

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

Иванин Олег Александрович

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МАЛОЙ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

Специальность 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н. Директор Л.Б.

Москва – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. Основные тенденции развития малой энергетики.....	8
1.1 Текущее состояние и перспективы развития российской энергетики.....	8
1.2 Энергетические комплексы малой распределенной энергетики .	18
1.3 Оптимизация энергетических комплексов малой распределенной энергетики.....	29
ГЛАВА 2. Математическое моделирование и разработка методики оптимизации комплексов малой распределенной энергетики	38
2.1 Математическая модель комплексов малой распределенной энергетики. Выбор метода оптимизации.....	39
2.2 Целевая функция.....	48
2.3 Программная реализация методики.....	52
2.4 Примеры решения оптимизационной задачи и результаты расчетов.....	56
2.5 Применение методов декомпозиции для решения оптимизационной задачи.....	65
Выводы к главе 2.....	66
ГЛАВА 3. Моделирование графиков энергетических нагрузок обособленных потребителей.....	68
3.1 Основные подходы к моделированию нагрузок. Обоснование выбора метода искусственных нейронных сетей	70
3.2 Постановка задачи моделирования графиков электрических нагрузок коммунальных потребителей.....	76

3.3 Программная реализация предлагаемого метода прогнозирования нагрузок	81
3.4 Результаты моделирования графиков нагрузок.....	86
Выводы к главе 3.....	90
ГЛАВА 4. Экспериментальные исследования стендовой модели энергетического комплекса.....	91
4.1 Цели и задачи экспериментальных исследований	91
4.2 Испытательный стенд ОИВТ РАН.....	91
4.3 Исследования характеристик газопоршневой мини-ТЭЦ.....	95
4.4 Исследование режимов работы аккумулятора тепла	97
4.5 Верификация метода оптимизации и компьютерной программы по результатам испытаний	104
Выводы к главе 4.....	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	114
Приложение А	124

ВВЕДЕНИЕ

Распределенная генерация играет все более заметную роль в энергетическом балансе многих стран, в том числе России [1, 2]. При этом требования энергоэффективности и энергосбережения, экологические ограничения заставляют использовать все более сложные схемы энергетических комплексов: когенерационные и тригенерационные, с тепловыми и электрическими аккумуляторами, гибридные схемы с установками на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). Переменные нагрузки потребителя и многообразие типов современных энергогенерирующих и аккумулирующих установок делают задачу выбора оптимальной конфигурации энергетического комплекса нетривиальной и труднореализуемой без использования эффективных численных методов и адекватных математических моделей.

Несмотря на тот факт, что около двадцати миллионов человек проживает в России на территориях, удаленных от объектов централизованной энергетики [3], нормативная и методологическая база для проектирования энергетических комплексов отсутствует. Действующие федеральные законы в области энергоснабжения [4, 5] не определяют требования к эффективности производства тепловой или электрической энергии, а единственный существующий СНиП [6] регламентирует правила проектирования и строительства исключительно тепловых электростанций мощностью 25 МВт и более. Таким образом, не существует законодательных актов или нормативных правил, позволяющих выбрать генерирующее оборудование для системы энергоснабжения заданного потребителя (группы потребителей) с учетом климатических особенностей региона, наличия ВИЭ, местных цен на энергоносители и т.д. Разработка методики решения задач оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов способствует снижению затрат на энергоснабжение потребителей, подключенных к автономным источникам тепло- и электроснабжения, а

также повышению эффективности и экономичности энергетических систем распределенной энергетики.

