энергии холода в машине предусмотрена система регулирования мощностью путем изменения расхода теплообменных жидкостей: бромисто-литиевого раствора, хладагента и

охлаждающей воды. Данные процессы регулирования осуществляются из единой панели управления оператора, что находится непосредственно на чиллере и структурно представлены на рисунке 2.10.

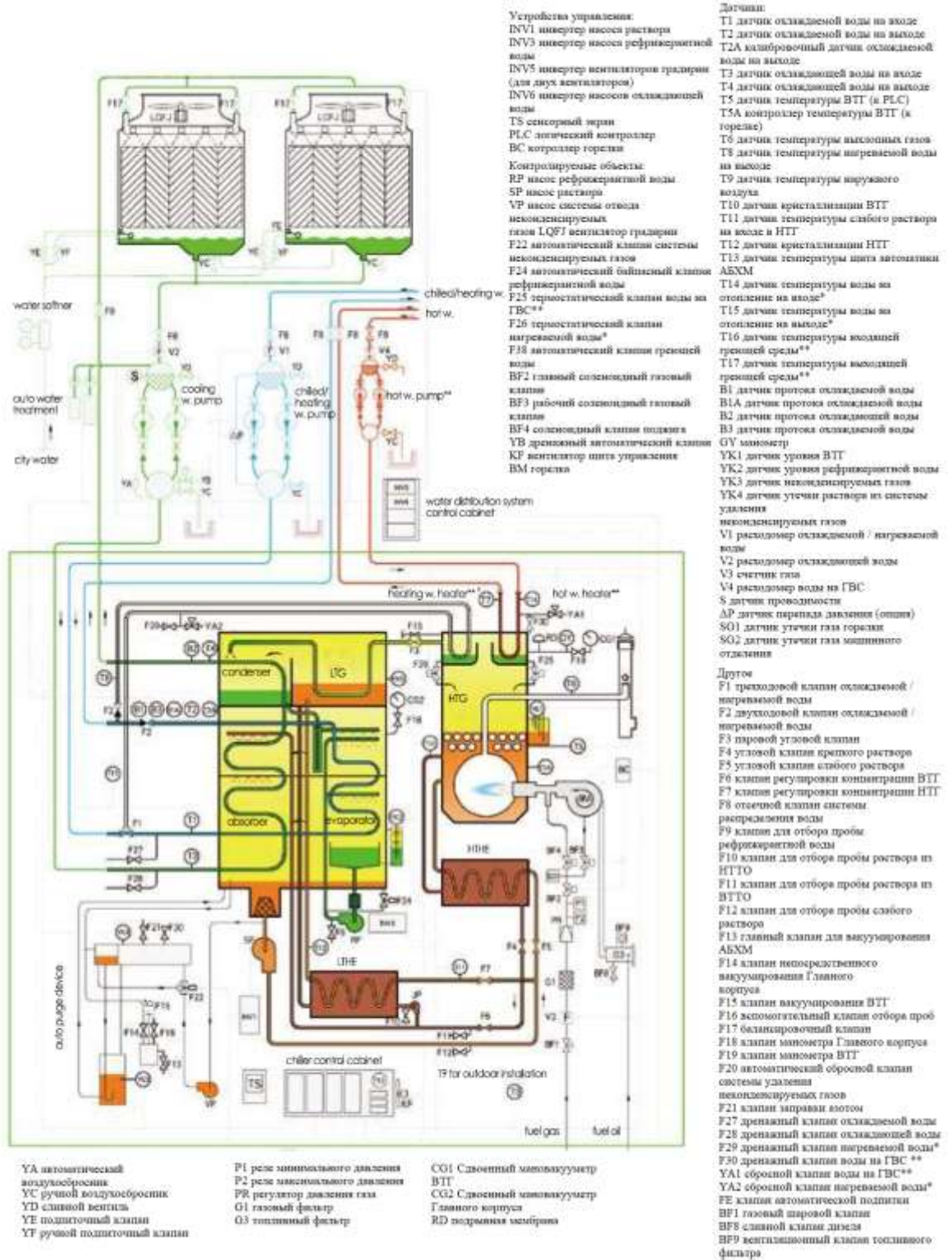


Рисунок 2.10 – Структурная схема АБХМ

Автоматизированное управление, основанное на непосредственном участии оператора, имеет ряд недостатков, основными среди которых являются низкий показатель оперативности и наличие человеческого фактора, что обуславливает снижение эффективности процесса обеспечения необходимого объема энергии холода в условиях изменения нагрузки.

При достижении номинальной мощности работы АБХМ температура охлаждаемой воды на выходе снижается до 7 °С, что соответствует наиболее эффективному охлаждению при пиковых значениях температуры воздуха окружающей среды, далее вода поступает в водно-воздушный поперечный теплообменник, где охлаждает воздух, поступающий на компрессор турбогенератора. Однако температура окружающей среды не постоянная, что обуславливает необходимость соответственного регулирования расхода и температуры охлаждающей жидкости, для получения номинальной температуры воздуха на вход в ГТУ.

Учитывая сложность процессов регулирования температуры на выходе АБХМ наиболее эффективным методом изменения энергии холода, подающего на теплообменник узла охлаждения ГТУ, является регулирование расхода охлаждающей жидкости при изменении частоты вращения двигателя насоса подающего её на вход теплообменного аппарата, установленного в КВОУ для обеспечения охлаждения воздуха на входе в ГТУ.

2.3 Разработка математической модели системы автоматического управления расходом охлаждающей жидкости

Для построения алгоритма регулирования расхода жидкости необходимо произвести расчет переходных процессов в теплообменном аппарате (ТА) охлаждающего воздуха [88].

Изменение температуры теплоносителей по поверхности ТА для проводника приведены на рисунке 2.11

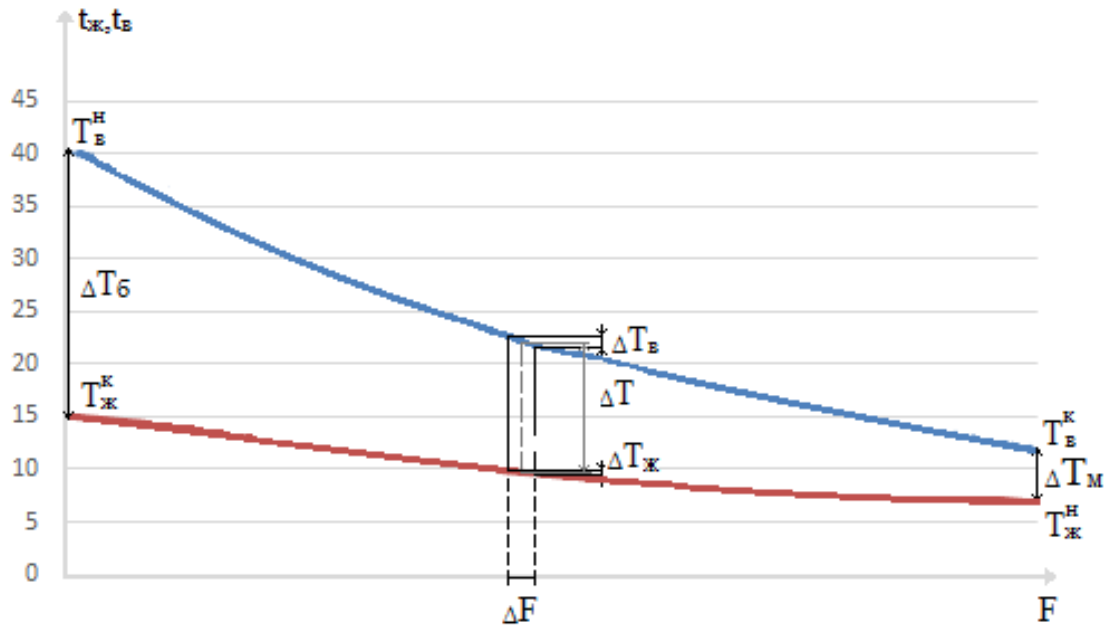


Рисунок 2.11 – График изменения температуры теплоносителей по поверхности
ТА

Для такого ТА выражение для определения среднего по поверхности температурного напора $\Delta T_{\text{ср}}$, °С (2.6):

$$\Delta T_{\text{ср}} = \frac{\Delta T_{\text{б}} - \Delta T_{\text{м}}}{\frac{\ln \Delta T_{\text{б}}}{\Delta T_{\text{м}}}} \quad (2.6)$$

При расчете среднего температурного напора для аппаратов с перекрестным током $\Delta T_{\text{пер}}$ сначала определяют $\Delta T_{\text{ср}}$ по формуле (2.6) а затем вычленяют вспомогательные величины P и R по формулам (2.7, 2.8):

$$P = \frac{T_{\text{ж}}^{\text{К}} - T_{\text{ж}}^{\text{Н}}}{T_{\text{б}}^{\text{Н}} - T_{\text{ж}}^{\text{Н}}} \quad (2.7)$$

$$R = \frac{T_{\text{б}}^{\text{Н}} - T_{\text{б}}^{\text{К}}}{T_{\text{ж}}^{\text{К}} - T_{\text{ж}}^{\text{Н}}} \quad (2.8)$$

И далее по графикам (рисунок 2.12) определения поправки (2.9):

$$E_{\Delta t} = f \cdot (P, R) \quad (2.9)$$

При этом $\Delta T_{\text{пер}}$ вычисляется по формуле (2.10):

$$\Delta T_{\text{пер}} = \Delta T_{\text{пр}} \cdot E_{\Delta t}, \quad (2.10)$$

где $\Delta T_{\text{пр}}$ – средний температурного напор для аппаратов с противоточным током.

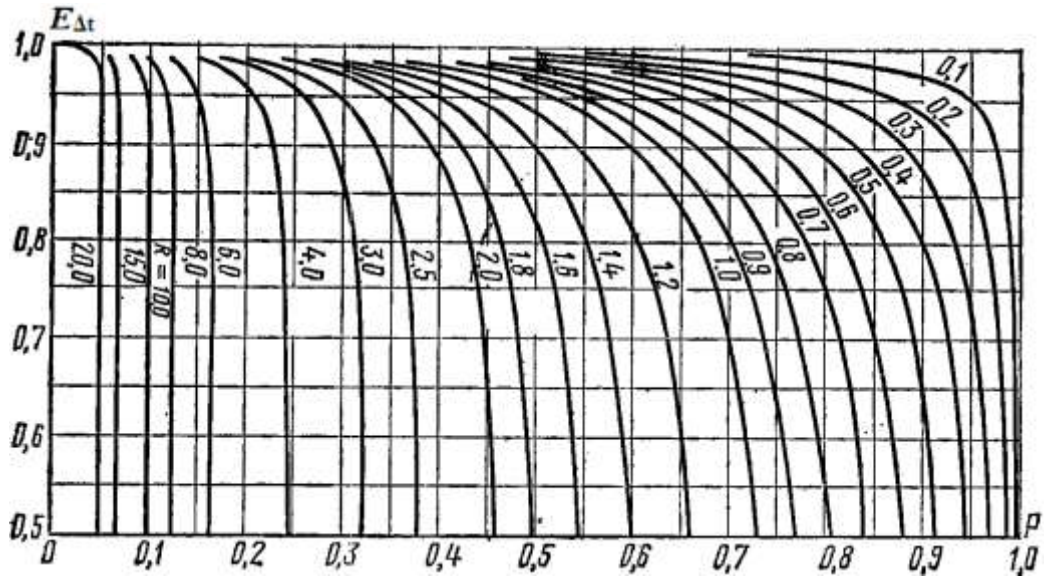


Рисунок 2.12 – Графики вычисления поправок

Оценим $E_{\Delta t}$ (2.7-2.9):

$$P = \frac{T_{\text{ж}}^{\text{к}} - T_{\text{ж}}^{\text{н}}}{T_{\text{в}}^{\text{н}} - T_{\text{ж}}^{\text{н}}} = \frac{12 - 7}{27 - 7} = \frac{5}{20} = 0,25$$

$$R = \frac{T_{\text{в}}^{\text{н}} - T_{\text{в}}^{\text{к}}}{T_{\text{ж}}^{\text{к}} - T_{\text{ж}}^{\text{н}}} = \frac{27 - 15}{12 - 7} = \frac{12}{5} = 2,4$$

$$E_{\Delta t} = 0,97 \approx 1$$

Таким образом можно использовать выражения для рекуперативных ТА с противотоком (рисунок 2.13):

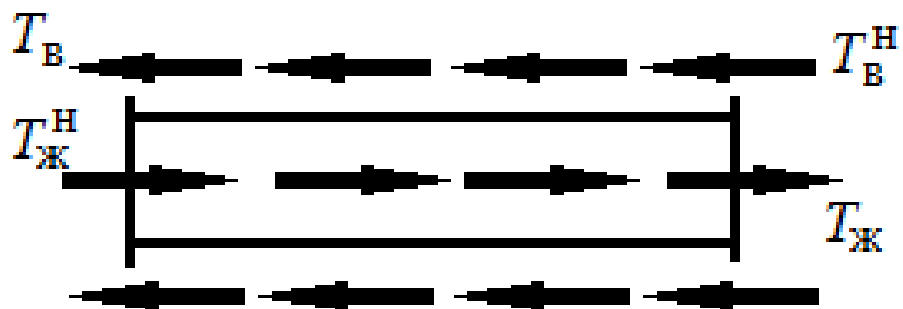


Рисунок 2.13 – Схема рекуперативного теплообменника

Процессы теплообмена, протекающие в теплообменном аппарате, описываются системой нелинейных уравнений (2.11) [26]:

$$\left. \begin{aligned} G_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} (T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^{\text{н}}) + m_{\text{в}} C_{\text{в}} \frac{dT_{\text{в}}}{dt} + \alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} (T_{\text{в}} - T_{\text{тр}}) &= 0; \\ m_{\text{тр}} C_{\text{тр}} \frac{dT_{\text{тр}}}{dt} - \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} (T_{\text{ж}} - T_{\text{тр}}) + \alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} (T_{\text{тр}} - T_{\text{в}}) &= 0; \\ G_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} (T_{\text{ж}} - T_{\text{ж}}^{\text{н}}) &= \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} (T_{\text{тр}} - T_{\text{ж}}). \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

где $G_{\text{в}}$ и $G_{\text{ж}}$ – объемные расходы воздуха и жидкости;

$\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{ж}}$ – плотности воздуха и жидкости;

$C_{\text{в}}$ и $C_{\text{ж}}$ – удельные теплоемкости воздуха и жидкости;

$T_{\text{в}}$ и $T_{\text{ж}}$ – средние значения температур воздуха и жидкости на выходе теплообменного аппарата;

$T_{\text{в}}^{\text{н}}$ и $T_{\text{ж}}^{\text{н}}$ – средние значения температур воздуха и жидкости на входе теплообменного аппарата (рис. 2.13);

$T_{\text{тр}}$ – средняя температура патрубка теплообменного аппарата;

$m_{\text{в}}$ и $m_{\text{тр}}$ – массы воздуха и патрубка;

$\alpha_{\text{в}}$ – коэффициент теплоотдачи от воздуха к стенке патрубка теплообменного аппарата;

$\alpha_{\text{ж}}$ – коэффициент теплоотдачи от стенки патрубка теплообменного аппарата охлаждающей жидкости;

$F_{\text{внут}}$ и $F_{\text{нар}}$ – внутренняя и наружная площади теплообмена.

Данная система уравнений представляет собой совокупность закона сохранения мощности тепловых потоков теплоносителей и баланс тепла между подведенным и отведенным от патрубка теплообменного аппарата.

Расход охлаждающей жидкости $G_{\text{ж}}$ является входным управляющим воздействием, регулирующее воздействие оказывает обратная связь от температуры воздуха на входе в ГТУ, принятое равным температуре воздуха на выходе теплообменного аппарата $T_{\text{в}}$. К параметрам возмущающего воздействия стоит отнести показатели изменения температур воздуха $T_{\text{в}}^{\text{н}}$ и $T_{\text{ж}}^{\text{н}}$ жидкости на входе теплообменника и объемного расхода воздуха $G_{\text{в}}$.

Представленная система уравнений является нелинейной, что обуславливается произведением переменных $G_{\text{в}}$ и $T_{\text{в}}$, $C_{\text{ж}}$ и $T_{\text{ж}}$, наличием нелинейных функций скорости движения воздуха и жидкости в виде

коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{\text{в}}$ и $\alpha_{\text{ж}}$, являющимися функциями $G_{\text{в}}$ и $G_{\text{ж}}$. Для линеаризации системы уравнений допускаем постоянство расхода воздуха $G_{\text{в}}$ и коэффициентов теплоотдачи при $T_{\text{ж}0}$, $T_{\text{ж}0}^{\text{H}}$, $G_{\text{ж}0}$.

Применим разложение в ряд Тейлора и ограничимся первыми членами ряда разложения. Получаем линеаризованную систему уравнений (2.12):

$$\left. \begin{aligned} (G_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}})\Delta T_{\text{в}} - G_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}}\Delta T_{\text{в}}^{\text{H}} + m_{\text{в}}C_{\text{в}}\frac{d\Delta T_{\text{в}}}{dt} - \\ - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{тр}} = 0; \\ m_{\text{тр}}C_{\text{тр}}\frac{d\Delta T_{\text{тр}}}{dt} - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{тр}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}} - \\ - \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{ж}} = 0; \\ \rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}}(T_{\text{ж}0} - T_{\text{ж}0}^{\text{H}})\Delta G_{\text{ж}} + (G_{\text{ж}0}\rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}})\Delta T_{\text{ж}} - \\ - G_{\text{ж}0}\rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}}\Delta T_{\text{ж}}^{\text{H}} = \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.12)$$

После прямого преобразования Лапласа получим систему уравнений (2.13) в операторной форме:

$$\left. \begin{aligned} (m_{\text{в}}C_{\text{в}}P + G_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}})\Delta T_{\text{в}} - G_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}}\Delta T_{\text{в}}^{\text{H}} - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{тр}} = 0; \\ (m_{\text{тр}}C_{\text{тр}}P + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}})\Delta T_{\text{тр}} - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{в}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}} - \\ - \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{ж}} = 0; \\ \rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}}(T_{\text{ж}0} - T_{\text{ж}0}^{\text{H}})\Delta G_{\text{ж}} + (G_{\text{ж}0}\rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}})\Delta T_{\text{ж}} - \\ - G_{\text{ж}0}\rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}}\Delta T_{\text{ж}}^{\text{H}} = \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.13)$$

Системе (2.13) соответствует линеаризованная структурная схема процесса теплообмена как объекта управления (рисунок 2.14):

Допустим, что $\Delta T_{\text{ж}}^{\text{H}} = 0$, $\Delta T_{\text{в}}^{\text{H}} = 0$, тогда (2.14):

$$\left. \begin{aligned} (m_{\text{в}}C_{\text{в}}P + G_{\text{в}}\rho_{\text{в}}C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}})\Delta T_{\text{в}} - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{тр}} = 0; \\ (m_{\text{тр}}C_{\text{тр}}P + \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}})\Delta T_{\text{тр}} - \alpha_{\text{в}}F_{\text{нап}}\Delta T_{\text{в}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}} - \\ - \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{ж}} = 0; \\ \rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}}(T_{\text{ж}0} - T_{\text{ж}0}^{\text{H}})\Delta G_{\text{ж}} + (G_{\text{ж}0}\rho_{\text{ж}}C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}})\Delta T_{\text{ж}} = \\ = \alpha_{\text{ж}}F_{\text{внут}}\Delta T_{\text{тр}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

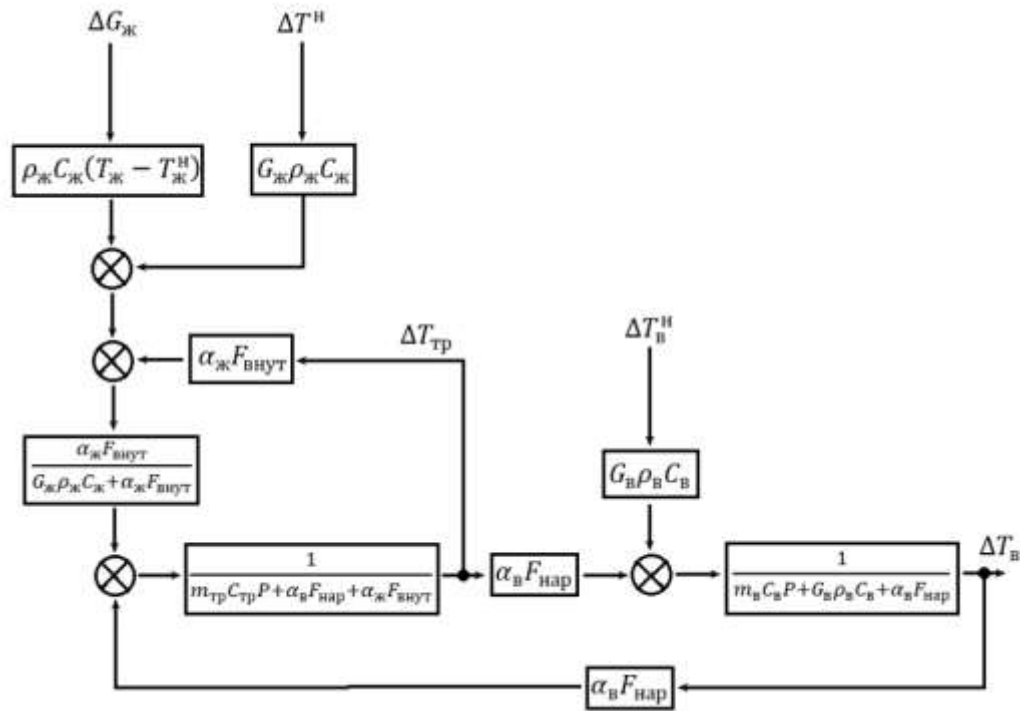


Рисунок 2.14 – Схема объекта управления процессами теплообмена

Из третьего уравнения системы (2.14) выразим передаточную функцию объекта по отношению к уравнению воздействия $\Delta G_{ж}$ (2.15):

$$\Delta T_{ж} = \frac{\alpha_{ж} F_{внут}}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}} \Delta T_{тр} - \frac{\rho_{ж} C_{ж} (T_{ж} - T_{ж0}^H)}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}} \Delta G_{ж} \quad (2.15)$$

и подставим во второе уравнение системы (2.14):

$$\begin{aligned} (m_{тр} C_{тр} P + \alpha_{в} F_{нар}) \Delta T_{тр} - \alpha_{в} F_{нар} \Delta T_{в} + \alpha_{в} F_{внут} \Delta T_{тр} - \frac{\alpha_{ж}^2 F_{внут}^2}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}} \Delta T_{тр} + \\ \frac{\alpha_{ж} F_{внут} \rho_{ж} C_{ж} (T_{ж0} - T_{ж0}^H)}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}} \Delta G_{ж} = 0 \end{aligned} \quad (2.16)$$

отсюда выразим $\Delta T_{тр}$ (2.17):

$$\begin{aligned} \Delta T_{тр} = \\ \frac{\alpha_{в} F_{нар}}{m_{тр} C_{тр} P + \alpha_{в} F_{нар} - \frac{\alpha_{ж}^2 F_{внут}^2}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}}} \Delta T_{в} - \\ - \frac{\alpha_{ж} F_{внут} \rho_{ж} C_{ж} (T_{ж0} - T_{ж0}^H)}{(m_{тр} C_{тр} P + \alpha_{в} F_{нар} - \frac{\alpha_{ж}^2 F_{внут}^2}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}}) (G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут})} \Delta G_{ж} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Подставим в первое уравнение системы (2.14) и преобразуем:

$$\left(m_{тр} C_{тр} m_{в} C_{в} P^2 + (m_{в} C_{в} (\alpha_{в} F_{нар} + \alpha_{ж} F_{внут}) - \frac{\alpha_{ж}^2 F_{внут}^2}{G_{ж0} \rho_{ж} C_{ж} + \alpha_{ж} F_{внут}}) + \right.$$

$$\begin{aligned}
& + m_{\text{тр}} C_{\text{тр}} (G_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{нар}}) P + (G_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}} F_{\text{внут}}) \cdot \\
& \cdot \left(\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right) - \alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{нар}}^2 \Delta T_{\text{в}} = \\
& = \frac{\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} (T_{\text{ж}0} - T_{\text{ж}0}^{\text{н}})}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \Delta G_{\text{ж}}
\end{aligned} \tag{2.18}$$

Найдем передаточную функцию по отношению к управляющему воздействию (2.19):

$$W_y(P) = \frac{T_{\text{в}}(P)}{G_{\text{ж}}(P)} = \frac{K_G}{a_0 P^2 + a_1 P + 1}, \tag{2.19}$$

где (2.20) – (2.22):

$$K_G = \frac{\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} (T_{\text{ж}0} - T_{\text{ж}0}^{\text{н}})}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}}; \tag{2.20}$$

$$a_0 = \frac{m_{\text{в}} C_{\text{в}} m_{\text{тр}} C_{\text{тр}}}{(G_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}} F_{\text{внут}}) \left(\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right) - \alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{нар}}^2}; \tag{2.21}$$

$$a_1 = \frac{m_{\text{в}} C_{\text{в}} \left(\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right) + m_{\text{тр}} C_{\text{тр}} (G_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}} F_{\text{внут}})}{(G_{\text{в}} \rho_{\text{в}} C_{\text{в}} + \alpha_{\text{в}} F_{\text{внут}}) \left(\alpha_{\text{в}} F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж}0} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right) - \alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{нар}}^2}. \tag{2.22}$$

Таким образом динамическое звено второго порядка (2.23)

$$W_y(P) = \frac{T_{\text{в}}(P)}{G_{\text{ж}}(P)} = \frac{K_G}{(T_{11} + 1)(T_{22} + 1)}, \tag{2.23}$$

где (2.24), (2.25):

$$T_{11} = \frac{2a_0}{a_1 + \sqrt{a_1^2 - 4a_0}}; \tag{2.24}$$

$$T_{11} = \frac{2a_0}{a_1 - \sqrt{a_1^2 - 4a_0}}. \tag{2.25}$$

Полагая в (2.14) $\Delta T_{\text{ж}}^{\text{н}} = 0, \Delta G_{\text{ж}} = 0$ найдем передаточную функцию по отношению к возмущающему воздействию $\Delta T_{\text{в}}^{\text{н}}$ (2.26):

$$W_{\text{возм}}(P) = \frac{T_{\text{в}}(P)}{T_{\text{в}}^{\text{н}}(P)} = \frac{K_T (b_0 P + 1)}{a_0 P^2 + a_1 P + 1}, \tag{2.26}$$

где (2.27), (2.28):

$$K_T = \frac{G_B \rho_B C_B \left(\alpha_B F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж0}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right)}{(G_B \rho_B C_B + \alpha_B F_{\text{внут}}) \left(\alpha_B F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж0}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}} \right) - \alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{нар}}^2}; \quad (2.27)$$

$$b_0 = \frac{m_{\text{тр}} C_{\text{тр}}}{\alpha_B F_{\text{нар}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}} - \frac{\alpha_{\text{ж}}^2 F_{\text{внут}}^2}{G_{\text{ж0}} \rho_{\text{ж}} C_{\text{ж}} + \alpha_{\text{ж}} F_{\text{внут}}}} \quad (2.28)$$

Однако температура воздуха на выходе меняется через время в зависимости от температуры и расхода охлаждающей жидкости, поэтому введем звено запаздывания (2,29) в формулу (2.26)

$$\tau = \frac{L}{V_0}, \quad (2.29)$$

где V_0 – средняя скорость движения воздуха,

L – длина патрубка теплообменника.

При этом на входе изменение T воздуха составит в момент τ (2.30):

$$\Delta T_B(\tau) = K_T \left(1 + C_1 e^{-\frac{\tau}{T_{11}}} + C_2 e^{-\frac{\tau}{T_{22}}} \right) \Delta T_B^H, \quad (2.30)$$

где (2.31), (2.32):

$$C_1 = \frac{b_0 - T_{11}}{T_{11} - T_{22}}, \quad (2.31)$$

$$C_2 = \frac{T_{22} - b_0}{T_{11} - T_{22}} \quad (2.32)$$

$\frac{dT_B}{dt}(\tau)$ определим по формуле (2.33):

$$\frac{dT_B}{dt}(\tau) = -K_T \left(\frac{C_1}{T_1} e^{-\frac{\tau}{T_{11}}} + \frac{C_2}{T_2} e^{-\frac{\tau}{T_{22}}} \right) \Delta T_B^H \quad (2.33)$$

С учетом ненулевых начальных условий запишем уравнение увеличения рассматриваемого объекта управления (2.34):

$$\begin{aligned} & (a_0 P^2 + a_1 P + 1) T_B(P) - \left(a_0 \Delta T_B(\tau) + a_0 \frac{dT_B}{dt}(\tau) \right) = \\ & = K_T (b_0(P) + 1) T_B^H(P) - K_T b_0 \Delta T_B^H(\tau) \end{aligned} \quad (2.34)$$

При подаче возмущения воздуха имеем (2.35):

$$T_B^H = \frac{\Delta T_B^H}{P} \quad (2.35)$$

Получаем (2.36):

$$T_B(P) = \frac{a_0 \Delta T_B(\tau) P^2 + \left(a_1 \Delta T_B(\tau) P + a_0 \frac{dT_B(\tau)}{dt} \right) P + K_T T_B^H}{(a_0 P^2 + a_1 P + 1) P} \quad (2.36)$$

Или (2.37):

$$T_B(P) = \frac{\frac{a_0 \Delta T_B(\tau)}{\Delta T_B^H} P^2 + \left(\frac{a_1 \Delta T_B(\tau)}{\Delta T_B^H} P + \frac{a_0}{\Delta T_B^H} \frac{dT_B(\tau)}{dt} \right) P + K_T}{a_0 P^2 + a_1 P + 1} \cdot T_B^H(P) \quad (2.37)$$

С учетом звена запаздывания (2.38):

$$W_{\text{возм}}(P) = \frac{T_B(P)}{T_B^H(P)} = \frac{\frac{a_0 \Delta T_B(\tau)}{\Delta T_B^H} P^2 + \left(\frac{a_1 \Delta T_B(\tau)}{\Delta T_B^H} P + \frac{a_0}{\Delta T_B^H} \frac{dT_B(\tau)}{dt} \right) P + K_T}{a_0 P^2 + a_1 P + 1} \cdot e^{-\tau P} \quad (2.38)$$

Для реализации процесса регулирования расхода охлаждающей жидкости выбран пропорционально-интегральный закон регулирования с целью обеспечения поддержания точных значений выходных параметров, необходимого при высоких показателях зависимости КПД ГТУ от температуры окружающей среды. По причине плавного изменения температуры и влажности воздуха окружающей среды, использование дифференциального закона регулирования исключается за нецелесообразностью.

По данным уравнениям в среде Simulink MatLab построена имитационная модель выбранного ТА (рисунок 2.15), с использованием системы автоматического регулирования (САР) расхода охлаждающей жидкости для обеспечения поддержания номинальной температуры воздуха на входе в ГТУ при изменяющихся параметрах окружающей среды, реализованной с применением пропорционально-интегрального регулятора (ПИ- регулятора) [4, 86].

Принцип работы схемы заключается в задании переменного значения температуры воздуха окружающей среды в диапазоне от 10°C до 40°C (рисунок 2.16) при изменении относительной влажности в диапазоне от 0 до 100% (рисунок. 2.17), температура охлаждающей жидкости принимается постоянной и равной 7 °С, что обуславливается максимальной мощностью работы используемой АБХМ, расход ограничивается значением 0,261 м³/с, при котором воздух на входе турбогенератора охлаждается до номинального при пиковых значениях входной величины.

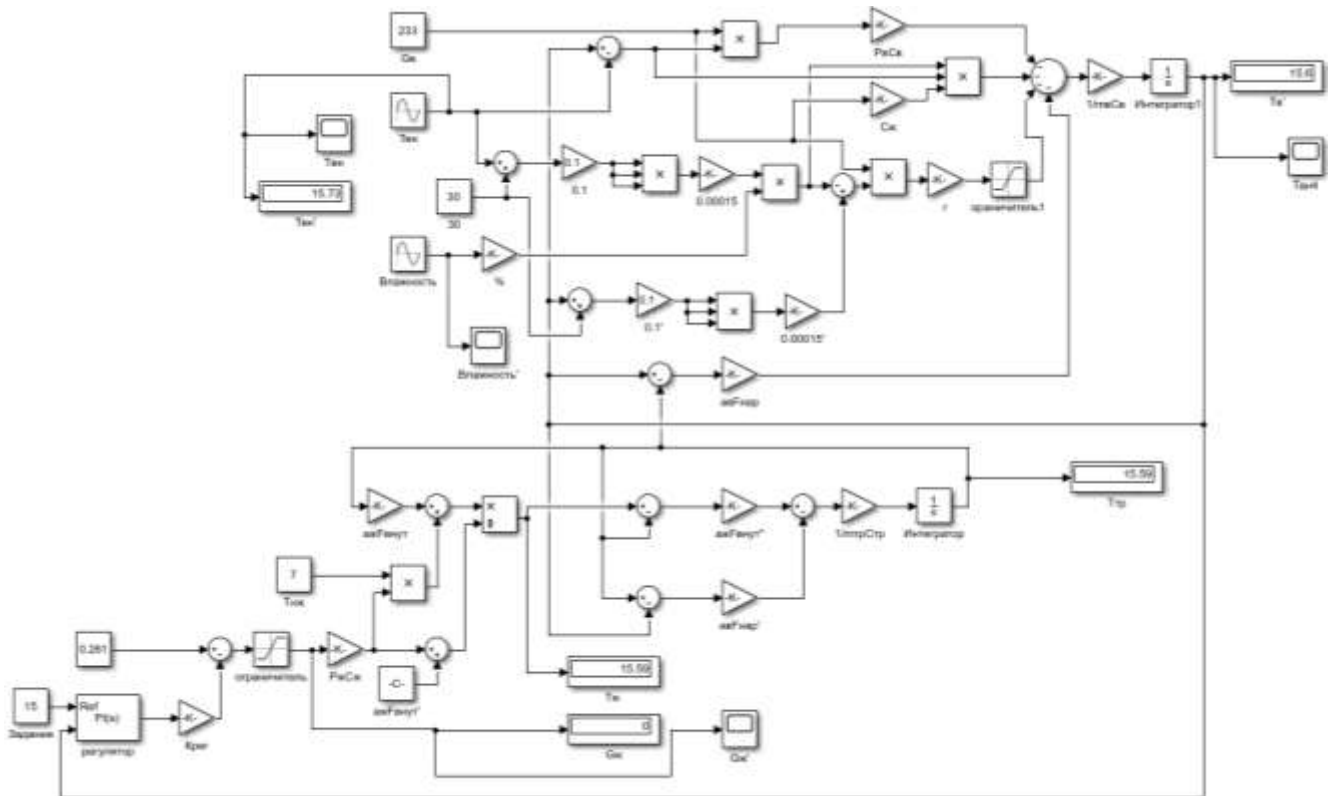


Рисунок 2.15 – Модель САУ расходом охлаждающей жидкости АБХМ

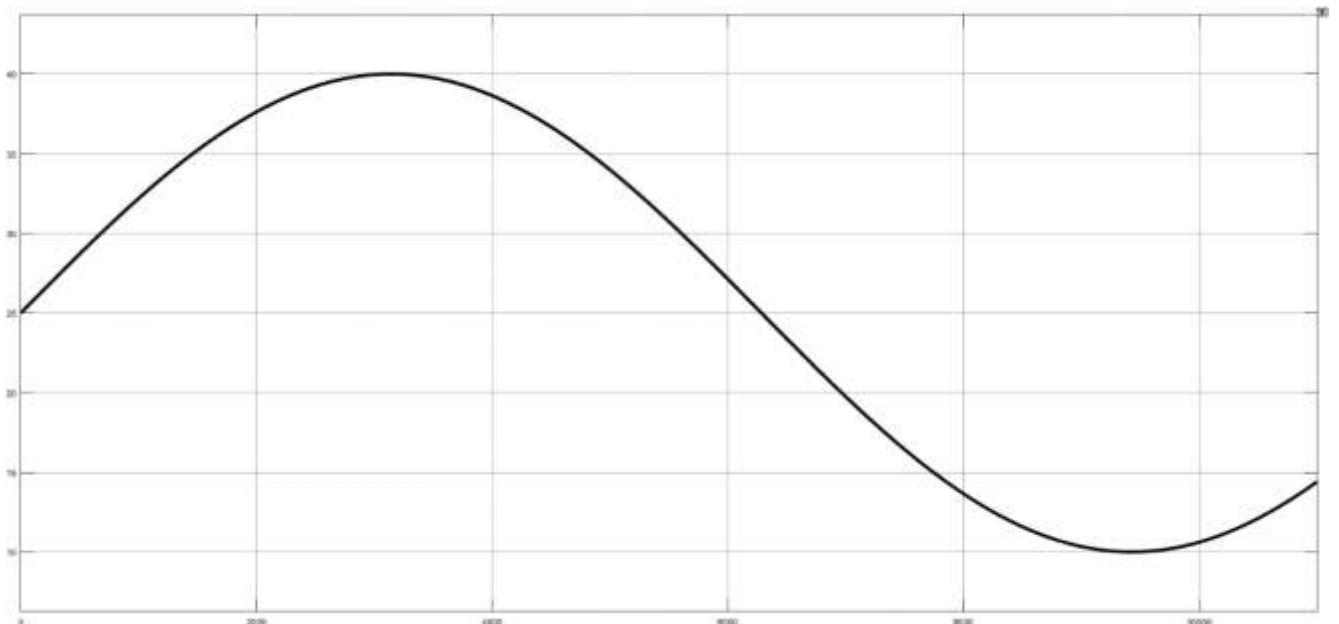


Рисунок 2.16 – Зависимость температуры воздуха окружающей среды ($^{\circ}\text{C}$) по времени (сек)

Благодаря автоматическому регулированию расхода охлаждающей жидкости (рисунок 2.18), при заданных изменениях температуры окружающей

среды имеем значения температуры воздуха на выходе из ТА, не превышающего $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рисунок 2.19):

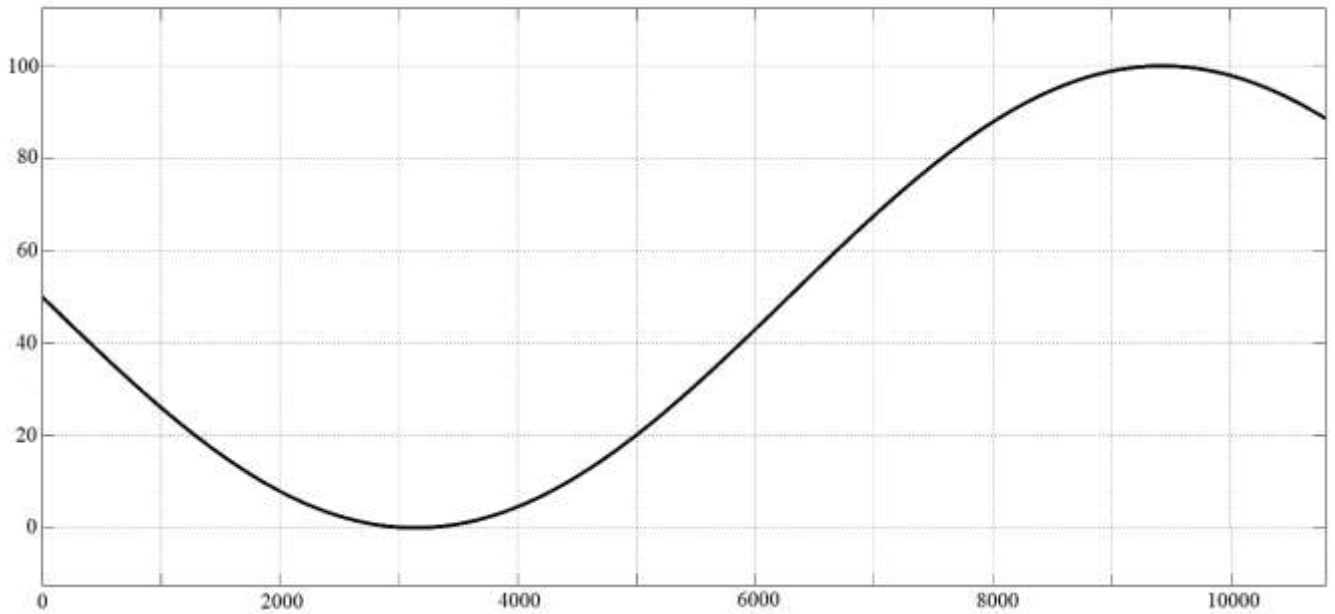


Рисунок 2.17 – Зависимость влажности воздуха окружающей среды (%) по времени (сек)