Цели и задачи

Целью диссертационной работы является разработка алгоритмов оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики, направленных на снижение затрат на производство энергии. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Критический анализ методов оптимизации энергетических комплексов малой распределенной энергетики, имеющих в своем составе как традиционные энергогенерирующие установки, так и установки на возобновляемых источниках энергии, накопители электрической и тепловой энергии.
2. Определение целевых критериев выбора схем и режимов работы комплексов малой энергетики.
3. Разработка обобщенной математической модели комплексов малой энергетики произвольного состава.
4. Обоснование метода оптимизации и его адаптация для решения задачи оптимизации схем и режимов работы комплексов малой распределенной энергетики.
5. Разработка алгоритма и метода краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок потребителей, находящихся вне зон централизованного энергоснабжения, в условиях ограниченности исходной информации.
6. Проведение экспериментальных исследований стендовой модели энергетического комплекса для верификации разработанных моделей и программ.

Научная новизна

Предложен новый метод оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики на основе

симплексного алгоритма. В отличие от существующих подходов метод позволяет моделировать работу энергетического комплекса с произвольным набором электро- и теплогенерирующего оборудования и накопителей энергии и определять оптимальную конфигурацию комплекса и оптимальные режимные карты работы входящего в него оборудования в соответствии с выбранным критерием оптимизации.

На основе технологии искусственных нейронных сетей разработан алгоритм краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок обособленных потребителей, позволяющий прогнозировать графики нагрузок в условиях ограниченности исходной информации о потребителе энергии, при которых традиционные методы прогнозирования неприменимы.

Практическое значение

Практическая значимость работы заключается в создании метода оптимизации энергетических комплексов малой распределенной энергетики произвольного состава и метода краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок при ограниченной информации о потребителе энергии, позволяющих определять оптимальную конфигурацию энергетического комплекса и оптимизировать затраты на энергообеспечение потребителя. Разработанные методы могут быть использованы в предпроектных исследованиях для выбора концепции энергоснабжения потребителя и при разработке системы интеллектуального управления энергокомплексами.

Метод оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов был использован в работе ОИВТ РАН по проекту «Разработка и экспериментальная апробация технических решений повышения эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжатия топлива» Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2014-2020 годы».

Положения, выносимые на защиту

Метод оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики, разработанный на основе симплексного алгоритма. Разработанный метод предназначен для моделирования работы энергетического комплекса с произвольным набором электро- и теплогенерирующего оборудования и накопителей энергии и для определения оптимальной конфигурации комплекса и оптимальных режимных карт работы входящего в него оборудования в соответствии с выбранным критерием оптимизации.

Алгоритм краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок обособленных потребителей, построенный на базе технологии искусственных нейронных сетей, позволяющий прогнозировать графики нагрузок в условиях ограниченности исходной информации о потребителе энергии, при которых традиционные методы прогнозирования неприменимы.

Личный вклад автора

Участие в экспериментальных исследованиях энергетических установок на стенде ОИВТ РАН, разработка программы преобразования, обработки и визуализации режимных параметров автономных энергетических комплексов в режиме реального времени, анализ и обработка результатов экспериментов. Участие в разработке математических моделей отдельных энергетических установок, а также обобщенной модели комплекса малой энергетики. Адаптация симплекс-метода под задачу оптимизации схем и режимов работы комплексов малой энергетики. Разработка метода моделирования графиков энергетических нагрузок обособленных потребителей. Реализация разработанных методов в виде компьютерных программ в среде программирования Delphi и проведение тестовых расчетов. Подготовка статей, докладов и заявок на регистрацию программ для ЭВМ, написанных и разработанных в рамках диссертационной работы.

Апробация работы

Основные положения диссертации докладывались на следующих конференциях: World Sustainable Energy Days 2012 – Linz, Austria, 29 февраля – 2 марта 2012; Молодежная конференция «Вклад молодежи в решение практических задач в области модернизации энергетики и развития энергетической инфраструктуры» в рамках Ярославского энергетического форума 2012, Ярославль, 5–6 декабря 2012; Восьмая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых ЭНЕРГИЯ-2013, Иваново, 24 апреля 2013; Молодежная конференция в рамках Ярославского энергетического форума 2015, Ярославль, 2–3 декабря 2015; XXXI International Conference on Equations of State for Matter, Кабардино-Балкария, 1–6 марта 2016; Современные проблемы теплофизики и энергетики, Москва, 9-11 октября 2017;

Публикации

Результаты диссертационной работы опубликованы в семи научных статьях: шесть – в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, из которых две – в издании, индексируемом в реферативной базе Web of Science.