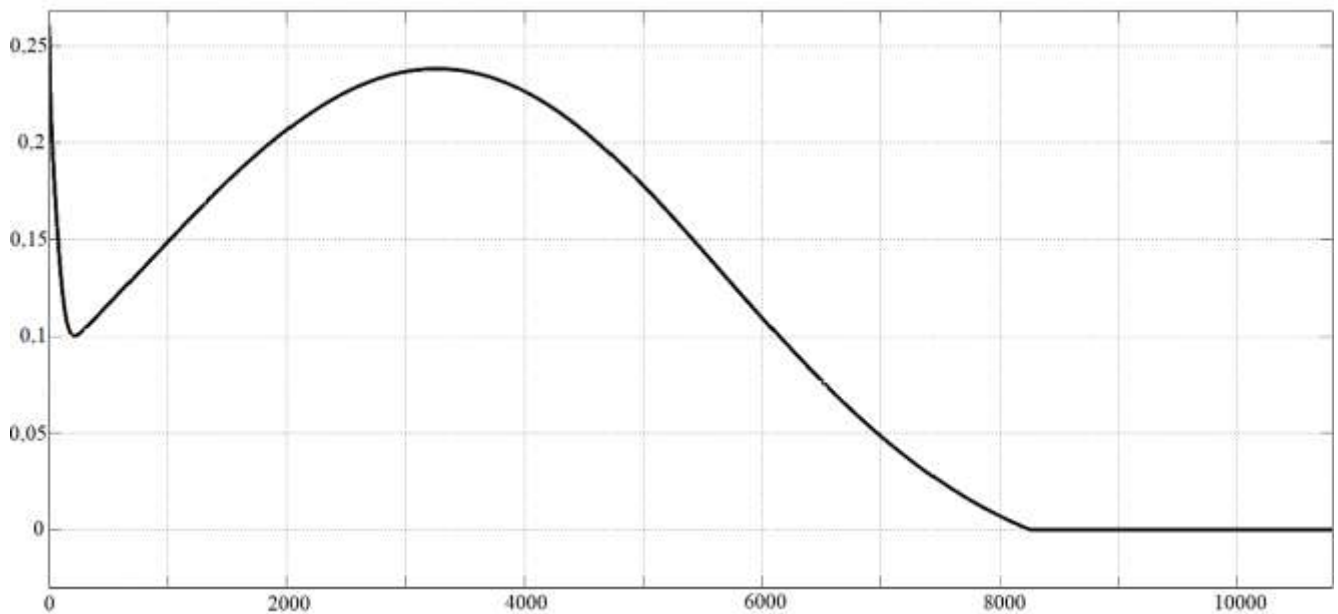


Рисунок 2.18 – Зависимость изменения расхода охлаждающей воды ($\text{м}^3/\text{с}$) по времени (сек)

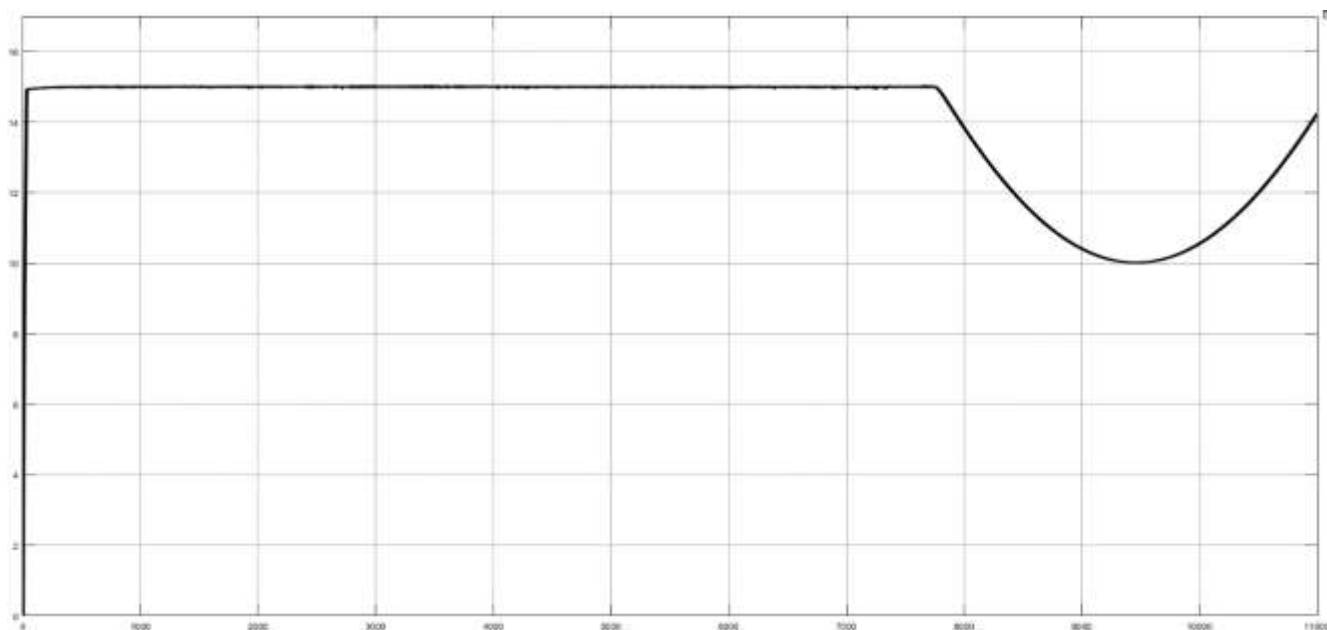


Рисунок 2.19 – Зависимость изменения температуры воздуха на выходе из ТА (С°) по времени (сек)

Обратная связь в схеме управления учитывает динамические изменения показателей, что позволяет исключить из алгоритма управления параметры температуры и расхода охлаждающей жидкости, таким образом регулирование происходит в соответствии с температурой окружающей среды и данными обратной связи. При использовании такого метода регулирования можно достичь постоянства температуры воздуха на выходе ТА, что соответствует условиям номинальной работы основного генератора электротехнического комплекса [50].

2.4 Технико-экономическое обоснование

Приведено экономическое сравнение реализации условной системы электроснабжения нефтегазового предприятия с мощностью нагрузки до 50МВт автономным способом с применением тригенерационного режима, без применения тригенерационного режима, смешанного автономного и централизованного электроснабжения и исключительно путем присоединения к единой энергетической системе электроснабжения (таблица 2.1) [100].

Таблица 2.1 – Описание основных технических средств для осуществления электроснабжения различными способами

Наименование затрат	Авт. ЭТК с триг. реж.	Авт. ЭТК	Авт. ЭТК с ЕЭС	ЕЭС
ГТУ, МВт	50	70	50	-
АБХМ, МВт	3,5	-	-	-
ГА, МВт	3,5	-	-	-
БКПС 110/10	-	-	1	1
ВЛ 110 кВ, км	-	-	210	420
ВЛ 10 кВ, км	10	10	10	10
Технологическое присоединение, точек	-	-	1	2
Покупка электроэнергии, МВт-ч/год	-	-	175000	437500
Топливо, тыс. м ²	96360	134904	96360	-
Масло, т	7,5	10,5	7,5	-
Подпитка градири, тыс.м ³ /год	122,6	-	-	-

Расчет условных капитальных вложений рассматриваемых систем электроснабжения представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – капитальные вложения, млн. руб.

Наименование затрат	Авт. ЭТК с триг. реж.	Авт. ЭТК	Авт. ЭТК с ЕЭС	ЕЭС
ГТУ	3600	5040	3600	-
АБХМ	252	-	-	-
БКПС 110/10	-	-	70	70
ВЛ 110 кВ	-	-	336	672
ВЛ 10 кВ	5	5	5	5
Технологическое присоединение	-	-	1,4	2,8
Итого капитальные вложения :	3857,5	5045	4012,4	749,8
Покупка электроэнергии	-	-	385	962,5
Плата за резерв мощности	-	-	385	962,5

Продолжение таблицы 2.2

Наименование затрат	Авт. ЭТК с триг. реж.	Авт. ЭТК	Авт. ЭТК с ЕЭС	ЕЭС
Топливо	613,2	858,5	613,2	-
Масло	0,5	0,7	0,5	-
Подпитка градирни	4,6	-	-	-
Итого расходы на 1 год:	618,3	859,2	1383,7	1925
Итого:	4475,8	5904,2	5396,1	2674,8

Из данных, приведенных в таблице 2.2., следует, что режим тригенерации может позволить снизить капитальные затраты на установленную мощность на 24% затраты на ежегодные расходы на 28%.

Срок окупаемости создания автономного электротехнического комплекса относительно электроснабжения от ЕЭС составляет

$$\frac{3857,5 - 749,8}{1925 - 618,3} = 2,4 \text{ года}$$

Предложенная автономная система электроснабжения на основе тригенерационного режима может иметь широкое применение на нефтегазовых предприятиях, в особенности в типовых компрессорных станциях, структура которых была взята в качестве примера для расчета возможной эффективности или нефтеперерабатывающие предприятия, имеющие нагрузки по трем типам энергии для обеспечения технологических процессов. Однако, стоит отметить, что расположение подобных объектов располагается на высоте свыше 1000 метров над уровнем моря, что обуславливает необходимость подбора холодильной установки большей мощности, по причине дополнительных потерь мощности ГТУ в соответствии с рисунком 2.1.

Для решения подобных задач некоторые НГП уже применяют холодильные установки различных типов, в частности ПАО «Газпром» для снижения установленной мощности и повышения КПД ГТУ в условиях повышенной температуры и/или высоты расположения объекта над уровнем моря применяют фреоновые холодильные установки, потребляющие значительное количество электрической энергии.

2.5 Выводы к главе 2

1. Обоснована эффективность применения тригенерационного режима работы газотурбинного автономного электротехнического комплекса, позволяющего снизить установленную мощность турбогенератора на 40%.

2. Представлена сравнительная оценка методов охлаждения турбогенератора, по результатам которой доказана эффективность применения абсорбционных холодильных машин, что в условиях рассматриваемого электротехнического комплекса позволяет повысить коэффициент использования топлива до 90-95 % путем применения в цикле охлаждения энергии вторичных энергоресурсов.

3. Разработана система автоматического регулирования расхода охлаждающей жидкости для поддержания номинального режима работы турбогенератора при вариации параметров окружающей среды.

4. Разработана математическая и имитационная модель представленной системы автоматического регулирования, анализ работы которой доказывает эффективность её применения.

5. Представлен сравнительный технико-экономический анализ реализации электроснабжения условной компрессорной станции автономным способом с применением тригенерационного режима, без применения тригенерационного режима, смешанного автономного и централизованного электроснабжения и централизованного электроснабжения, в результате которого срок окупаемости рассматриваемой структуры составляет 2,4 года, капитальные затраты ниже на 24%, ежегодные расходы на 28%, что достигается за счет снижения установленной мощности.

ГЛАВА 3 СТРУКТУРА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩАЯ СЕКЦИОНИРОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Анализ применения мостиковой схемы электроснабжения

Задача повышения надежности и устойчивости систем электроснабжения объектов минерально-сырьевого комплекса обуславливается последствиями, возникающими в следствие перебоев питания, а именно: нарушения сложных технологических процессов, влекущих за собой крупные экономические потери, угрозу жизни и здоровью людей, экологические катастрофы [45]. Уровень надежности систем электроснабжения регулируется ГОСТ 27.002-2015 «Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения».

Современные системы электроснабжения исполняются в централизованном, островном и смешанном видах. При централизованном электроснабжении существует риск возникновения краткосрочных и длительных искажений и провалов напряжения, обуславливаемых авариями на линиях электропередач и подстанциях, а также введением в работу нагрузок большой мощности [30].

Как известно, электроснабжение нефтегазотранспортных предприятий, в особенности при удалении производственных объектов от центральных регионов России, производится посредством автономных электроэнергетических систем(ЭЭС), которые обладают наименее низкими показателями надежности, чем централизованная система электроснабжения [20].

В качестве полигона исследования определен автономный электротехнический комплекс компрессорной станции. Система электроснабжения объектов ГКС, состоящая из четырех энергоблоков, разделенных на две секции шин, основывается на использовании электростанции собственных нужд (ЭСН). Генерация электрической энергии осуществляется двумя генераторами, находящимся в непрерывном рабочем режиме, по одному на каждую секцию шин, еще один генератор подключен как резервный и один

является ремонтным. Далее питание подается на семь трансформаторных подстанций, питающие два газоперекачивающих агрегата, объекты обеспечения технологических процессов эксплуатации ГКС, ближайшие объекты жилищно-хозяйственного фонда. Контроль исполнения рабочих режимов, в том числе оценка состояния показателей находящихся в работе объектов, осуществляющих реализацию технологических процессов, осуществляется диспетчером дистанционно. В зависимости от режимов питания в работе находится один или два генератора. При этом в условиях аварийных режимов в качестве резерва и дизельной электростанции (ДЭС). Кроме этого, особо важные потребители оснащены системами бесперебойного питания, способными обеспечивать бесперебойную работу оборудования на момент запуска ДЭС. Упрощенная схема описанной структуры представлен на рисунке 3.1.

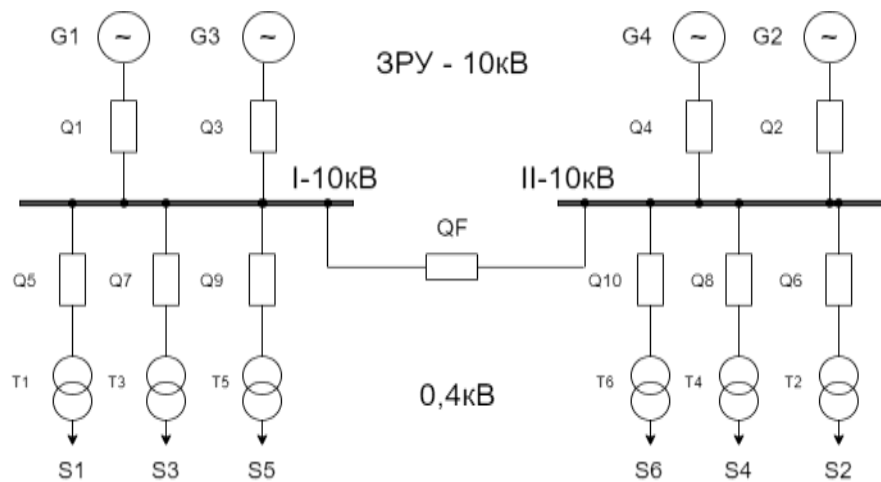


Рисунок 3.1 – Упрощенная схема электрических соединений ЭСН ГКС

Согласно представленной схеме электроснабжения генераторы ЭСН работают в разделенном режиме, однако при возникновении аварийных ситуаций, влекущих отключения одного из генераторов происходит отключение всех потребителей путем использования автоматики быстрой разгрузки (АБР) для исключения возникновения отключения генератора по перегрузке или лавинного падения напряжения, возникающего по причине повышения потребления реактивной мощности нагрузкой при недостатке напряжения питания, что ведет за собой ещё большее падение напряжения даже в условиях отключения наименее важных потребителей в связи с временем срабатывания автоматики отключения

нагрузки [43, 72]. Повторное последовательного подключения нагрузки осуществляется в ручном режиме. Согласно производственным испытаниям при включении генераторов на параллельную работу имеют место случаи потери их синхронизма и дальнейших остановов (таблица 3.1).

Таблица 3.1. – Случаи возникновения аварийных остановов энергоблоков ЭСН за период 2017 – 2019гг.

Годы остановов	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
2017	№2	Неисправность нагрузки	Потеря питания от ЭСН
2017	№4	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
2017	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
2017	№1	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
2017	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2017	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2017	№3, №4	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
2018	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
2018	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2018	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок

Продолжение таблицы 3.1

Годы остановов	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
2018	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2018	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2018	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2018	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2019	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2019	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2019	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2019	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
2019	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок

Одним из возможных вариантов [10, 73, 77] снижения влияния отказов вследствие внутренних неполадок и потери синхронизма является использования мостиковой структуры электроснабжения с дополнительным секционированием наиболее важных потребителей на стороне 0,4 кВ с возможностью питания через них сторону 10 кВ путем повышения напряжения на трансформаторах Т1-Т6 (рисунок 3.2), что позволяет создать возможность обеспечения устойчивой

параллельной работы генераторов за счет селекции основных источников электроснабжения.

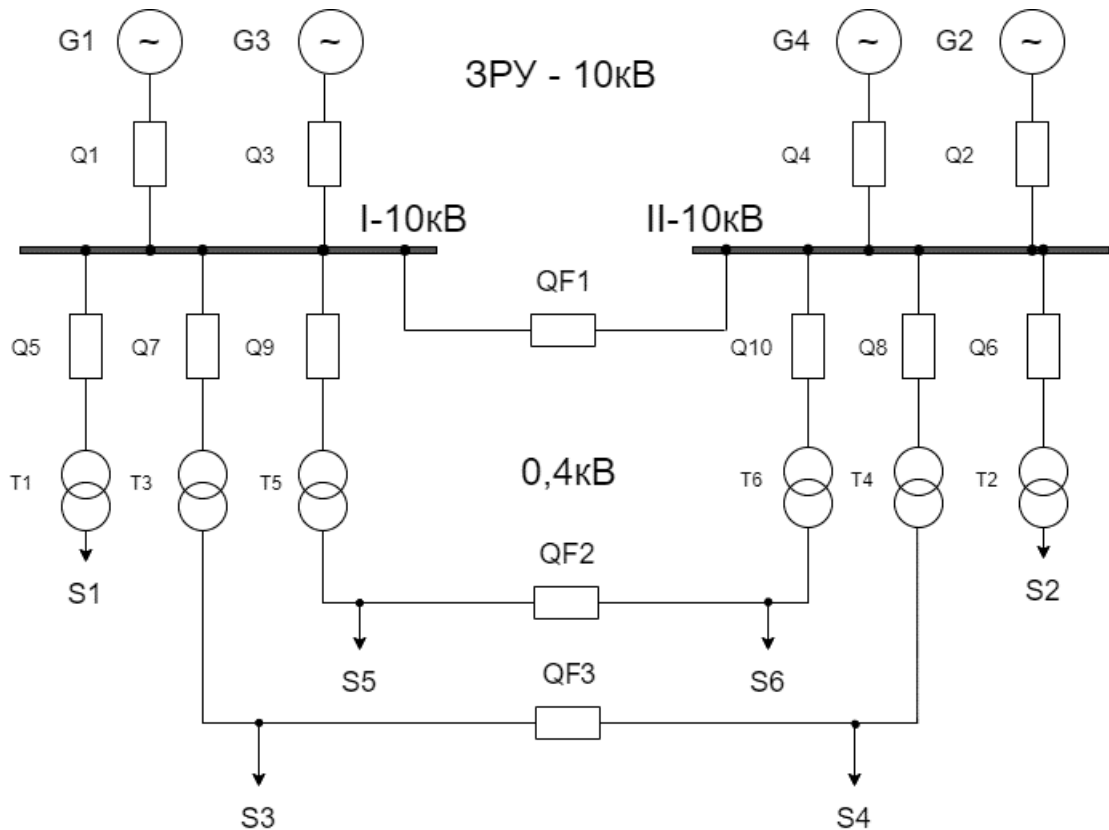


Рисунок 3.2 – Измененная схема электроснабжения ГКС

где G1 и G2 генераторы первой и второй секций шин,

QF1 и QF2 – секционные выключатели, КТП Компрессорного цеха и КТП собственных нужд соответственно;

Q1-Q8 – высоковольтные выключатели 10 кВ в ЗРУ 10 кВ;

T1-T6– трансформаторы 10/0,4 кВ.

Для проведения сравнительного анализа надежности систем электроснабжения разделенной и мостиковой структур необходимо провести исследование наиболее распространенных, согласно исследованиям [1, 12, 102], методов оценки надежности систем электроснабжения.

3.2 методология оценки надежности систем электроснабжения НГП

3.2.1 Логико-вероятностный метод

Теоретической основой автоматизированного структурно-логического моделирования (АСЛМ) надежности сложных технических систем (СТС)

является логико-вероятностный метод. Данный метод обуславливает представление рассматриваемой структуры в формате математической логики, для дальнейшей оценки её надежности путем использования теории вероятности для получения количественного значения рассматриваемых параметров.

Структурная модель системы есть некое строгое, формальное описание условий, при которых система реализует или не реализует свои функции. При этом все элементы модели являются простыми бинарными событиями с заранее известными вероятностными параметрами.

3.2.2 Графический способ представления и методы решения системы логических уравнений

Теоретической и методологической основой АСЛМ является общий логико-вероятностный метод (ОЛВМ). ОЛВМ базируется на развитии положительных сторон существующего ЛВМ, но существенно развивает три основных этапа моделирования:

- исходную графическую формализацию структуры;
- построение логических моделей функционирования;
- построение вероятностных функций системы.

В технологии АСЛМ графическим аппаратом моделирования являются так называемые схемы функциональной целостности (СФЦ).

Графический аппарат СФЦ разработан на принципах максимального сохранения положительных сторон таких графических методов, как структурные блок-схемы, деревья неисправностей и деревья событий. Существенным преимуществом СФЦ является возможность одноэкранного режима использования технологии указанных методов.

СФЦ есть графическое представление условий реализации заданных функций исследуемой системы с помощью обозначения логических связей между элементами. При этом условия реализации собственных функций элементов известны. В этом смысле задача анализа исследуемой системы аналогична постановке общей задачи теории вероятностей или индуктивной логики. Примерами функций элементов являются бинарные события:

- сохранение (несохранение) работоспособного состояния на заданной наработке;
- принятие (непринятие) некоторого решения на определенном этапе процесса;
- выполнение (невыполнение) собственных функций элементов.

В СФЦ элементы (или события) системы графически представляются в виде функциональной вершины – кружка с номером внутри. Фиктивные вершины в СФЦ изображаются маленькими кружками с номером, указанным снаружи. Фиктивные вершины используются для удобства представления промежуточных и конечных событий и представляют собой логическую единицу.

Для описания логических связей между элементами и условий реализации заданных функций в СФЦ используются два вида направленных ребер (дуг): дизъюнктивные и конъюнктивные.

Конечным результатом составления СФЦ является формирование системы логических уравнений (СЛУ), описывающей различные свойства рассматриваемой системы. Решение СЛУ относительно заданного критерия является окончанием первого этапа структурно-логического моделирования.

3.2.3 Алгоритм количественной оценки параметров надежности

Полученная на основе решения СЛУ логическая функция описывает условия функционирования системы с качественной стороны. Для получения количественной (вероятностной) оценки качества функционирования системы необходимо сформировать вероятностную функцию.

В общем виде при формировании ВФ используются две основные теоремы теории вероятностей – теорема о вероятности произведения независимых событий и теорема о вероятности суммы несовместных событий.

С учетом предположения о независимости событий алгоритм АСЛМ, реализованный в программном комплексе АРБИТР [53], включает в себя комбинацию использования формул ортогонализации Порецкого и вероятности суммы событий Пуанкаре-Сильвестра.

Суть такого подхода состоит в том, что ортогонализация осуществляется только для тех конъюнкций ЛФ, которые отличаются друг от друга на одну переменную. После этого при наличии неортогональных конъюнкций применяется алгоритм, реализующий формулу Пуанкаре-Сильвестра.

3.2.4 Алгоритм расчета показателей надежности восстанавливаемых систем

Основная особенность автоматизированного структурно-логического анализа показателей надежности и безопасности структур восстанавливаемых элементов заключается в том, что в вероятностной функции, используемой для оценки вероятности безотказной работы системы, при оценке коэффициента готовности системы вместо вероятностей безотказной работы элементов подставляются коэффициенты готовности элементов.

Блок-схема алгоритма расчета стационарного коэффициента готовности восстанавливаемых систем показана на рисунке 3.3.

После вычисления в блоке №1 аналитического выражения для ВФ, в блоке №2 осуществляется вычисление точного значения стационарного коэффициента готовности системы.

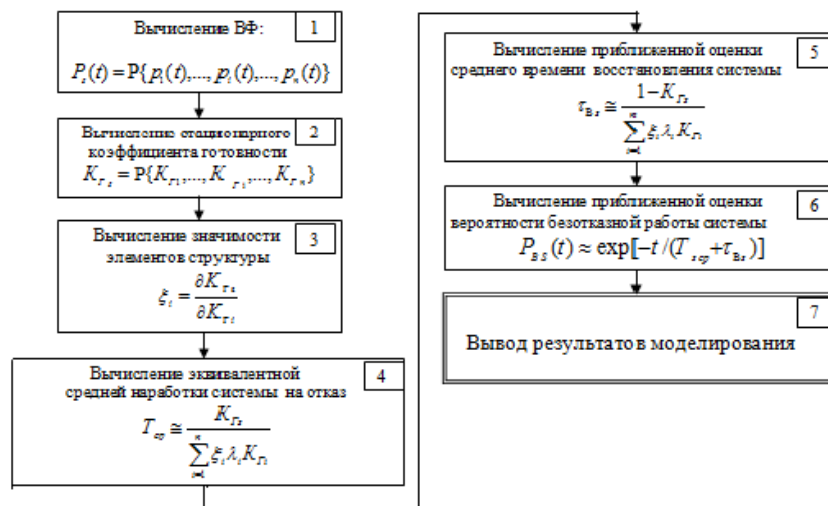


Рисунок 3.3 – Алгоритм расчета показателей надежности

В блоке №3 рассчитываются значимости элементов по формуле частной производной от выражения для стационарного коэффициента готовности.

Расчетный алгоритм оценки показателей надежности для структур с восстанавливаемыми элементами, реализованный в ПК АРБИТР, построен на

предположении об экспоненциальном распределении времени наработки на отказ и времени восстановления системы. Предположение об экспоненциальном распределении времени наработки на отказ системы при наличии резервированных элементов в общем случае нарушается. Погрешность оценки показателей надежности восстанавливаемых систем пропорциональна коэффициенту неисправности, то есть отношению среднего времени восстановления к средней наработке на отказ системы. Для высоконадежных систем с небольшим временем восстановления (несколько часов) эта погрешность незначительна.

3.2.5 Представление монотонных структур через минимальные пути и сечения для расчета значимости элемента

В структурных методах исследования надежности систем используют такие понятия, как «структурная функция», «путь успешного функционирования» и «сечение отказа».

Пусть структура содержит n компонентов, функционирование которых характеризуется индикатором x_i , принимающим значение 1, если компонент функционирует (работоспособен), и 0 – если не функционирует (не работоспособен). Такие компоненты называются бинарными.

Структуры, состоящие из бинарных компонентов, также могут находиться в двух состояниях: полного успеха или полного отказа относительно выполнения заданной функции. Такие структуры называются бинарными.

Для структурной функции могут быть сформулированы следующие гипотезы:

Гипотеза 1: если все элементы структуры работоспособны, то и структура также работоспособна. Такие структуры называются последовательными.

Гипотеза 2: если все элементы структуры отказали, то и структура также отказала. Такие структуры называются параллельными в плане надежности.

Гипотеза 3: свойства элементов не противоречат свойствам структуры.

Структуры, соответствующие гипотезам 1-3, называют когерентными структурами.

Так как такие структуры описываются монотонными функциями, часто используется термин «монотонные структуры».

Для монотонных структур минимальный путь есть минимальное множество компонентов, необходимое для функционирования структуры. В литературе часто используется термин «кратчайший путь успешного функционирования» (КПУФ), введенный основателем отечественной школы ЛВМ профессором И.А. Рябининым.

Минимальным сечением называют минимальное множество (набор) компонентов, отказ которых приводит к отказу структуры. В англоязычной литературе используется термин *min cut* (МС). В отечественной литературе используется термин «минимальное сечение отказов» (МСО).

Как отмечалось выше, результатом решения СЛУ является формирование ЛФ в виде ДНФ. Для монотонных структур решение СЛУ относительного логического критерия вида u_k (прямое решение) формирует ЛФ в виде дизъюнкции КПУФ, а решение относительного логического критерия вида u^k (инверсное, обратное решение) формирует ЛФ в виде дизъюнкции МСО.

Анализ КПУФ и МСО позволяет оценить корректность построения расчетной модели (СФЦ) с точки зрения физического содержания отдельных КПУФ и МСО. Кроме того, в инженерной практике широкое применение получили два метода приближенной оценки вероятности отказа высоконадежных систем.

Первый метод называется метод «редких или ранних отказов», и суть его состоит в том, что вероятность отказа системы рассчитывается как сумма вероятностей реализации всех МСО. Понятно, что данный метод обеспечивает получение значительно завышенной оценки вероятности отказа. Такой подход получил широкое распространение в атомной энергетике в 50-60-е годы. Он позволяет получать гарантированные оценки надежности систем быстро и без привлечения мощных ЭВМ.

Второй метод получил название метод минимальных сечений (в иностранной литературе – метод Esary-Proshan). Этот метод предполагает,

независимо от реальной структуры, формировать ВФ для расчета вероятности отказа в виде формулы для расчета вероятности отказа последовательно-параллельной структуры.

Метод минимальных сечений позволяет получить также завышенную оценку вероятности отказа системы, но улучшенную по сравнению с оценкой по методу «редких отказов».

Значимость минимального сечения рассматривается как вероятность того, насколько сечение α_i способствует отказу системы.

По физическому смыслу значимость элемента может быть декомпозирована на две составляющие — положительный вклад (ПВ) и отрицательный вклад (ОВ).

ПВ есть приращение (увеличение) ВБР системы при изменении ВБР элемента от текущего значения до 1.

ОВ есть приращение (уменьшение) ВБР системы при изменении ВБР элемента от текущего значения до 0.

Из представленных методов как наиболее эффективный и менее трудоемкий выбран логико-вероятностный метод в графическом исполнении путем построения схем функциональной целостности систем электроснабжения, что позволит провести сравнительную оценку по основным критериям надежности [58, 67, 68].

3.3 Исследование методологии определения необходимого количества генераторов для повышения надежности по запасу мощности систем электроснабжения

При оценке надежности систем электроснабжения особое значение уделяется количеству генераторов, находящихся в работе для обеспечения потребляемой мощности. Показатели надежности исследуется в период одного года, дальнейшие периоды рассматриваются как повторяющиеся годовые циклы. следовательно, для обеспечения заданного уровня мощности на электростанции в течение года должно находиться определенное количество работающих электрогенерирующих агрегатов [69, 75].

Газотурбинные двигатели имеют достаточно низкие показатели надежности, по этой причине для повышения надежности всей системы электроснабжения необходимо предусматривать случаи преждевременного выхода из строя и ремонта агрегатов путем наличия запасных, готовых к оперативному выводу в эксплуатацию.

Баланс агрегато-часов электростанции с учетом резервных агрегатов определяется из выражения (3.1) [69]:

$$T_k \cdot n_{СТ} = T_k \cdot n_{раб} + T_k \cdot n_{рез} + \sum_{i=1}^n T_{рем.i} \cdot n_{рем.i} + \sum_{i=1}^n T_{a.i} \cdot n_{a.i} \quad (3.1)$$

где $n_{СТ}$ – общее количество агрегатов системы электроснабжения;

$n_{раб}$ – количество запущенных агрегатов, обеспечивающих необходимое питание с учетом ненагруженного резерва;

$n_{рез}$ – количество агрегатов, запуск которых осуществляется исключительно при выходе из строя рабочих агрегатов или для обеспечения необходимого питания при возникновении пиковых значений нагрузки;

T_k – объем рабочих часов электростанции за годовой период (постоянное значение равно 8760 часам);

$T_{рем.i}$ – объем часов, затрачиваемых на профилактическое восстановление (обслуживание) агрегата за годовой период в соответствии с техническими условиями эксплуатации;

$n_{рем.i}$ – количество агрегатов, состоящих в плановом обслуживании за годовой период;

$T_{a.i}$ – объем часов, который согласно статистическим данным затрачивается на проведение внеплановых ремонтов в связи с аварийным режимом работы агрегата;

$n_{a.i}$ – количество агрегатов, которые согласно статистическим данным имеют высокую вероятность отказа и аварийного режима работы.

Расчет баланса агрегато-часов необходим для выявления минимально необходимого числа агрегатов для обеспечения питания нагрузки при

возникновении различных режимов работы электростанции. Таким образом разделив все на T_K получим (3.2):

$$n_{СТ} = n_{раб} + n_{рез} + \frac{\sum_1^n T_{рем} \cdot n_{рем} + \sum_1^n T_a \cdot n_a}{8760}, \quad (3.2)$$

с учетом того, что (3.3):

$$n_{рем} = \frac{(\sum_1^n T_{рем} \cdot n_{рем} + \sum_1^n T_a \cdot n_a)}{8760}, \quad (3.3)$$

получим (3.4):

$$n_{СТ} = n_{раб} + n_{рез} + n_{рем}. \quad (3.4)$$

После того как произведен выбор генератора, можно провести расчет необходимого количества данных агрегатов при постановке в уравнения данных о продолжительности и частоте плановых ремонтов и осмотров с условием обеспечения необходимого значения мощности по уровню надежности. Как указывалось ранее объекты нефтегазовой промышленности зачастую являются потребителями 1 и 2 категории, что обуславливает оценку необходимости подбора количества генераторов для обеспечения режима работы «нагруженного» резерва, что подразумевает работу их в неполную мощность в номинальном режиме, для возможности распределения нагрузки с вышедшего из строя генератора на оставшиеся в работе не перегружая их, при условии ремонтных работ не превышающих двух часов или на время запуска генератора находящегося в холодном резерве при его наличии.

«Допустимая величина нагруженного резерва электроагрегата определяется коэффициентом его загрузки $K_{зг}$ с учетом перегрузочной способности, оговоренной в технических условиях на поставку. Оптимальные уровни загрузки электроагрегатов в зависимости от количества представлены в таблице 3.2.» [69]

Таблица 3.2 – Оптимальные уровни загрузки электроагрегатов в зависимости от количества

Число агрегатов в работе	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оптимальный уровень загрузки электроагрегатов ($K_{зг}$)	0,5	0,67	0,75	0,8	0,83	0,86	0,88	0,89	0,9

С учетом принятых допущений количество одновременно работающих электроагрегатов электростанций собственных нужд определится по формуле (3.5):

$$n_{\text{раб}} = \frac{P_{\text{max}}}{N_{\text{НОМ}} \cdot K_{3Г}}, \quad (3.5)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка электростанции, кВт;

$N_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность электроагрегата, кВт.

3.4 Моделирование и расчет надежности структурно сложных систем энергетических объектов с использованием программного комплекса «Арбитр»

Построение СФЦ является основой моделирования и оценки надежности системы электроснабжения логико-вероятностным методом с применением ПК «Арбитр», что обосновывает необходимость методологического подхода при решении данной задачи. В алгоритме построения СФЦ можно выделить последовательно наиболее важные пункты (рисунок 3.4):



Рисунок 3.4 – Алгоритм построения СФЦ

Одним из основных критериев надежности системы электроснабжения является коэффициент готовности, значение которого по нормативным данным не должно быть ниже 0,995 [59].

Для анализа выбранной системы электроснабжения имеющаяся упрощенная схема электрических соединений ЭСН ГКС "Сахалин" представлена в виде функциональной схемы (рисунок 3.5).

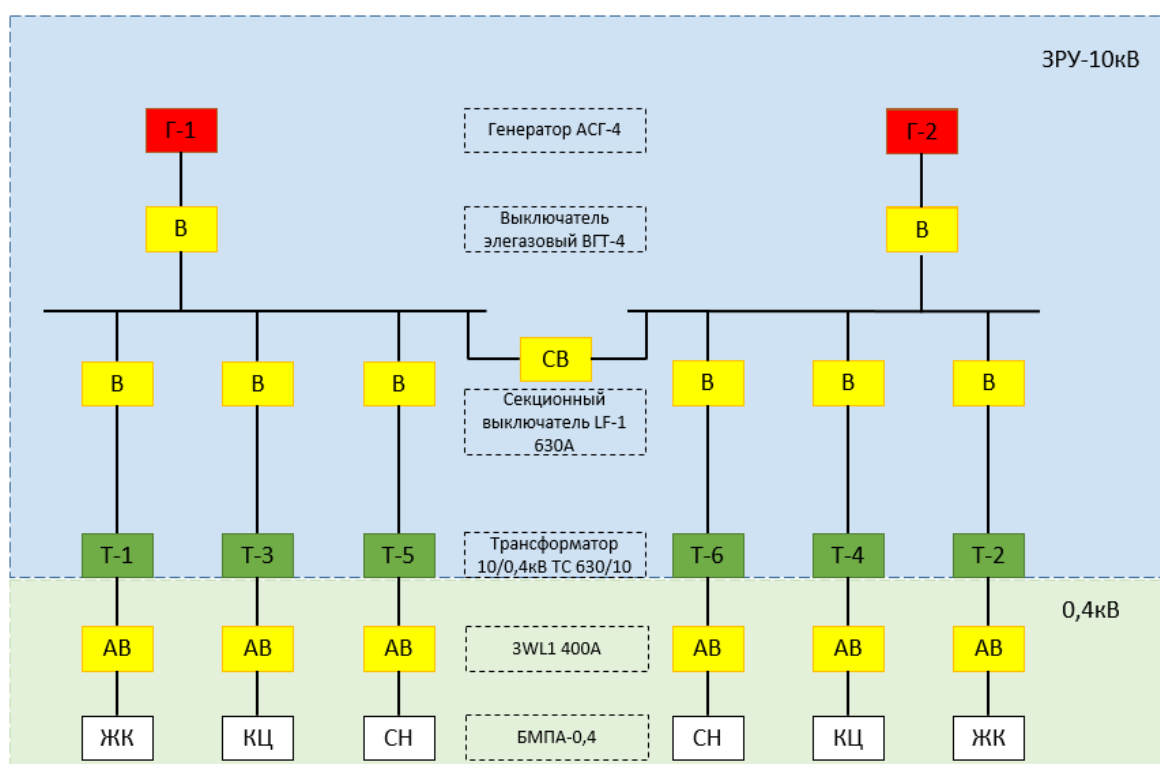


Рисунок 3.5 – Функциональная схема электроснабжения ГКС

Функциональная схема позволяет выделить основные элементы системы электроснабжения, оценка надежности которых имеет неотъемлемую значимость в общей оценке системы электроснабжения ГКС. Таким образом для оценки надежности имеющейся системы представленная функциональная схема использована для построения схемы функциональной целостности в ПК «Арбитр» (рисунок 3.6).

Для расчета показателей надежности СЭС были использованы элементы, номенклатура и собственные вероятностные параметры которых указаны в таблице 3.3.

Ввиду отсутствия статистических данных по отказам оборудования в качестве исходных данных были использованы справочные данные и данные заводов изготовителей.