Получено 2 свидетельства на регистрацию программ для ЭВМ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 125 страницах, содержит 41 рисунок, 8 таблиц, 1 приложение, и список литературы из 85 наименований.

Работа частично выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по соглашению о субсидии № 14.607.21.0157 (уникальный идентификатор проекта RFMEFI60716X0157).

ГЛАВА 1. Основные тенденции развития малой энергетики

1.1 Текущее состояние и перспективы развития российской энергетики

Как следует из названия диссертационной работы, она посвящена исследованию энергетических комплексов малой распределенной энергетики. И перед тем как формулировать проблематику исследований и ставить задачи необходимо определить, что означает термин «малая энергетика» и в каких случаях уместно его употребление.

В литературе можно найти несколько различных определений энергетических систем, которые можно отнести к «малым». Все они сводятся к тому, что объект малой энергетики – это энергетический комплекс, генерирующие мощности которого не превышают некоторого порогового значения. Значение это в различных источниках может варьироваться в достаточно широких пределах: от одного до нескольких десятков МВт [7].

Выбор порогового значения мощности не объясняет, однако, для чего вообще нужно подобное разделение и введение отдельного термина. Дело в том, что рядом с определением «малая» очень часто в публикациях можно увидеть другое определение – «распределенная». Различия между объектами распределенной и централизованной энергетики найти гораздо проще. В случае с централизованной энергетикой один производитель электроэнергии обеспечивает большую группу потребителей, которые могут находиться на значительном расстоянии от источника. Для распределенной энергетики характерно наличие множества маломощных источников энергии, снабжающих отдельных потребителей (либо небольшие группы потребителей), расположенных поблизости. При этом источник энергоснабжения может быть включен в состав более крупной распределительной сети и передавать в нее избыток мощности в периоды провалов нагрузки потребителя.

До 1882 года практическое применение электроэнергии ограничивалось уличным освещением, причем каждая площадь, улица или мост снабжались от собственного источника электроэнергии. В 1882 году в Нью-Йорке при поддержке основанной Томасом Эдисоном компании «Edison electric light» (ныне General electric) была введена в эксплуатацию первая электростанция [8]. Хотя вырабатываемая мощность составляла всего лишь около 500 кВт, а максимальная удаленность потребителей не превышала 2 км из-за несовершенства технологий передачи электроэнергии, эту электростанцию можно считать первым источником централизованного энергоснабжения. В последующие годы в энергетике сформировалась тенденция на укрупнение электростанций и увеличение единичной мощности установок в связи с большей экономической и энергетической эффективностью более крупных машин.

Высокая степень централизации в энергетике была особенно характерна для СССР с его плановой экономикой. В 20-х годах прошлого столетия перед советским правительством стояла задача провести индустриализацию и электрификацию страны, с нуля создавались крупные промышленные центры – главные потребители энергии. Учитывая масштаб поставленных задач и сжатые сроки, строительство относительно небольшого количества крупных электростанций вблизи мест добычи энергоресурсов – вполне оправданная стратегия. План ГОЭЛРО, согласно которому должно было быть введено в эксплуатацию 30 электростанций общей мощностью 1750 МВт, был успешно выполнен к 1931 году, а по ряду показателей – перевыполнен [9].

Тенденция строительства крупных электростанций и максимальной централизации производства электроэнергии сохранялась в отечественной энергетике вплоть до распада СССР. К концу 90-х начинает формироваться новая модель развития энергетики страны, в которой малая энергетика играет все более заметную роль. Началу развития малой распределенной энергетики в России способствовали следующие факторы:

- Переход от плановой экономики к рыночной сделал возможным строительство негосударственных электростанций.
- Совершенствование технологий конструирования и производства генерирующих установок малой энергетики привело к значительному повышению их эффективности. В ряде случаев маломощная установка может оказаться более эффективной, чем традиционный паросиловой энергоблок, электрический КПД которого не превышает 40% [10].
- Высокая степень износа и ограниченная пропускная способность сетей централизованного энергоснабжения сделали в начале 2000-х подключение потребителя к сети в Центральной части России проблематичным в связи с дефицитом производства электроэнергии. Например, Московская энергосистема в 2010 году имела дефицит в 17 млн кВтч, что составляло 17% от всего электропотребления. Ежегодно величина дефицита возрастала более чем на 1 млн кВтч [11].
- Тариф на присоединение к сетям централизованного энергоснабжения для Центрально-Европейского региона России значительно вырос в последние годы, превысив возможные затраты на строительство энергетических объектов аналогичной мощности (рис. 1.1) [12].
- Всего лишь около 1/3 территории России охвачено системами централизованного энергоснабжения [3]. Из-за низкой плотности населения целесообразно организовать энергоснабжение остальной территории за счет строительства автономных энергетических комплексов.

Во многих населенных пунктах, удаленных от энергетических и топливных магистралей, экономически оправданной является эксплуатация установок на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), хотя, как будет показано ниже, в условиях российской энергетики они пока практически не в состоянии конкурировать с установками на углеводородном топливе.

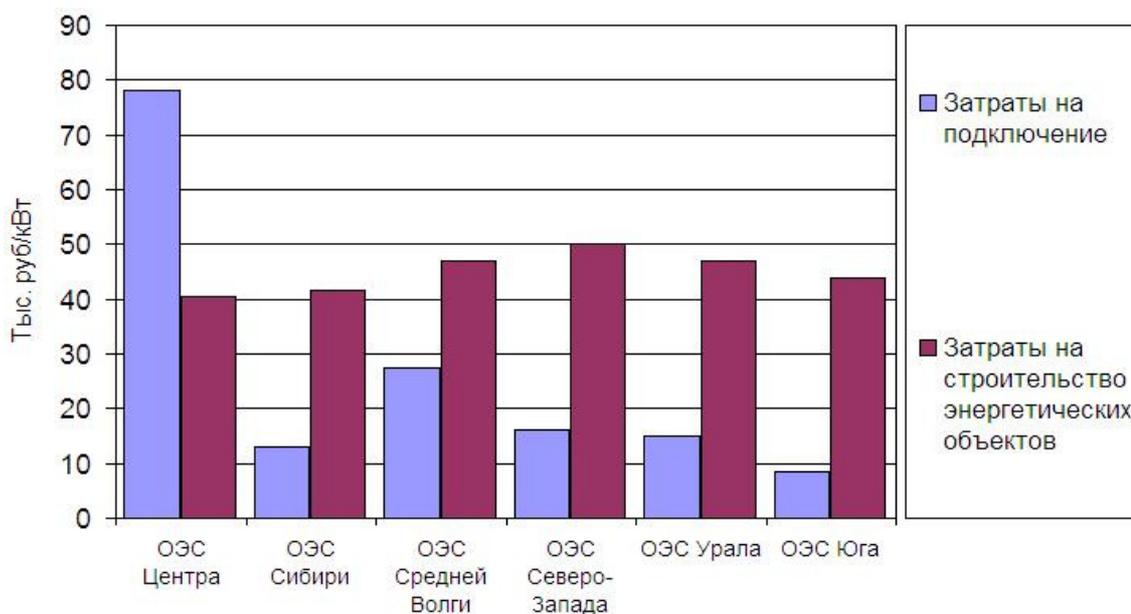


Рисунок 1.1 – Соотношение капитальных вложений в малую энергетику и затрат на подключение к системам централизованного электроснабжения

Таким образом, малая распределенная энергетика получила существенный толчок к развитию в России. Для того чтобы определить перспективы и основные направления ее развития необходимо взглянуть на отечественную энергетику в целом.