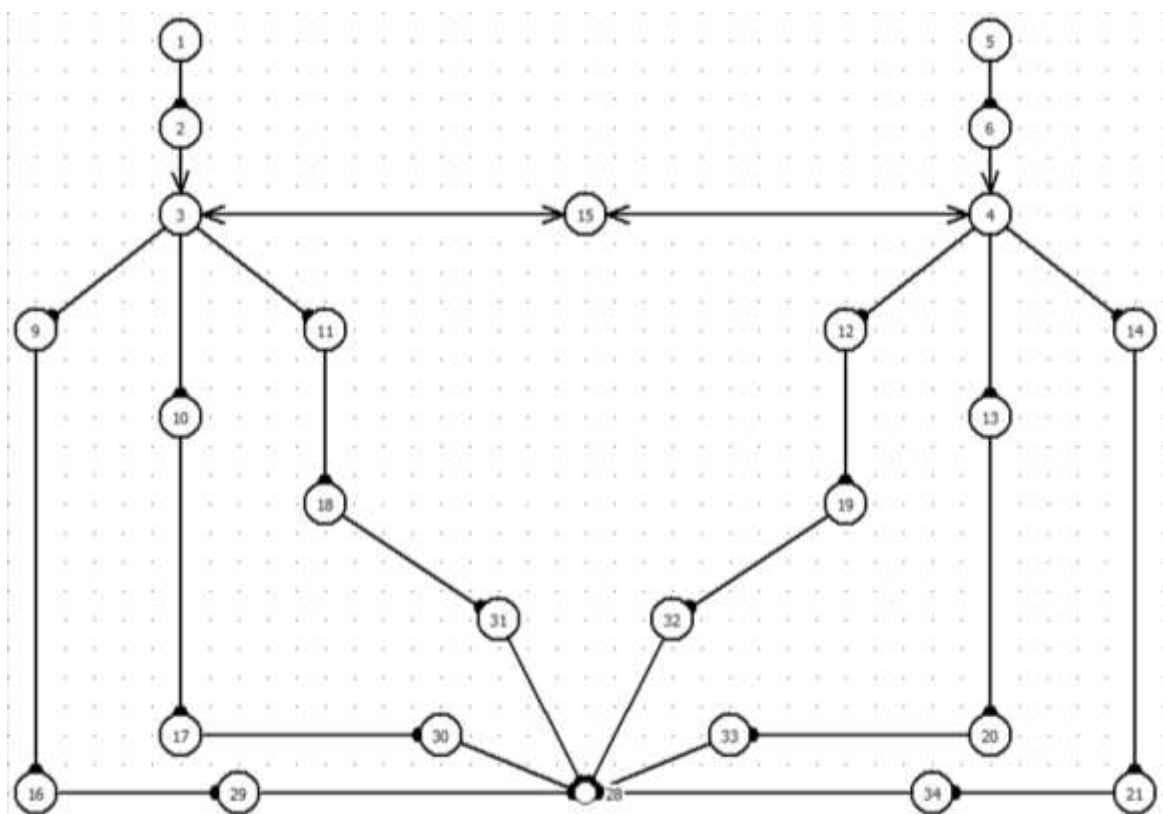


Рисунок 3.6 – СФЦ ГКС

Таблица 3.3 – Состав элементов СЭС и параметры их надежности

Тип элемента СЭС	Источник	T_{oi} , год	T_{vi} , ч.
Асинхронный генератор	Справочные данные	0,107	0,1
Трансформатор 10/0,4 кВ	Справочные данные	62,5	50
Выключатель 10 кВ	Справочные данные	45,5	11
Выключатель 0,4 кВ	Справочные данные	20	4
Сборные шины	Справочные данные	33,3	7

Имеющиеся данные были использованы в ПК «Арбитр» при оценке имеющейся схемы СФЦ на готовность, наработку на отказ, время восстановления системы и вероятность безотказной работы.

Имеющая схема электроснабжения ГКС имеет следующие показатели:

$K_{Гс}=0.9989$ – коэффициент готовности системы;

$T_{вс}=15.516$ часов – среднее время восстановления системы;

$T_{ос}=15167$ часа (1.732 года) – средняя наработка на отказ;

$P_{вс}$ (годовое) = 0.5612 – вероятность безотказной работы восстанавливаемой системы.

Количественная оценка системы и отдельных её элементов по значимости, положительному и отрицательному вкладам являются показателями, по которым можно оценить наиболее важные и уязвимые узлы, в области которых и необходимо проводить работу по созданию дополнительных соединений и прочим методам повышения надежности.

В самом общем случае определение значимости ξ_i отдельного элемента i исследуемой системы, следующее (3.6):

$$\xi_i = \frac{P_c}{P_{i=1}} - \frac{P_c}{P_{i=0}}; \text{ при } i = 1, 2, \dots, N \quad (3.6)$$

где $\frac{P_c}{P_{i=1}}$ – условие безотказной работы i ;

$\frac{P_c}{P_{i=0}}$ - достоверный отказ i .

Таким образом при анализе уравнения 3.6 можно сделать вывод о прямой зависимости характеристик ξ_i и P_c , что обосновывает необходимость оценки значимости элементов в системе (рисунок 3.8).



Рисунок 3.8 – Значимость элементов системы электроснабжения

Однако значимость дает теоретическую оценку возможного влияния элемента при максимальных изменениях собственного значения вероятности безотказной работы (от 0 до 1). Так как данный параметр способен меняться от значения P_i до 0 или до 1, стоит отдельно произвести оценку положительных и отрицательных вкладов элемента в систему электроснабжения для определения для анализа изменения показателя P_c при изменениях P_i , что можно выразить формулами (3.7), (3.8):

$$\beta_i^+ = \frac{P_c}{P_{i=1}} - P_c, \quad (3.7)$$

$$\beta_i^- = -\left(P_c - \frac{P_c}{P_{i=0}}\right), \text{ при } i = 1, 2, \dots, N \quad (3.8)$$

Результаты оценки отрицательных и положительных вкладов элементов в общую надежность системы электроснабжения представлены ниже на рисунках 3.9 и 3.10 соответственно.



Рисунок 3.9 – Расчетные значения показателя отрицательных вкладов элементов системы электроснабжения

Наибольшая значимость наблюдается у элементов, соответствующих выключателям и трансформаторам в линиях нагрузки. Важными потребителями данной системы электроснабжения являются КИП КЦ и КТП СН Таким образом можно сделать вывод, что именно в этих узлах стоит вносить изменения для получения наиболее высоких результатов.

Диаграммы и графики результатов моделирования и расчетов



Рисунок 3.10 – Расчетные значения положительных вкладов системы электроснабжения

Для сравнения имеющейся и предлагаемой схем электроснабжения разработана функциональная схема предлагаемой СЭС (рисунок 3.11)

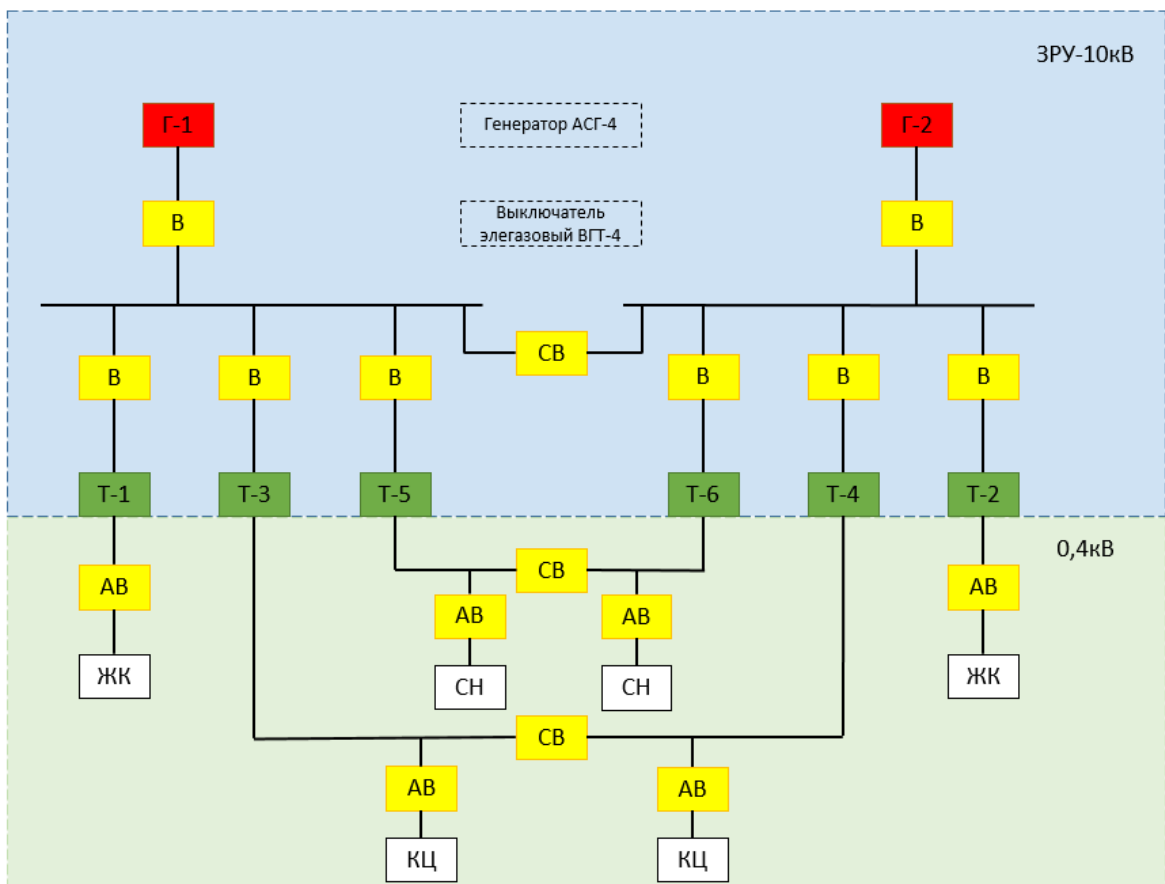


Рисунок 3.11 – Функциональная схема разработанной системы электроснабжения

ГКС

Следующий шаг – построение разработанной схемы, с учетом всех вышеописанных модификационных изменений, в ПК «Арбитр» для оценки схемы СФЦ на готовность, наработку на отказ, время восстановления системы и вероятность безотказной работы (рисунок 3.12).

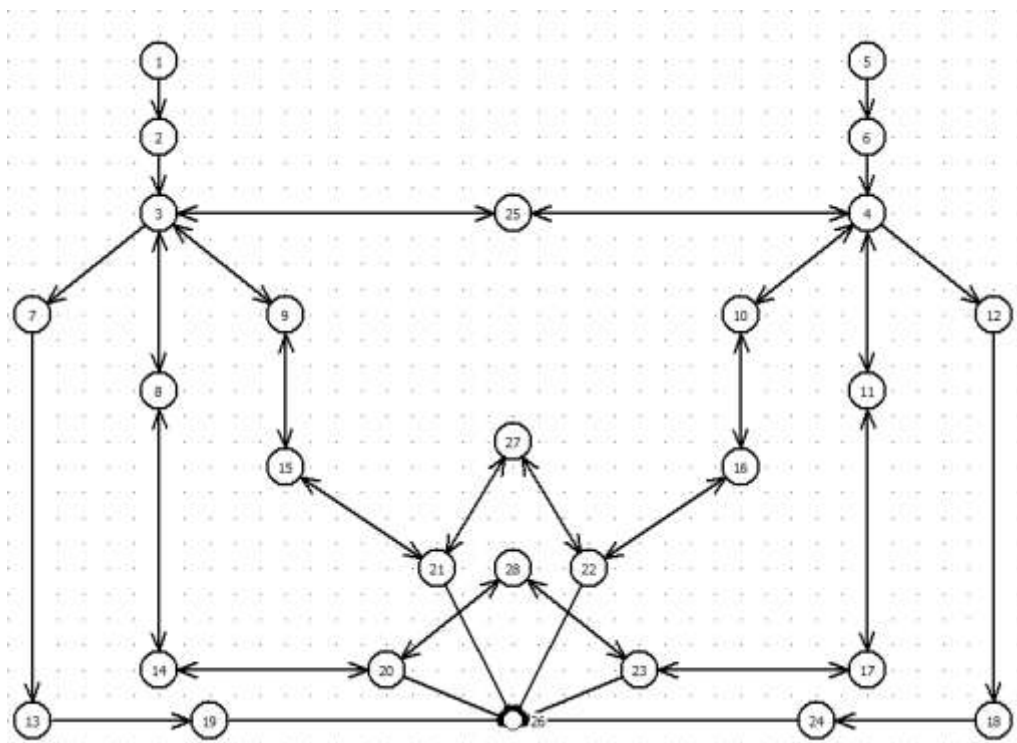


Рисунок 3.12 – СФЦ полученной СЭС ГКС «Сахалин» и результаты моделирования

Таким образом разработанная схема электроснабжения ГКС имеет следующие показатели:

$KГс=0.9995$ – увеличивается на 0.6%;

$Tвс=9.407$ часов – уменьшается на 40%;

$Tос=20249$ часа (2.312 года) – увеличивается на 33%;

$Rвс$ (годовое) = 0.6488 – увеличивается на 15%.

Для этого более подробные результаты моделирования и расчетов надежности исследуемой системы представлены ниже на рисунках 3.13-3.15.

Диаграммы и графики результатов моделирования и расчетов



Рисунок 3.13 – Значимость элементов системы электроснабжения

Диаграммы и графики результатов моделирования и расчетов



Рисунок 3.14 – Расчетные значения показателя отрицательных вкладов элементов системы электроснабжения

Диаграммы и графики результатов моделирования и расчетов



Рисунок 3.15 – Расчетные значения положительных вкладов системы электроснабжения

По данным моделирования видно снижение значимости отдельных элементов в общей структуре СЭС, а также предлагаемая система

электроснабжения имеет более высокий уровень надежности относительно всех оцениваемых при моделировании СФЦ исходной и разработанной СЭС параметров.

После выполненных исследований была проведена серия экспериментов на реальном объекте. Перед началом исследований автономная энергосистема ГКС была изменена с учетом разработанных технических решений, а именно энергосистема разделена на две независимые по секциям ЗРУ 10 кВ, с синхронизацией через две КТП.

Теперь при аварийном останове электростанции технологическое оборудование без перерыва в электроснабжении продолжило работу, а оставшая нагрузка ступенчато переведена на оставшийся в работе агрегат по напряжению 0.4 кВ с кратковременной потерей питания.

График наброса нагрузки, показывает, что именно такая нестандартная схема обеспечивает надежное [40] резервирование питания ГПрА и ступенчатое переключение остальных потребителей на оставшуюся в работе электростанцию.

Данные опыты проводились для всех разработанных оперативных схем, чтобы проверить устойчивость энергосистемы во всех режимах ее работы. Энергосистема отработала без замечаний во всех режимах работы.

3.4 Выводы к главе 3

1. Обоснована необходимость повышения надежности систем электроснабжения нефтегазовых предприятий. Доказано применение мостиковой схемы для снижения влияния остановов генераторов на качество электроснабжения потребителей 1 категории.

2. Проведен анализ способов оценки надежности систем электроснабжения, на основе которого выбран графический (логико-вероятностный) метод с использованием СФЦ.

3. Доказана важность обеспечения электротехнического комплекса необходимым количеством генераторов в соответствии с обеспечением должного уровня надежности электроснабжения потребителей. Представлена методология

выбора количества генераторов в соответствии с нормативами СТО Газпром 2-6.2-208-2008.

4. Выполнено построение и сравнительная оценка моделей СФЦ в ПК «Арбитр» обобщенной и разработанной схем электроснабжения потребителей нефтегазового производства, в результате которой предлагаемые изменения позволяют повысить коэффициент готовности системы КГс на 0,5%, среднюю наработку на отказ Тос на 33%, вероятность безотказной работы на 15% и снизить время восстановления системы Твс на 40%.

ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РЕАЛИЗАЦИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

4.1 Использование активного фильтра в структуре электротехнического комплекса

Помимо длительных провалов напряжения по причине остановов генераторов необходимо исключить влияние краткосрочных провалов и искажений напряжений, в нефтегазовой промышленности связанных, как правило, с резким увеличением нагрузки при пусках мощных синхронных электродвигателей буровых или насосных установок систем поддержания давления углеродного сырья, а также в аварийных режимах, в особенности при возникновении коротких замыканий [2, 63, 79, 86, 97].

На рисунке 4.1 приведены зависимости скольжения АД при различных уровнях потерь напряжения в питающей сети до $U=0,7U_H$, $U=0,65U_H$, $U=0,6U_H$ (соответственно 1', 2', 3').

Анализ графиков показывает, что падение напряжения до $0,6U_H$ длительностью 0,1 с может повлечь остановку двигателя ввиду потери устойчивости работы.

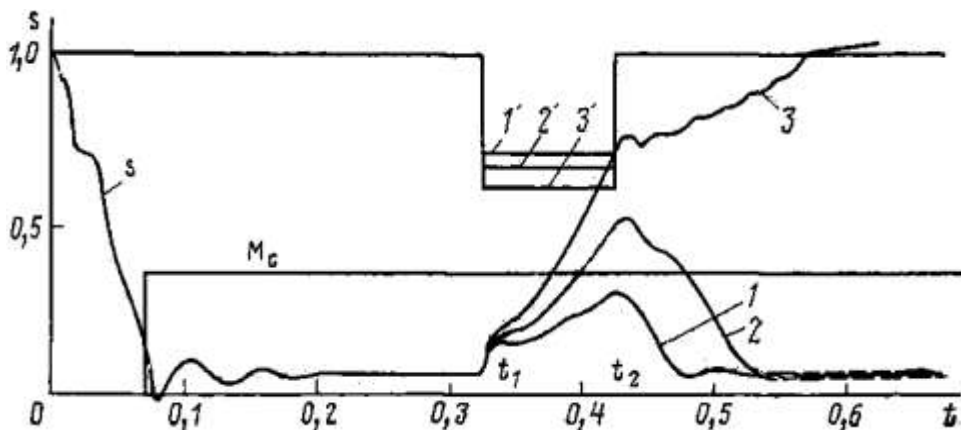


Рисунок 4.1 – Зависимость скольжения двигателя от уровня провала входного напряжения

На рисунке 4.2 представлена структура системы автономного электроснабжения, с применением активного фильтра, для обеспечения качественного и бесперебойного электроснабжения наиболее ответственных

потребителей объектов нефтегазовых предприятий путем возможности работы в различных режимах [11, 87, 102].

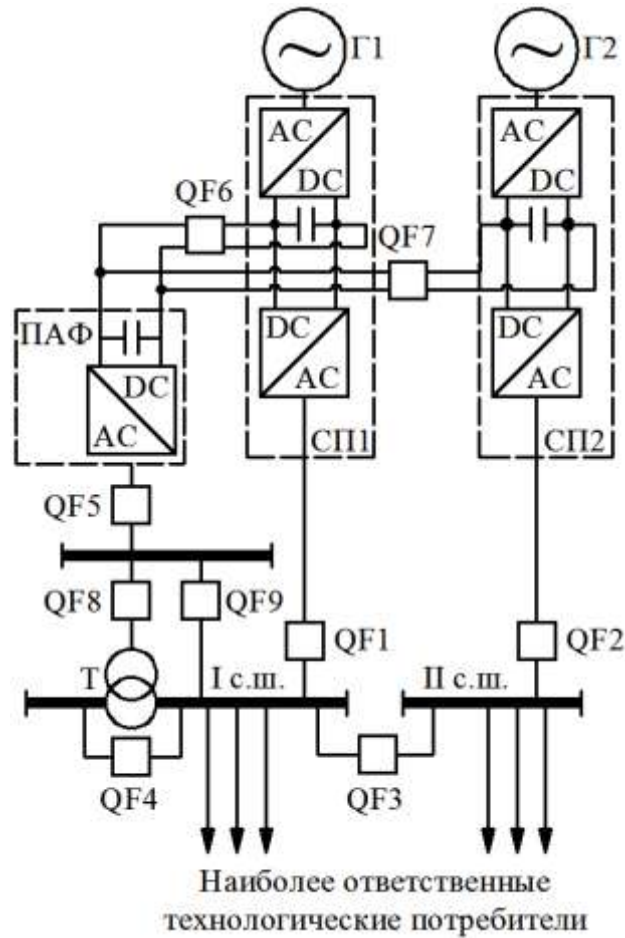


Рисунок 4.2 – Структура системы электроснабжения на основе источников распределенной генерации с активным фильтром

Рассмотрим основные режимы работы данной структуры.