Согласно данным Росстата [13] за 2014 год в России было выработано 1064 млрд кВтч электроэнергии, что составляет около 4,5% мирового производства. По данному показателю наша страна занимает 4-е место, уступая Китаю, США и Индии. Разрыв между Россией и Индией составляет около 100 млрд кВтч, в то время как объемы производства электроэнергии в Китае и США превышают российские в 5 и 4 раза, соответственно [14].

Установленная мощность электрогенерирующего оборудования в 2014 году составляла около 260 ГВт. Начиная с 2000-го года в России наблюдался постоянный рост как генерирующих мощностей, так и вырабатываемой электроэнергии, хотя экономические кризисы 2008 и 2012-2013 годов стали причиной снижения выработки в эти годы. Прирост потребления электроэнергии опережает скорость ввода новых мощностей в годы, соответствующие экономическому росту, и отстает от него в периоды

стагнации (рис. 1.2) [13]. Несмотря на непростую ситуацию в экономике, есть факторы, позволяющие прогнозировать дальнейший рост генерирующих мощностей в ближайшие годы: повышенный спрос на электроэнергию в Центрально-Европейском регионе и необходимость строительства электростанций для снабжения Крымского полуострова.

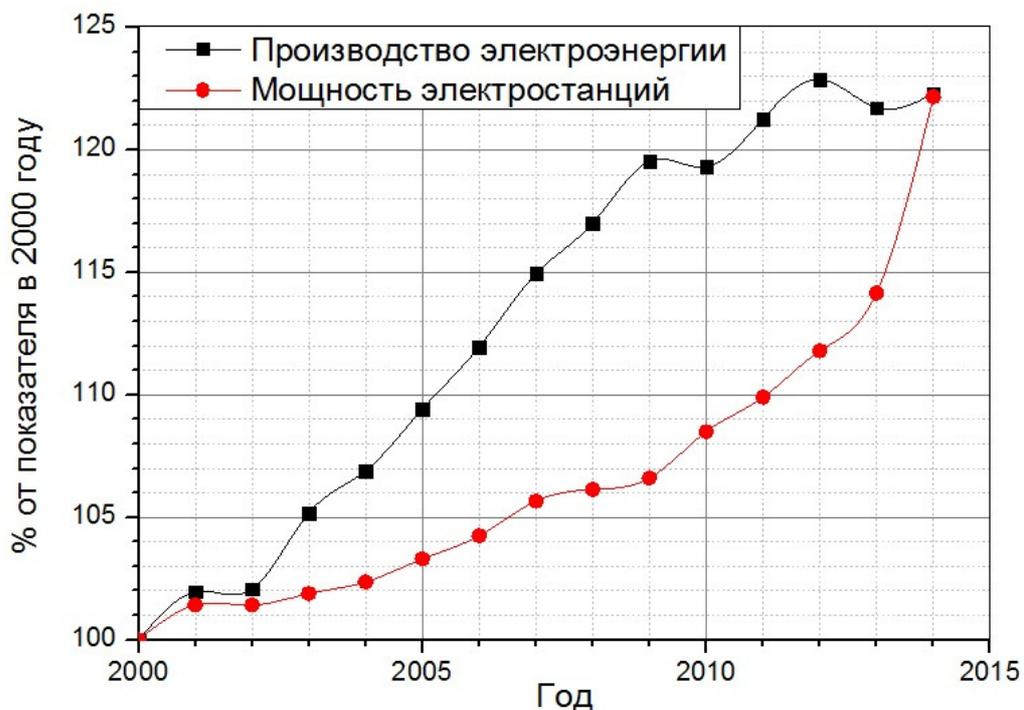


Рисунок 1.2 – Динамика производства электроэнергии и ввода генерирующих мощностей в России в 21 веке

Российская экономика – одна из наиболее энергоемких в мире. В таблице 1.1 приведены относительные величины энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) для различных стран в 2005, 2010 и 2015 годах [15]. Энергоемкость ВВП Российской Федерации в 21 веке в среднем в 2-3 раза превосходит этот показатель для большинства европейских стран. Сам по себе этот факт не говорит ни о технологическом, ни об экономическом отставании России, поскольку энергоемкость ВВП зависит, в том числе, от структуры экономики и природных условий. Однако сходные по природным условиям с Россией Канада и Норвегия обладают существенно более низкими показателями энергоемкости ВВП, несмотря на то, что по

сравнению с такими странами как Германия или Великобритания их экономика также является весьма энергоемкой.

Таблица 1.1 – Энергоемкость ВВП стран мира, т н.э. на 1000 \$ США по паритету покупательной способности по курсу 2011 года

Страна	Год		
	2005	2010	2015
Узбекистан	0,434	0,264	0,186
Украина	0,305	0,268	0,208
Россия	0,250	0,222	0,210
Китай	0,179	0,151	0,122
ЮАР	0,177	0,168	0,153
Канада	0,152	0,139	0,130
Германия	0,083	0,075	0,066
Норвегия	0,079	0,095	0,076
Турция	0,070	0,076	0,075
Великобритания	0,069	0,062	0,050
Колумбия	0,049	0,046	0,041

Для большинства стран в последние 20 лет характерна тенденция снижения энергоемкости ВВП, однако технологический потенциал этого процесса падает. Если в период с 2000 по 2008 год энергоемкость ВВП России снизилась на 35%, то в последующие 8 лет этот показатель менялся незначительно [16]. Стабилизация этой величины свидетельствует, в том числе, об отсутствии изменений в структуре экономики государства.

На рисунке 1.3 приведена структура потребления первичных энергоресурсов в России [17]. Большая часть энергии (тепловой и электрической), потребляемой Россией, производится путем сжигания традиционных углеводородных топлив, преимущественно – природного газа. Россия занимает второе место в мире по объемам добычи природного газа, кроме того, данный вид топлива имеет ряд преимуществ перед другими традиционными топливами: газ легко транспортировать на большие расстояния, его легче хранить и сжигать, чем уголь или мазут, кроме того,

при сжигании газа образуется меньше загрязняющих веществ. Цена, отнесенная к теплоте сгорания топлива, у природного газа в среднем по стране ниже, чем у каменного угля или дизельного топлива [16, 18].