Наиболее ответственные технологические потребители получают питание от двух автономных источников Г1 и Г2, электротехнический комплекс каждого из которых оснащен силовыми преобразователями СП1 и СП2 с выпрямителями и инверторами. Источники Г1 и Г2 подключаются к двум секциям шин, питающих ответственных потребителей, через автоматические выключатели QF1 и QF2. Обе секции шин соединяются между собой секционным выключателем QF3, который в обычном режиме разомкнут. В случае отказа, возникающем в каком-либо из двух источников, срабатывает секционный выключатель QF3. При этом вся ответственная нагрузка подключается к одному автономному источнику, что обуславливает возникновение существенных отклонений напряжения на шинах

(уровень отклонения напряжения может не соответствовать нормам ГОСТ 32144-2013). Кроме того, в условиях автономных энергосистем ограниченной мощности любой сброс или наброс нагрузки оказывает существенное влияние на режим напряжения. Известны исследования [8], в которых показано, что среди технологических потребителей нефтегазовых предприятий существует нагрузка крайне чувствительная к провалам и отклонениям напряжения. Исходя из указанных причин структура, представленная на рисунке 4.2, содержит активный фильтр, который реализует следующие функции:

- подавление высших гармоник тока и напряжения;
- компенсация провалов и отклонений напряжения;
- бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей на время безаварийного завершения технологического процесса.

Структура активного фильтра в этом случае имеет вид, представленный на рисунке 4.3.

В этом случае работа активного фильтра описывается следующими основными уравнениями (4.1) [102]:

$$U_{\kappa} = kI_{\kappa}; \quad k_{\text{тр}} = \frac{U_{\kappa}}{U_{\text{сф}}}; \quad U_{\text{инв}} = L_{\phi} \frac{dI_{\phi}}{dt} + U_{\text{сф}}; \quad U_{\text{инв}} = k_i U_{dc}, \quad (4.1)$$

где k – коэффициент, зависящий от мощности выходного трансформатора;

$k_{\text{тр}}$ - коэффициент трансформации выходного трансформатора;

$U_{\text{сф}}$ - напряжение на емкости выходного пассивного фильтра;

L_{ϕ}, C_{ϕ} - параметры пассивного фильтра на выходе инвертора;

k_i - функция состояния силовых ключей инвертора;

$U_{\text{инв}}$ - напряжение на выходе инвертора;

U_{dc} - напряжение на накопительном конденсаторе инвертора.

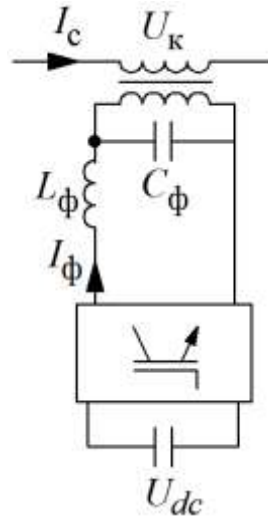


Рисунок 4.3 – Структура активного фильтра

При срабатывании автоматического выключателя QF3 одновременно включаются выключатели QF4 и QF5 и активный фильтр (АФ) посредством вольтодобавочного трансформатора Т осуществляет поддержание напряжения на шинах в соответствии с нормами ГОСТ 32144-2013, а также исходя из уровня устойчивости отдельных видов электрооборудования к провалам и отклонениям напряжения. Накопительный конденсатор АФ осуществляет заряд двумя способами: при непосредственной компенсации высших гармоник тока и напряжения, как описывается во многих научных трудах [14, 70], а также с помощью звеньев постоянного тока электротехнических комплексов источников Г1 и Г2 при включении автоматических выключателей QF6 и QF7. Принцип совмещения звеньев постоянного тока активных фильтров с другими элементами при их незначительном удалении друг от друга также описан и обоснован в научных трудах [52]. Учитывая достаточно высокую стоимость активного фильтра целесообразно его использование в первую очередь как многофункционального устройства [65] особенно в условиях автономных энергосистем распределенной генерации.

Таким образом, работа электротехнического комплекса автономного электроснабжения, структура которого приведена на рисунке 4.2, описывается алгоритмом, представленным на рисунке 4.4.

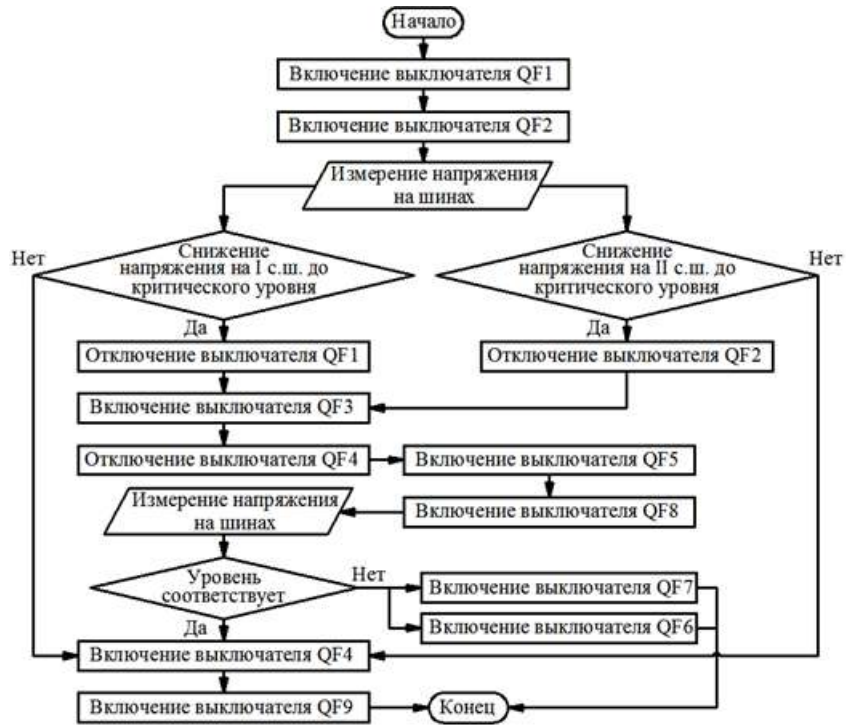


Рисунок 4.4 – Алгоритм функционирования электротехнического комплекса распределенной генерации с активным фильтром

При включении автоматических выключателей QF5, QF8 и отключении выключателя QF4 активный фильтр выполняет функцию компенсации высших гармоник тока и напряжения. При отключении выключателя QF8 и включении выключателей QF4 и QF9 активный фильтр реализует функцию источника бесперебойного питания или динамического компенсатора отклонений и провалов напряжения [5] на время безаварийного завершения технологического процесса или перехода электроснабжения с одного автономного источника на другой.

На рисунке 4.5 приведена структура имитационной модели электротехнического комплекса [36], изображенного на рисунке 4.2.

На рисунке 4.6 приведена осциллограмма напряжения на шинах ответственных потребителей при вводе в работу второго источника при отказе исходного источника, когда активный фильтр реализует функцию динамического компенсатора провалов и отклонений напряжения [38, 85].

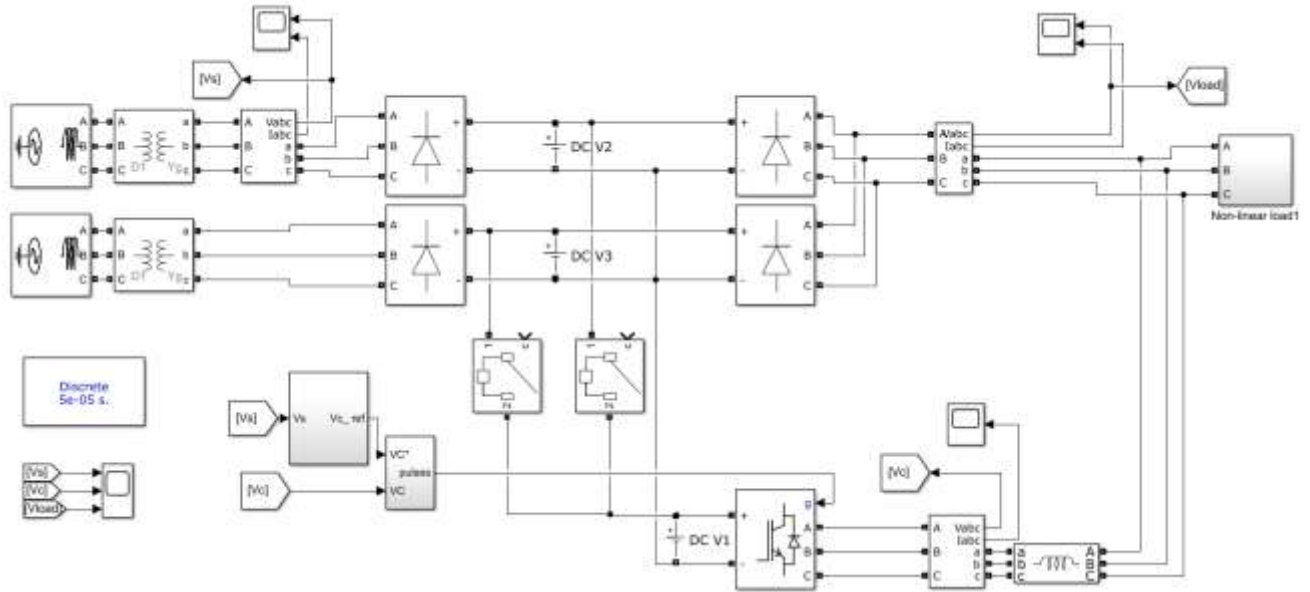


Рисунок 4.5 – Структура имитационной модели электротехнического комплекса автономного электроснабжения

Таким образом, результаты моделирования доказывают возможность активного фильтра выступать в роли динамического компенсатора провалов и отклонений напряжения на период действия автоматического ввода резерва в системах распределенной генерации при переходе электроснабжения с одного автономного источника на другой.

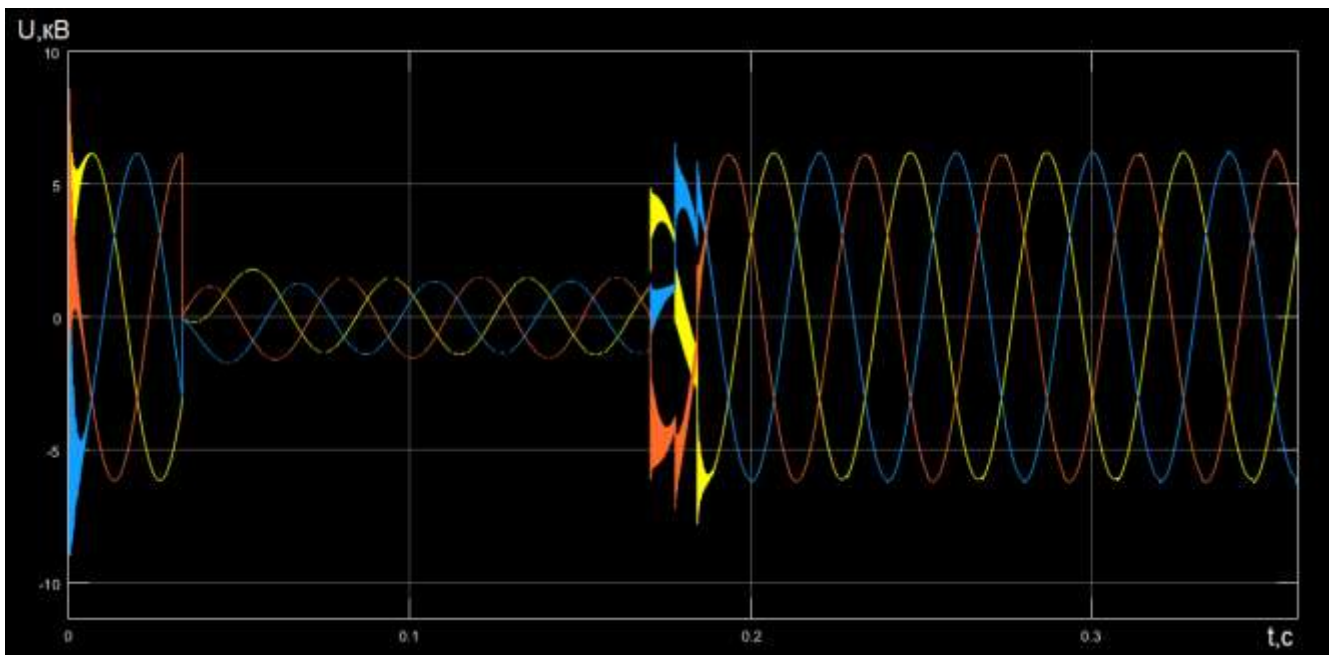


Рисунок 4.6 – Осциллограмма напряжения на шинах ответственных потребителей

4.2 Использование тиристорного автоматического ввода резерва в структуре электротехнического комплекса

По результатам исследований при применении АФ в качестве динамического компенсатора провалов напряжений возможны бестоковые паузы до 0,1 сек. Как уже известно внезапные провалы питания такой продолжительности могут повлечь за собой потерю устойчивости и остановки электродвигателей, что может стать причиной нарушения технологических процессов объектов нефтегазовых предприятий.

Для решения данной задачи возможно применение различных систем быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР), среди которых наибольшую эффективность имеют БАВР тиристорного типа или тиристорный автоматический ввод резерва (ТАВР), структура с применением на стороне 10кВ которого представлена на рисунке 4.7 [44].

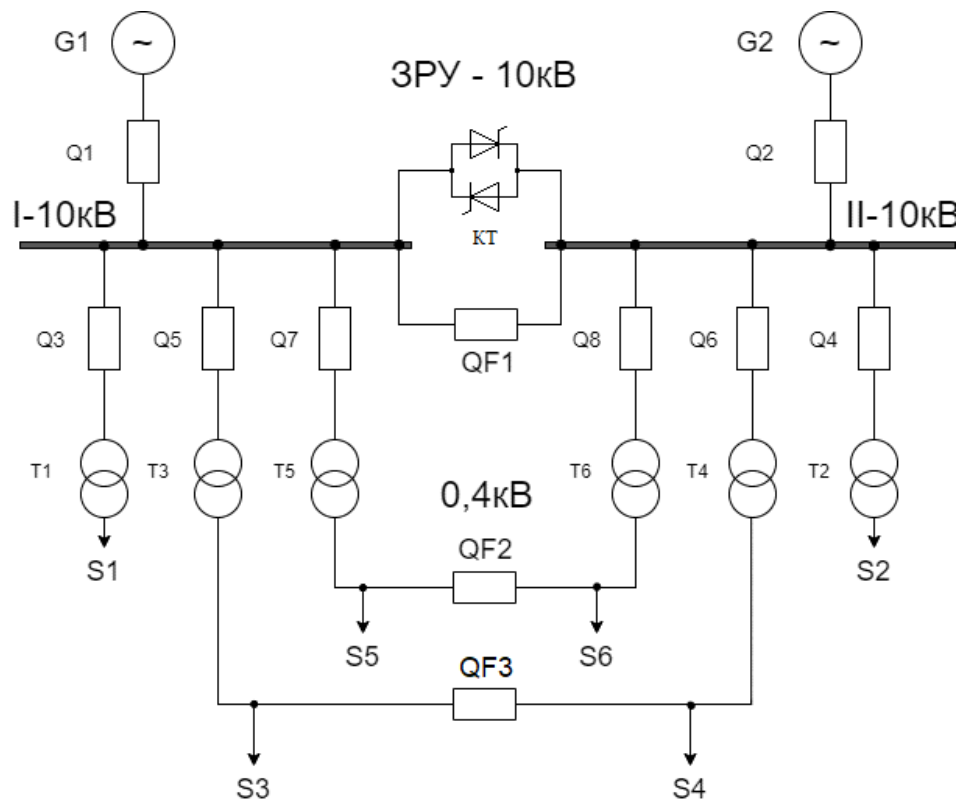


Рисунок 4.7 – Упрощенная схема мостиковой структуры электроснабжения с применением ТАВР на стороне 10кВ

Испытания работы ТАВР в условиях ОАО «АК «Транснефть» (рисунок 4.8) и теоретические исследования позволяют отметить следующие принципиальные отличительные особенности применения ТАВР:

- время определения неисправного ввода - 0,034 с после отключения ввода;
- практически синхронное переключение электродвигателей неисправной секции сборных шин на исправную секцию с углом фазового рассогласования менее 19 эл. градусов;
- относительно небольшой провал напряжения на неисправной секции сборных шин (0,85 от $U_{\text{НОМ}}$);
- небольшое время переходного процесса у переключаемых электродвигателей;
- сохранение поля возбуждения у синхронных электродвигателей.

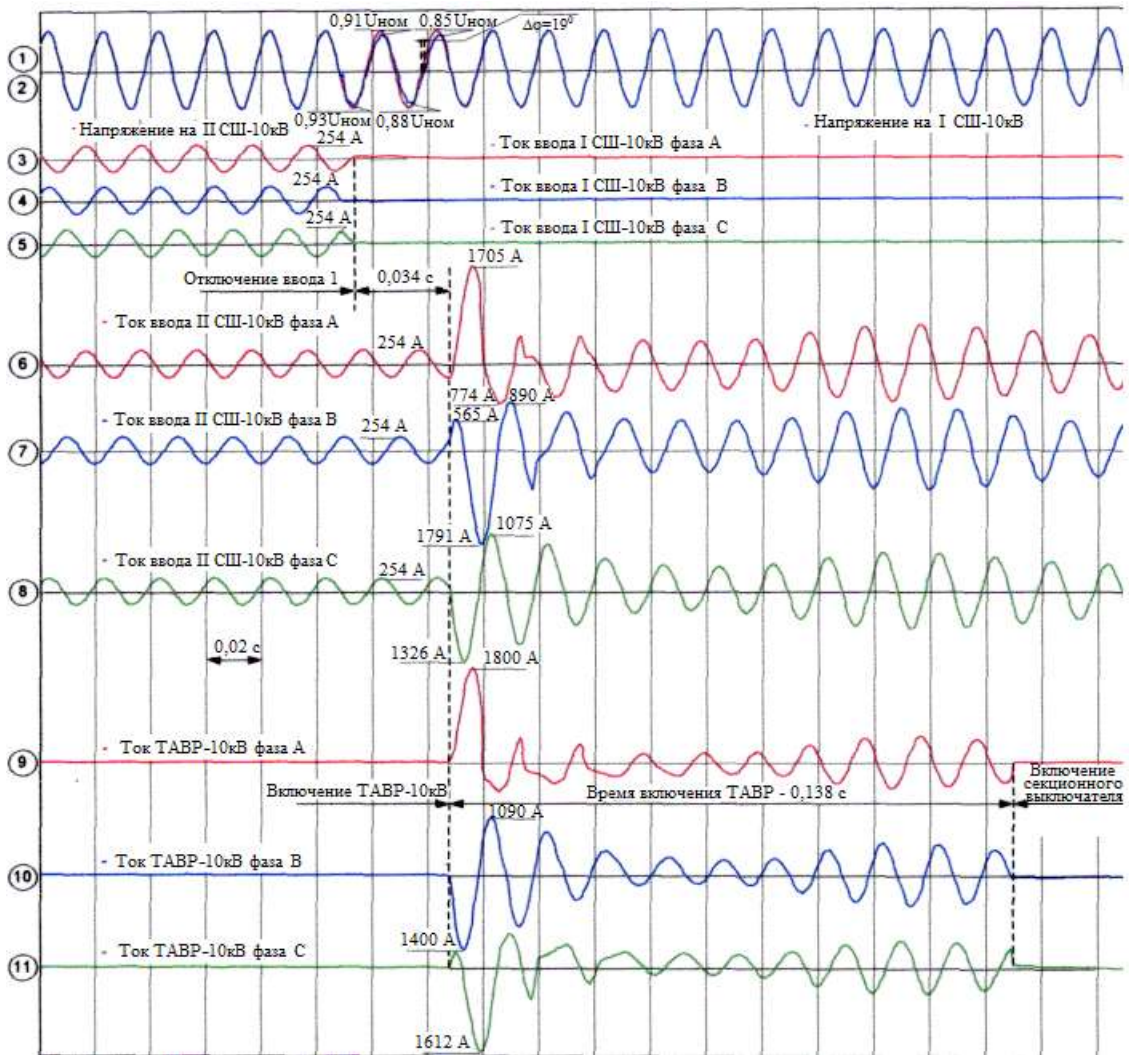


Рисунок 4.8 – Осциллограммы, снятые во время испытаний устройства ТАВР - 10 кВ

«В настоящее время не существует других устройств подобного типа, способных провести переключение электродвигателей с неисправной секции сборных шин на исправную секцию с подобных ТАВР параметрами» [57, 71].