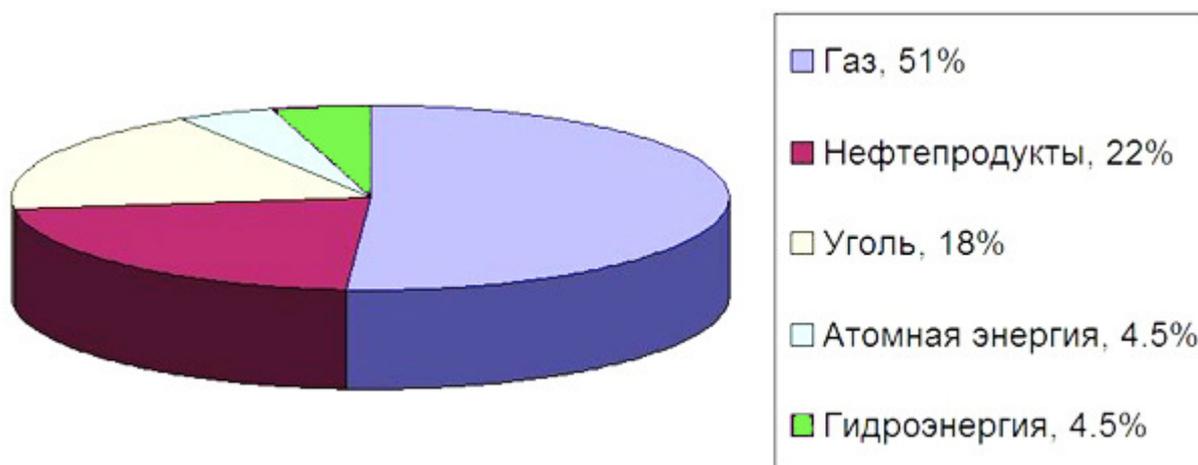


Рисунок 1.3 – Структура потребления первичных энергоресурсов в энергетике России

Для формирования полной картины отечественной энергетики необходимо рассмотреть не только используемые энергетические ресурсы, но и на каких предприятиях производится тепловая и электрическая энергия. Производственная структура российской электроэнергетики представлена на рис. 1.4 [13].

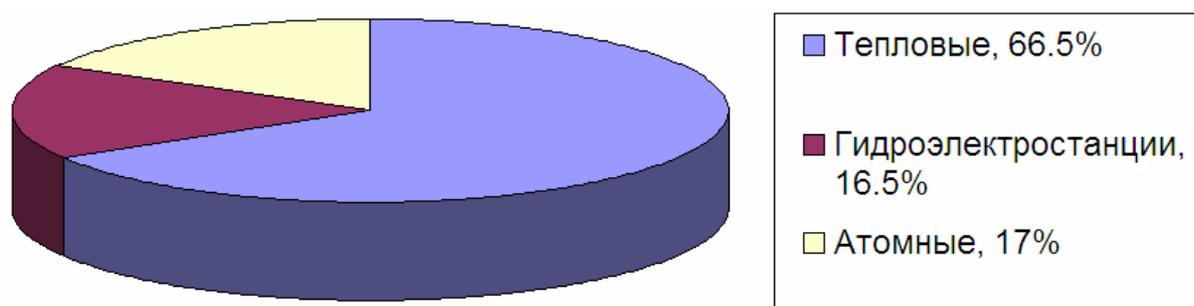


Рисунок 1.4 – Структура производства электроэнергии в России в 2015 году

Хотя гидроэнергетика и обеспечивает значительную долю производства электроэнергии в России, почти вся она приходится на крупные ГЭС, в то время как выработка электроэнергии с использованием других ВИЭ (включая микрогидроэнергетику) составила в 2014 году только 1,6 млрд кВтч, т.е. 0,14% от общего количества. При этом экономический потенциал

возобновляемой энергетики составляет в России около 25% внутреннего потребления энергоресурсов [19]. Малое внимание развитию ВИЭ обусловлено следующими факторами:

- большие запасы органического топлива;
- низкие тарифы на электрическую и тепловую энергию, что снижает конкурентоспособность ВИЭ;
- отсутствие стимулирования интеграции ВИЭ в экономику на государственном уровне.

Последний фактор играет особенно существенную роль. Благодаря развитой государственной поддержке в странах Европы электростанции, вырабатывающие энергию с использованием ВИЭ, способны выдержать конкуренцию с ТЭС, а при определенных условиях производимая ими энергия вообще может оказаться бесплатной для потребителя или даже иметь отрицательную стоимость, как это было в Германии 8 мая 2016 года [20].

В силу климатических особенностей выработка тепловой энергии в России превышает электрогенерацию примерно в 1,36 раза. Производственная структура российского теплоснабжения, построенная на основе данных Министерства энергетики РФ [13], представлена на рисунке 1.5. В ней не учитывается тепло, вырабатываемое производственными котельными без отопительной нагрузки, а также тепло, получаемое в частных хозяйствах для собственных нужд. Общее потребление тепла в системах централизованного теплоснабжения в 2013 году составило 1293 млн Гкал. Теплоснабжение выглядит еще консервативнее, чем электроэнергетика: более 99% всей отпускаемой в сеть тепловой энергии производится на ТЭЦ и в котельных путем сжигания традиционных видов топлива. Однако высокая доля котельных (около 55%) формирует потенциал для развития распределенной энергетики. Начиная с 2005 года, суммарная мощность отопительных котельных падает, а количество – растет. В период с 1995 года средняя мощность отопительных котельных уменьшилась на 15% – с 9,2 до 7,9 Гкал/ч. Сохранение этой тенденции означает преимущественный рост