Типовая структура ТАВР представляется собой две основные части: тиристорного коммутатора (КТ) и модуля управления (МУ) (рисунок 4.9). КТ устанавливается на выкатном элементе, а МУ в релейном отсеке высоковольтного шкафа РУ. КТ включается параллельно секционному выключателю, и за счет своего быстродействия обеспечивает возможность наиболее быстрого объединения секций шин. МУ выявляет аварийные ситуации в работе РУ и формирует команды на управление КТ, вводными и секционными выключателями.

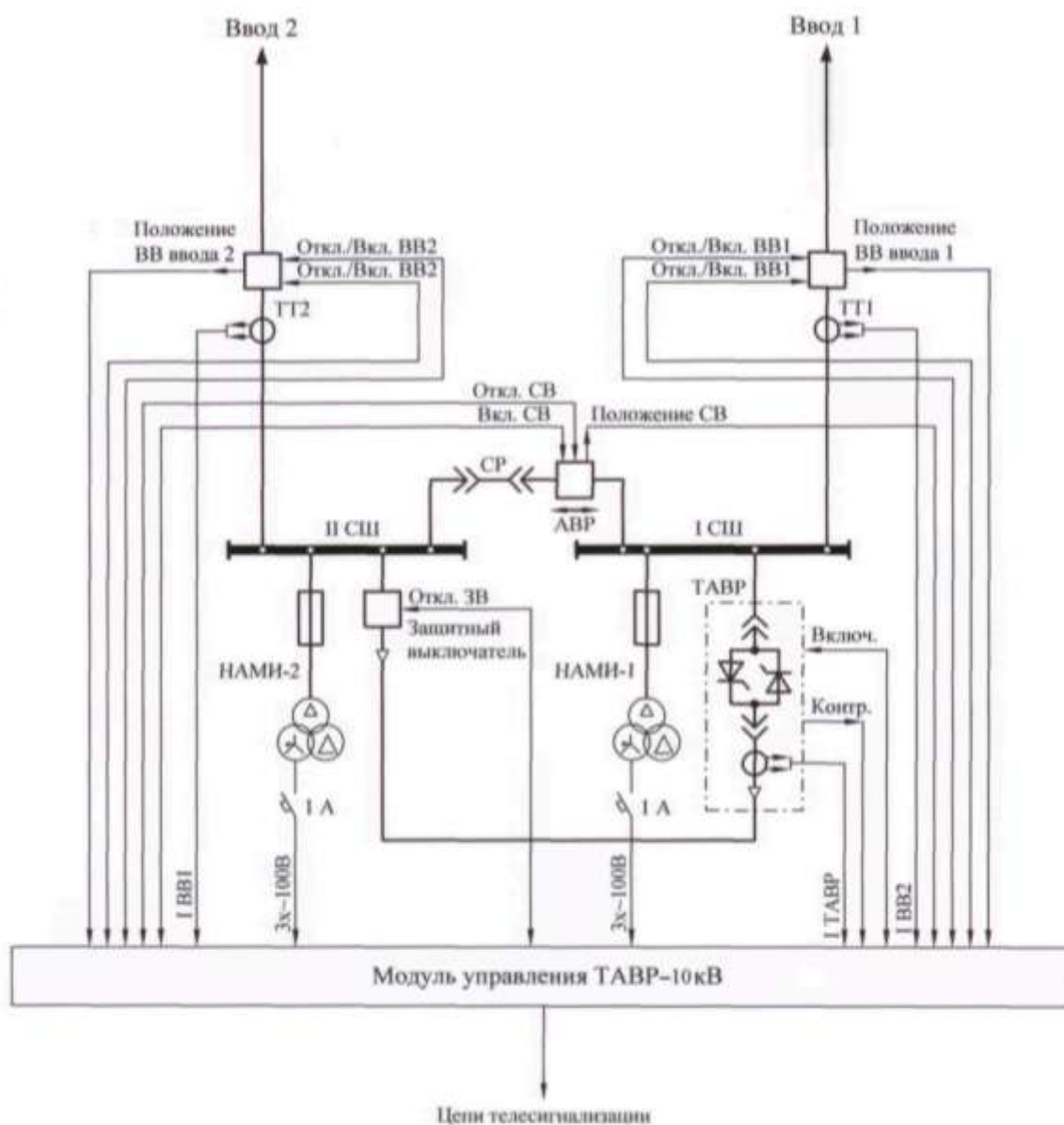


Рисунок 4.9 – Типовая структурная схема ТАВР

4.3 Моделирование и расчет надежности в СФЦ системы электроснабжения с применением АФ и ТАВР в ПК «Арбитр»

Для оценки эффективности применения АФ и ТАВР необходимо провести анализ надежности системы с помощью СФЦ (рисунок 4.10) с внедрением предлагаемых устройств и влияния их на основные показатели надежности электроснабжения электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий.

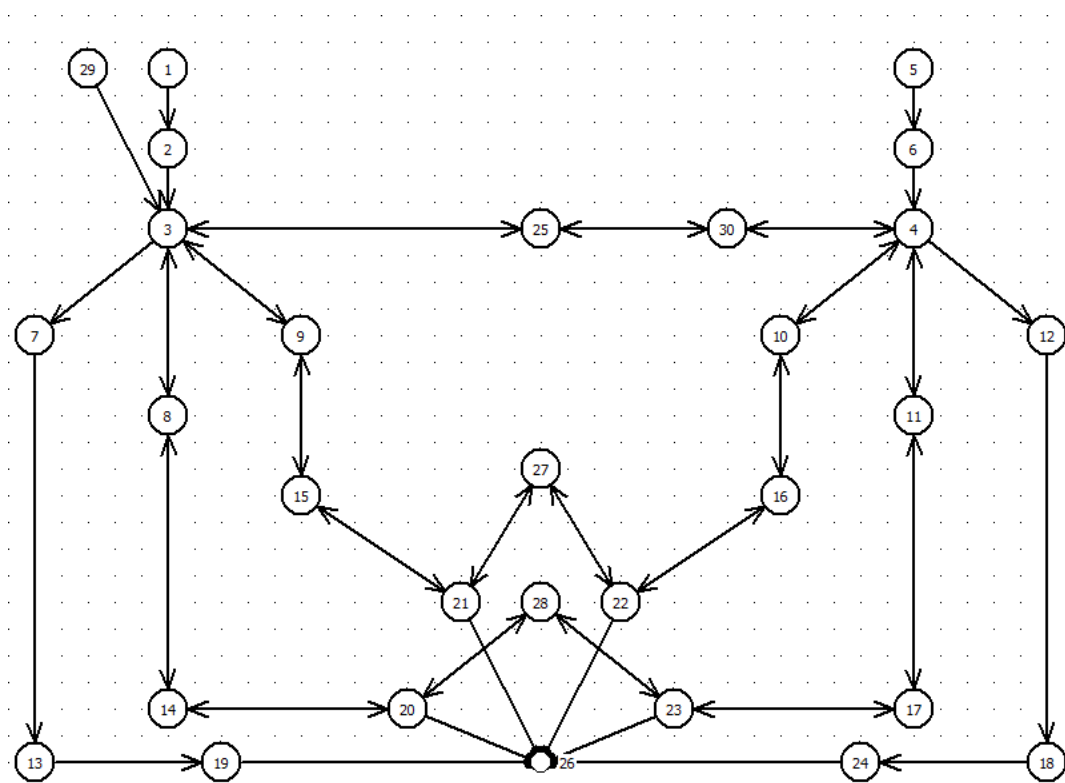


Рисунок 4.10 – СФЦ системы электроснабжения с внедрением АФ и ТАВР

В данной модели СФЦ АФ и ТАВР обозначены как элементы 29 и 30 соответственно. По результатам моделирования СФЦ в ПК «Арбитр» получены следующие показатели надежности системы электроснабжения:

$$KГс=0.9995;$$

$$Tвс=9.407 \text{ часов};$$

$$Tос=20249 \text{ часа (2.312 года)};$$

$$Pвс (\text{годовое}) = 0.6488.$$

Данные показатели не имеют отличий от всех соответствующих данных мостиковой схемы до внедрения АФ и ТАВР. Для более подробного анализа

рассмотрены графики значимости, положительных и отрицательных вкладов элементов (рисунки 4.11 – 4.13)



Рисунок 4.11 – расчетные показатели значимости элементов итоговой системы электроснабжения с внедрением АФ и ТАВР



Рисунок 4.12 – расчетные показатели положительных вкладов элементов итоговой системы электроснабжения с внедрением АФ и ТАВР

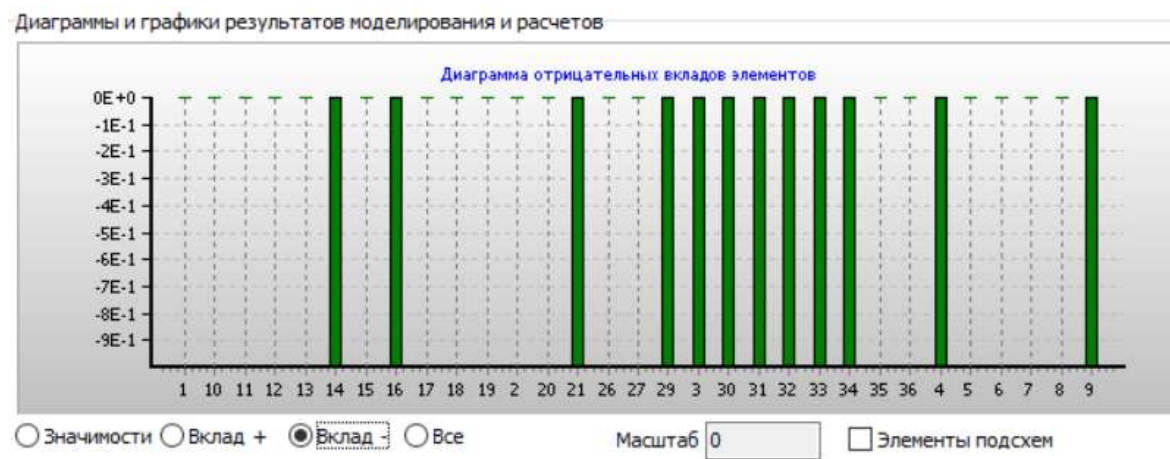


Рисунок 4.13 – расчетные показатели отрицательных вкладов элементов итоговой системы электроснабжения с внедрением АФ и ТАВР

Полученные расчетные данные моделирования СФЦ в ПК «Арбитр» доказывают незначительное влияние АФ и ТАВР на основные параметры надежности системы электроснабжения электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий, что обуславливает эффективность применения данных аппаратов в предлагаемой мостиковой схеме.

4.4 Выводы к главе 4

1. Обосновано применение АФ в качестве компенсатора провалов напряжения. Разработан алгоритм функционирования электротехнического комплекса распределенной генерации с активным фильтром. Доказана эффективность применения АФ, позволяющего снизить время потери питания, превышающее при работе АВР до 0,1 сек.

2. Предложено применение ТАВР для исключения провалов напряжения при вводе резерва. Представлена структурная схема с применением ТАВР и доказана эффективность её применения для исключения провалов напряжения на десятые доли секунды.

3. Разработана СФЦ мостиковой схемы с внедрением АФ и ТАВР. Доказано при анализе СФЦ в ПК «Арбитр», что предлагаемые аппараты имеют незначительное отрицательное влияние на основные параметры надежности системы электроснабжения электротехнического комплекса нефтегазовых предприятий, что с учетом предыдущих выводов обуславливает эффективность их применения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи: повышения энергетической эффективности, надежности и бесперебойности электроснабжения электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий с автономными источниками распределенной генерации посредством создания тригенерационной системы на основе абсорбционной холодильной машины для охлаждения потока воздуха на входе ГТУ и системы автоматического регулирования расходом охлаждающей жидкости для поддержания номинальной работы турбогенератора при вариации параметров ОС, а также применения мостиковой структуры питания с внедрением многофункционального активного фильтра и тиристорного автоматического ввода резерва.

Основные научные результаты и практические рекомендации отражены в следующих выводах:

1. Произведен анализ методов энергоэффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий с использованием вторичных энергоресурсов, в результате которого доказана целесообразность использования тригенерационного режима с осуществлением охлаждения потока воздуха на входе газотурбинных установок для снижения установленной мощности турбогенератора на 40% при достижении температуры окружающей среды 40 °С и расположении на высоте порядка 1200м над уровнем моря и достижения величины коэффициента использования топлива 90-95 %.

2. Разработаны математические и имитационные модели системы автоматического регулирования расхода жидкости для стабилизации температуры на входе газотурбинной установки на уровне 15 °С, что позволяет обеспечивать номинальную мощность турбогенератора при вариации параметров окружающей среды.

3. Результаты технико-экономического обоснования эффективности показали, что применение электротехнического комплекса автономного электроснабжения на основе тригенерационного цикла на 24% выгоднее

повышения установленной мощности ГТУ и имеет срок окупаемости около 2,4 года при сравнении с электроснабжением от ЕЭС.

4. Доказано, что в многосвязных системах электроснабжения газотранспортных систем условию повышения надежности на стороне 6(10) кВ целесообразно применять мостиковые структуры коммутации оборудования, обеспечивающие повышение коэффициента готовности на 0,6 %, средней наработки на отказ на 33 %, вероятности безотказной работы на 15 %, снижения среднего время восстановления уменьшается на 40 %.

5. Показана эффективность применения активного фильтра для компенсации кратковременных отклонений напряжения, возникающих при секционировании источников электротехнического комплекса автономного электроснабжения, а также для осуществления бесперебойного электроснабжения на период безаварийного завершения технологического процесса.

6. Показано, что применение тиристорных быстродействующих устройств автоматического ввода резерва (ТАВР) в составе электротехнического комплекса автономного электроснабжения газотранспортных систем позволяет ограничить перерывы электроснабжения на стороне 6(10) кВ и минимизировать длительность бестоковой паузы, при этом секционный выключатель для ускорения действия на время включения шунтируется встречно-параллельно включенными тиристорами.

7. В результате сравнительного анализа установлено, что внедрение в систему электроснабжения АФ и ТАВР не приводит к значительному изменению показателей надежности автономного электротехнического комплекса газотранспортной системы.

8. Научные положения диссертации и технические разработки обеспечивают дальнейшее развитие методов повышения энергоэффективности автономных электротехнических комплексов, использования вторичных энергоресурсов, повышения надежности и обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей первой и второй категории надежности.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- РГ – распределенная генерация;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ПТУ – паротурбинная установка;
- КИТ – коэффициент использования топлива;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ГПА – газопоршневой агрегат;
- КВОУ – компрессорное воздухоочистительное устройство;
- НГП – нефтегазовые предприятия;
- ОС – окружающая среда;
- ГПрА – газоперекачивающий агрегат;
- СЭС – система электроснабжения;
- ЭТК – электротехнический комплекс;
- ГТС – газотранспортные системы;
- ЭСН – электростанция собственных нужд;
- ГКС – газокomppressorная станция;
- АД – асинхронный двигатель;
- АФ – активный фильтр;
- ЛВМ – логико-вероятностный метод;
- СФЦ – схема функциональной целостности;
- БАВР – быстродействующий автоматический ввод резерва;
- ТАВР – тиристорный автоматический ввод резерва;
- КТ – тиристорный коммутатор;
- МУ – модуль управления;
- РУ – распределительное устройство.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Анализ надежности систем электроснабжения / Б.Н. Абрамович, С.В. Бабурин // Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса: Сборник научных трудов II Всероссийской научной конференции, Санкт-Петербург, 27–28 сентября 2018 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 839-849.
2. Абрамович, Б.Н., Гибридная система коррекции уровня высших гармоник и обеспечение бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей нефтедобычи/ Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Зимин Р.Ю. // Промышленная энергетика. – 2018. – № 11. – С.50-57.
3. Абрамович, Б.Н. Гибридный тригенерационный электротехнический комплекс для энергетической безопасности технологических процессов нефтедобычи / Б. Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, В. А. Моренов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № S5-2. – С. 303-309.
4. Абрамович, Б.Н. Имитационная модель системы тригенерации с бинарным циклом для повышения эффективности использования первичного энергоносителя / Абрамович Б.Н., **Богданов И.А.**, Маларев В.И. // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ, правообладатель: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» 2018616011; заявл. 26.03.2018 опубл. 21.05.2018 - 1с.
5. Абрамович, Б.Н. Имитационная модель системы автоматического управления установкой динамической компенсации провалов напряжения / Абрамович Б.Н., **Богданов И.А.**, Маларев В.И. // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ, правообладатель: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» (RU) – №2019611491; заявл. 10.01.2019; опубл. 28.01.2019.

6. Абрамович Б.Н. Комбинированная энергетическая установка для энергоснабжения горных предприятий / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Моренов В.А. // Горное оборудование и электромеханика. - 2016. № 4 (122). С. 36-40.

7. Абрамович, Б.Н. Комплексная система контроля и повышения качества электрической энергии в системах электроснабжения нефтедобывающих предприятий / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Жуковский Ю.Л. // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 5. С. 37-40.

8. Абрамович, Б.Н. Коррекция коэффициента мощности в сетях нефтепромыслов с помощью активного фильтра / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В. // Нефтяное хозяйство. 2008. - № 5. - С. 88-90.

9. Абрамович, Б.Н. Методы и средства повышения уровня энергосбережения и энергоэффективности на горных предприятиях / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Жуковский Ю.Л. // Горное оборудование и электромеханика. 2015. № 5. С. 25-30.

10. Абрамович, Б.Н. Методы и средства обеспечения энергетической безопасности промышленных предприятий с непрерывным технологическим циклом / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев // Промышленная энергетика. - 2016. - № 9. - С. 18 - 22.

11. Абрамович, Б.Н. Методы компенсации провалов и искажений напряжения в электрических сетях нефтедобывающих предприятий / Абрамович Б.Н., Устинов Д.А., Сычев Ю.А., Шклярский А.Я // Нефтяное хозяйство. 2014. - № 8. - С. 110-112.

12. Абрамович, Б.Н. Метод синтеза топологии систем электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса на основе логико-вероятностных оценок / Б. Н. Абрамович, С. В. Бабурин // Записки Горного института. – 2016. – Т. 218. – С. 233-241.

13. Абрамович, Б.Н. Повышение эффективности газотурбинных установок в составе комплекса автономного электроснабжения / Абрамович Б.Н.,

Моренов В.А. // Сборник материалов 11-ой конференции «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых», Москва, 2014, с. 182-185;

14. Абрамович, Б.Н. Промышленные испытания активного фильтра в промысловых сетях ОАО "Оренбургнефть ТНК-ВР" / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В. // Промышленная энергетика. 2008. - № 10. - С. 42-46.

15. Абрамович, Б.Н. Повышение надежности электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса. / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Бабурин С.В., Жуковский Ю.Л. // Инженерная защита. 2016. - № 1 (12). - С. 60-68.

16. Абрамович, Б.Н. Современные проблемы электротехнических наук: Учебное пособие / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов. // Санкт-Петербургский государственный горный университет. СПб, 2012. 90 с.

17. Абрамович, Б.Н. Система гарантированного электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса с использованием альтернативных и возобновляемых источников энергии / Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А., Федоров А.В. // Промышленная энергетика. 2013. - № 1. - С. 14-16.

18. Абрамович, Б.Н. Система бесперебойного электроснабжения предприятий горной промышленности // Записки Горного института. 2018. Т. 229. С. 31-40.

19. Абрамович, Б.Н. Электромагнитная совместимость оборудования на предприятиях по транспортировке и переработке нефти и газа при наличии источников высших гармоник / Абрамович Б.Н., Гульков Ю.В., Волошкин М.М. // Энергетика в нефтегазодобыче, №1-2, 2005, с. 23-26.

20. Абрамович, Б.Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: учебное пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д.А. Устинов // Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования Санкт-Петербургский гос. горный ин-т им. Г. В. Плеханова (технический ун-т). - Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский гос. горный ин-т им. Г. В. Плеханова, 2008. - 79, [2] с.: ил., табл.; 20 см.; ISBN 978-5-94211-357-5

21. Аверьянов, В.К. Тенденции развития энергетических систем газораспределительных станций / Аверьянов В.К., Давыдов О.А., Блинов А.Н., Анисимов С.М. // Вестник гражданских инженеров. 2019. № 2 (73). С. 122-130.

22. Аверьянов, В.К. Перспективные направления повышения энергетической и экологической безопасности использования природного газа / В. К. Аверьянов, В. Н. Толмачев, М. А. Журавский, А. Р. Сибгатулли // Энергетик. – 2014. – № 2. – С. 31-34.

23. Аверьянов, В.К. Энергоснабжение малых населенных пунктов. Направления устойчивого развития / В.К. Аверьянов, В.Н. Толмачев, А. И. Тютюнников [и др.] // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. – 2013. – № 31-2(50). – С. 459-467.

24. Алексиков, А.И. Системы охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки // Альманах научных работ молодых ученых Университета ИТМО том 1. СПб, 2015. 232 с.

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

26. Алимов, С.В. Передаточные функции процесса теплообмена в аппарате воздушного охлаждения масла / Алимов С.В., Мигачева Л.А., Титов А.Р. // Вестник самарского государственного технического университета. серия: технические науки. 2012. № 4 (36). С. 198-214.

27. Анисимов, С.Н. Повышение производительности ГТУ при высоких температурах наружного воздуха / Анисимов С.Н., Круговых Д.Е., Молодкин Д.С. // Турбины и дизели 2013 № 6 (51). С. 34 – 42.

28. Аптекарь, Д.И. Управление аварийной ситуацией для снижения потерь при добыче нефти / Д. И. Аптекарь, Э. Х. Муратбаев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 5. – С. 124-126.

29. Бабурин, С.В. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский

государственный горный институт им. Г.В. Плеханова – Санкт-Петербург, 2007. – 20 с.

30. Бабурин, С.В. Выбор направлений оптимизации систем электроснабжения промышленных предприятий / С. В. Бабурин // Современные научные исследования и инновации. – 2015. – № 5-2(49). – С. 48-50.

31. Бараненко, А.В. Холодильные машины // Бараненко А.В., Бухарин Н.Н., Пекарев В.И., Сақун И.А., Тимофеевский Л.С. // Под общей редакцией Л.С. Тимофеевского. – СПб.: Политехника, 1997. – 992 с.

32. Белоусенко, И.В. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / И. В. Белоусенко, Г. Р. Шварц, С. Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. - М.:ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. - 478, с. : ил., табл.; ISBN 978-5-8365-0283-6.

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

34. **Богданов, И.А.** Повышение генерации электрической энергии гту путем изменения энергетического баланса при вариации температуры окружающей среды // xiii Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в науках о Земле»: – Т. 1. – М.:МГРИ-РГГРУ, 2017. – 516 с.

35. **Богданов, И.А.** Повышение энергоэффективности электротехнических комплексов когенерационных установок для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий / Богданов И.А., Веприков А.А., Касьянова А.Н., Моренов В.А. // Международный научно-исследовательский журнал. Номер: 12-5 (66) Год: 2017. Стр. 59-63.

36. Герман-Галкин, С.Г. Школа Matlab виртуальные лаборатории устройств силовой электроники в среде Matlab-Simulink урок 16. Исследование электрической цепи с трехфазным активным фильтром / Силовая электроника. 2013. - № 40. - С. 80-86.

37. Герман-Галкин, С.Г. Школа Matlab виртуальные лаборатории устройств силовой электроники в среде Matlab-Simulink урок 15. Исследование однофазного активного выпрямителя / Силовая электроника. 2012. - № 37. - С. 72-79.
38. Герман-Галкин, С.Г. Исследование активного полупроводникового преобразователя в среде Matlab-Simulink / Герман-Галкин С.Г., Гаврилов Р.С // Электротехника. 2011. - № 4. – с.51-56.
39. ГОСТ Р 54403-2011 Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия (с Изменением N 1). М.:Стандартинформ, 2012 год.
40. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения (с Поправкой) М.: Стандартинформ, 2016 год
41. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.:Стандартинформ, 2014. – 16 с.
42. Жежеленко, И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. - М.: Энергоатомиздат, 1986. – 167 с.
43. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электрической энергии. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
44. Жуковский, Ю.Л. Автоматическое секционирование в электросетях напряжением 6-10 кВ / Ю. Л. Жуковский, Э. Х. Муратбаев // Записки Горного института. – 2008. – Т. 178. – С. 135-138.
45. Игнатъев, С.А. Обеспечение непрерывности технологического процесса путем автоматического восстановления электроснабжения / С.А. Игнатъев, Э. Х. Муратбаев // Горное оборудование и электромеханика. – 2011. – № 7. – С. 29-33.
46. Костюк Р.И. Тепловые и атомные электрические станции. Проектные решения и режимные характеристики ТЭЦ с парогазовыми установками утилизационного типа (на примере Северо-Западной ТЭЦ) // Р.И. Костюк,

А.Н. Блинов, В.М Корень. учеб. Пособие: В 3ч./ Под ред. Р.И. Костюка. Ч. 2: Конструктивные особенности и технические характеристики газотурбинной установки энергоблока ПГУ-450Т. СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2008. 271 с.

47. Косьянов, А.М. Повышение эффективности комплексного энергообеспечения децентрализованных геолого-разведочных объектов в условиях Заполярья и Крайнего Севера. 81 / В. А. Косьянов, А. М. Лимитовский, М. В. Меркулов, С. В. Головин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2014. – № 4. – С. 81-85.

48. Лимитовский, А.М. Когенерационное энергообеспечение объектов горно-геологического профиля как альтернатива традиционным системам в современных условиях / А. М. Лимитовский // Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ): Материалы Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 04–06 апреля 2018 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2018. – С. 83.

49. Лимитовский, А.М. Электростанции собственных нужд как альтернатива когенерационного энергообеспечения объектов минеральносырьевого комплекса / А. М. Лимитовский, А. Ю. Башкуров // Разведка и охрана недр. – 2019. – № 9. – С. 35-37.

50. Маларев, В.И. Система тригенерации как средство повышения эффективности бинарных комплексов для производства электрической и тепловой энергии / В.И. Маларев, **И.А. Богданов**, А.В. Турышева // Промышленная энергетика. – 2020. – № 3. – С. 21-27. – DOI 10.34831/EP.2020.66.67.001.

51. Мартынов, А.А. Силовая электроника. Ч.1: Выпрямители и регуляторы переменного напряжения: Учебное пособие // СПб.: ГУАП, 2011. - 184 с.

52. Мещеряков В.Н. Активный фильтр электроэнергии с общим звеном постоянного тока и системой управления на основе релейного регулятора тока /

В.Н. Мещеряков, М.М. Хабибуллин // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2014. – №7. – С. 26-33.

53. Можаяев, А.С. Оценка надежности системы из элементов с тремя состояниями с использованием ПК Арбитр. Можаяев А.С., Нозик А.А., Струков А.В // Труды СПИИРАН. 2013. № 8 (31). С. 123-146.

54. Моренов, В.А. Когенерационная установка с бинарным циклом для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий / Моренов В.А., Полищук В.В., Касьянова А.Н. // Естественные и технические науки. - 2015. - №5. - С.102-105.

55. Моренов, В.А. Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса нефтедобывающих предприятий с утилизацией попутного нефтяного газа // Сборник трудов международной научно-практической конференции «Энергоэффективность энергетического оборудования», Санкт-Петербург, 2014, том 1, с. 171-174.

56. Моренов, В.А. Повышение эффективности энергоснабжения объектов нефтегазопромислов с использованием попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя: специальность. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский Горный университет. – Санкт-Петербург, 2019. – 155 с.

57. Муратбакеев, Э.Х. Обоснование структуры и параметров многоуровневой системы электроснабжения объектов нефтедобычи с секционированием участков электрической сети. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук // Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова. – Санкт-Петербург, 2009. – 135 с.

58. Петров, С.П. Применение логико-вероятностного метода моделирования для расчета надежности систем электроснабжения / С. П. Петров, С. В. Бабурин, Д. А. Устинов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3(47). – С. 47-51.

59. Петров, С.П. Определение направлений оптимизации энергетических структур по критерию надежности / С. П. Петров, Б. Н. Абрамович, С. В. Бабурин // Газовая промышленность. – 2011. – № 9(664). – С. 82-84.

60. Петров, С. П. Повышение надежности объектов газотранспортных систем с использованием логико-вероятностного метода / С. П. Петров, А.Н. Махалин, С. В. Бабурин // Записки Горного института. – 2012. – Т. 196. – С. 261-265.

61. Полищук, В.В. Когенерационная установка с бинарным циклом для электроснабжения объектов нефтегазовых предприятий / Полищук В.В., Моренов В.А., Касьянова А.Н. // Естественные и технические науки. 2015. № 5 (83). С. 102-105.

62. Поплевин, В.М. Разработка способов повышения надежности систем гарантированного электроснабжения (на примере предприятий газовой промышленности). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук // Моск. энергет. ин-т. – Москва, 2002. – 19 с.

63. Портнягин, Н.Н. Моделирование влияния величины нелинейной нагрузки на качество электроэнергии промышленных электротехнических систем / Портнягин Н.Н., Ершов М.С., Барбасов П.Ю., Чернев М.Ю // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. –2017. – Т. 60. – № 1. – С. 61-66.

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

65. Розанов Ю.К. Многофункциональный регулятор качества электроэнергии на основе силового электронного преобразователя / Розанов Ю.К., Лепанов М.Г., Киселев М.Г. // Электротехника. 2014. - № 8. - С. 51-59.

66. Розанов Ю.К. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г. // – М.: Издательский дом «МЭИ». – 2012. – 336 с.

67. Рябинин, И. А. Надежность и безопасность структурно-сложных систем // Санкт-Петербург: Политехника | Издательство Санкт-Петербургского университета, 2012. – 276 с. – ISBN 9785288042966.

68. Рябинин И.А. Решение одной задачи оценки надежности структурно-сложной системы разными логико-вероятностными методами / Рябинин И.А., Струков А.В. // Сборник «Моделирование и анализ безопасности и риска в сложных системах.» 2019. С. 159-172.

69. СТО Газпром 2-6.2-208-2008. Выбор количества электроагрегатов электростанций ОАО «ГАЗПРОМ» // ООО «ВНИИГАЗ», 2008 - 30 с.

70. Сычев, Ю.А. Проблемы компенсации высших гармоник тока и напряжения в условиях распределенной генерации / Сычев Ю.А., Кузнецов П.А., Зимин Р.Ю., Соловьева Я.А. // Вестник Московского авиационного института. 2018. Т. 25. № 4. С. 216-228.

71. Сычев, Ю. А. Многоступенчатая система автоматического ввода резерва в электрических сетях предприятий минерально-сырьевого комплекса / Ю. А. Сычев, А. В. Федоров, Р. Ю. Зимин // Современная наука и практика. – 2016. – № 9(14). – С. 22-26.

72. Токарев, И.С. Моделирование и исследование параллельной работы энергоагрегатов электростанций собственных нужд газокompрессорных станций. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Нац. исслед. Том. политехн. ун-т. – Томск, 2016. – 22 с.

73. Токарев, И.С. Обеспечение устойчивости работы автономных систем электроснабжения газокompрессорных станций / Токарев И.С., Хрущев Ю.В. // сборник научных трудов VII международной научной конференции молодых ученых. Новосибирский государственный технический университет. 2015. С. 177-181.

74. Устинов, Д.А. Вероятностные характеристики энергопотребления нефтегазодобывающих предприятий / Устинов Д.А., Коновалов Ю.В., Плотников И.Г., Турышева А.В. // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2011. № 4 (135). С. 90-94.

75. Федоров, А.В. Применение ИБП в энергетических установках технологических объектов нефтегазовой отрасли / Федоров А.В., Махалин А.Н., Бабурин С.В. // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. № 2 (58). С. 69-73.

76. Фирсова, Е.В. Тригенерационные источники энергии малой и средней мощности / Е.В. Фирсова, Н.Д. Чичирова, В.Ю. Соколов // Промышленная энергетика №4, 2017.

77. Хрущев Ю.В. Разработка технических решений для повышения устойчивости и надежности работы электростанции собственных нужд головной газокompрессорной станции «Сахалин» / Хрущев Ю.В., Токарев И.С. // Научно-технический журнал Электротехнические комплексы и системы управления, - 2014. - вып. 3. - С. 77-82.

78. Цанев, С.В. Газотурбинные установки и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. // М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

79. Шклярский, Я.Э. Оценка добавочных потерь мощности в электрических сетях с нелинейной и несимметричной нагрузкой / Шклярский Я.Э. Белицкий А.А. // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. - 2018. - № 7. - С. 86-93.

80. Шклярский, Я.Э. Оценка энергетической эффективности электротехнического комплекса / Шклярский Я.Э., Замятина Е.Н., Замятин Е.О. // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. - 2020. - № 3. - С. 339-347.

81. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. № 1523-р от 09.06.2020г. Собрание законодательства Российской Федерации, N 24, 15.06.2020, ст.3847. г.МОСКВА.

82. Яковлева, Э.В. Расчет надежности электротехнического комплекса с фотоэлектрической станцией / Э. В. Яковлева, С. В. Бабурин // Современная техника и технологии. – 2015. – № 5(45). – С. 53-56.

83. 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.

84. Abramovich, B.N. Efficiency estimation of hybrid electrical complex for voltage and current waveform correction in power systems of oil enterprises B.N. Abramovich, Y.A. Sychev, R.Y. Zimin // Proceedings of the 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2019, DOI: 10.1109/ElConRus.2019.8657081. – 2019. – Volume 1. - p. 401-406.

85. Abramovich, B.N. The Application of Series Active Filter for Improvement of Power Quality in Networks of Oil Enterprises / B. N. Abramovich, Y. A. Sychev, R.Y. Zimin, M. E. Aladin // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019, Vladivostok, 01–04 октября 2019 года. – Vladivostok: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. – P. 8933900. – DOI 10.1109/FarEastCon.2019.8933900.

86. Abramovich, B.N. The system of trigeneration with binary cycle for use as an energy source for gas fuel / B. N. Abramovich, **I. A. Bogdanov**, A. V. Kopteva, V.I. Malarev // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering : International Scientific Electric Power Conference 2019, ISEPC 2019, Saint Petersburg, 23–24 мая 2019 года. – Saint Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012092. – DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012092.

87. Akagi, H. Active Harmonic Filters / Proceedings of the IEEE. 2005. - Vol. 93. - №12. pp. 2128-2141. doi:10.1109/JPROC.2005.859603

88. Arosio, S. A model for micro-trigeneration systems based on linear optimization and the Italian tariff policy / Arosio S., Guilizzoni M., Pravettoni F. // Applied Thermal Engineering. 2011. Vol. 31. P. 2292–2300.

89. Baburin, S.V. Dependence of power supply systems reliability on the type of redundancy / Baburin S.V., Zyryn V.O., Kovalchuk M.S. // IOP Conference Series:

Materials Science and Engineering. The proceedings International Scientific Electric Power Conference – 2019. 2019. C. 012134.

90. Belsky, A.A. Configuration of a standalone hybrid wind-diesel photoelectric unit for guaranteed power supply for mineral resource industry facilities / Belsky A.A., Skamyin A.N., Iakovleva E.V. // International Journal of Applied Engineering Research. 2016. T. 11. № 1. C. 233-238.

91. **Bogdanov, I.A.** Automatic system for compensation of voltage dips in electric power systems of vessels with electric motor / Bogdanov I.A., Senchilo N.D. // Marine Intellectual Technologies. – 2020. – № 3-1(49). – p. 212-218. – DOI 10.37220/MIT.2020.49.3.028. (Web of Science)

92. Boyce, M.H. Gas turbine engineering handbook // Elsevier inc. – 2012. – 993 p. – Текст: непосредственный.

93. Fong, K.F. Investigation on year-round dispatch of multiple chillers in trigeneration system for high-rise building application // Proceedings of the 9th International Conference on Applied Energy. 2017. T. 142. C. 1502-1508.

94. Gunjan, P. Cogeneration – an opportunity to improve energy efficiency // Modern Power Systems. – 2012. – No.3. – P. 32-33.

95. Kleinschmidt, R.V. Value of wet-compression in gas-turbine cycles // Mech. Eng., 1947, 69, №9

96. Lokurlu, A. Solar Trigeneration: Electricity, Cooling and Steam from the Sun. / Lokurlu A. Saidi K. // (2017) Towards 100% Renewable Energy. Springer Proceedings in Energy. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-45659-1_8.

97. Malarev, V. Algorithm for automatic compensation of voltage dips in power supply of industrial facilities. Malarev V., **Bogdanov I.**, Senchilo N. // Journal of Applied Engineering Science, 2020, 18(2), стр. 173–180.

98. Meier A. Monitoring for impacts of distributed resources: Initial planning considerations // Conference: Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE DOI:10.1109/PESMG.2013.6672386

99. San Martin, J.I. Trigeneration Systems with Fuel Cells // Research Paper. – Retrieved 18 April 2011. – P. 1-6.

100. Segurado R. Techno-economic analysis of a trigeneration system based on biomass gasification / R. Segurado, S. Pereira, D. Correia, M. Costa // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2019. -V. 103. - P.501-514. 4. Ail S.

101. Sychev, Y. The assessment of the series active filter efficiency in power supply systems of oil production enterprises / Sychev Y., Zimin R., Aladin M. // E3S Web of Conferences. International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering, EECE 2019. 2019. C. 04003.

102. Tokarev, I.S. Solutions to Improving the Self-Contained Power Supply to the Gas Industry Facilities when Operating Gas Turbine Power Plants in the Binary Cycle and Trigenation Modes / Tokarev I.S., **Bogdanov, I.A.**, Serikov, V.A. // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020.

103. Turysheva, A.V. Power supply of oil production facilities using associated petroleum gas / A.V. Turysheva, Y.V. Gulkov, S.V. Baburin // Proceedings of the 2020 IEEE conference of Russian young researchers in electrical and electronic engineering, EIconRus 2020 -2020. - P. 1333-1338.

104. Turysheva, A.V. Improving energy performance of the oil and gas industry by applying technologies for the use of associated petroleum gas/ A.V. Turysheva, Y.V. Gulkov, A.V. Krivenko // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019, pp.442-447 DOI: 10.1201/9781003014577-56.

105. Veprikov, A.A. Problems of operating industrial dc power sources in parallel connection / Veprikov A.A., Glukhov A.A. // Proceedings of the 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, EIconRus 2020. 2020. C. 1339-1343.

ПРИЛОЖЕНИЕ А**Акт внедрения результатов исследования диссертации в электротехнических комплексах производственных объектов ООО «Газпром трансгаз Томск»****АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

Результатов диссертационной работы «повышение энергоэффективности автономных электротехнических комплексов с использованием вторичных энергоресурсов»
Богданова Ивана Андреевича.

Диссертационная работа Богданова Ивана Андреевича представляет научный и практический интерес для газотранспортного предприятия ООО «Газпром трансгаз Томск». В соответствии с разработанной в диссертации мостиковой структурой с применением параллельного активного фильтра и тиристорной системы автоматического ввода резерва могут быть обеспечены организационные и технические решения, соответствующие требованиям, предъявляемым к энергетическим объектам ООО «Газпром трансгаз Томск».

Результаты проведенных экспериментальных исследований и промышленных испытаний показали параметры надежности и безотказности электроснабжения собственных нужд: коэффициент готовности 0.9995; время восстановления 9.5 час.; наработку на отказ 20500 час.; вероятность безотказной работы 0.65, что соответствует результатам моделирований, представленных в диссертационной работе. Применение мостиковой структуры позволит снизить число аварийных остановов технологических процессов, что подтверждает эффективность их использования. Применение тригенерационного режима позволит исключить снижение мощности генератора при высокотемпературных условиях работы на высоте свыше 1100 м. Работа позволяет обеспечить повышение коэффициента использования топлива до 90-95% и улучшение экологической ситуации путем снижения выбросов высокотемпературных углеродсодержащих газов в соответствии с политикой ПАО «Газпром» и Парижским соглашением.

В связи с вышеизложенным, ООО «Газпром трансгаз Томск» при эксплуатации, реконструкции и строительстве новых энергетических объектов в рамках снабжения компрессорных станций в дальнейшем заинтересовано в использовании полученных результатов применения разработанного электротехнического комплекса, а также выводы и рекомендации, изложенные в диссертационной работе Богданова И.А.

Главный энергетик –
начальник отдела
главного энергетика
ООО «Газпром трансгаз Томск»



И.С. Обьедков