маломощных котельных и децентрализацию теплоснабжения. Множество существующих и вновь создаваемых котельных могут быть модернизированы посредством установки газотурбинных надстроек. Применение для выработки электроэнергии сравнительно дешевого газотурбинного оборудования позволяет повысить коэффициент использования топлива и превратить котельные в мини-ТЭЦ, способные конкурировать с крупными ТЭС по себестоимости производимой электроэнергии. Кроме того, переход к распределенной генерации приведет к снижению потерь при транспортировке электроэнергии, которые в 2013 году составили 9% в среднем по стране [13].

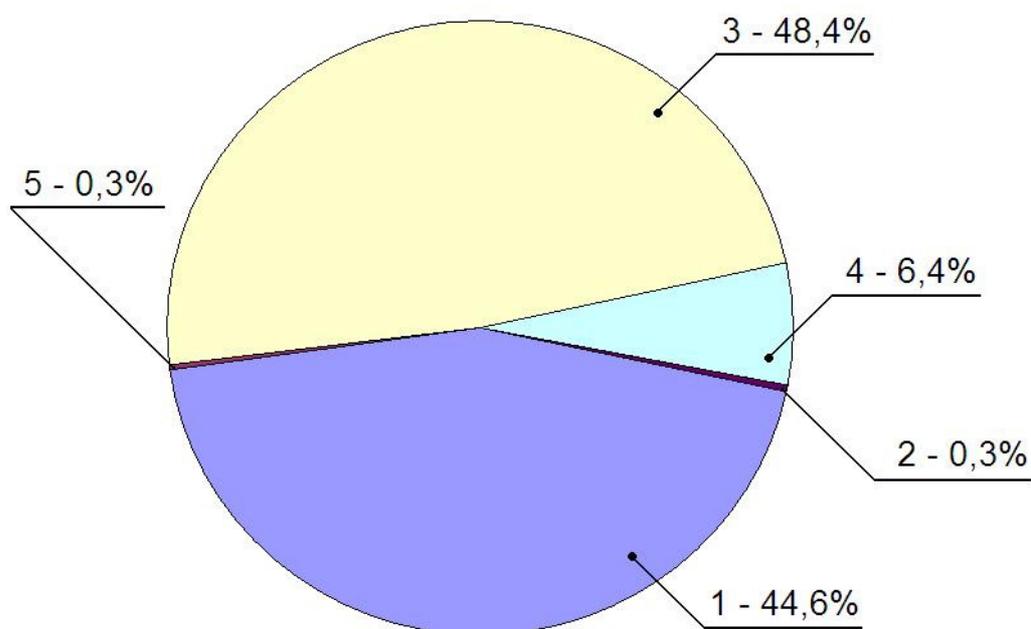


Рисунок 1.5 – Производство тепла в системах централизованного теплоснабжения в России: 1 – на ТЭЦ и КЭС (конденсационные электростанции); 2 – на АЭС; 3 – отопительными котельными мощностью не менее 20 Гкал/ч; 4 – отопительными котельными мощностью менее 20 Гкал/ч; 5 – другие источники тепла (ГЕОТЭС, электробойлерные и т.д.)

Подводя итоги вышесказанного, можно дать общую оценку состояния российской энергетической отрасли.

Российская энергетика справляется со своими задачами, обеспечивая растущие потребности населения и промышленности. Она продолжает

развиваться, в том числе и в кризисные для экономики периоды, хотя скорость наращивания генерирующих мощностей относительно невелика – менее 1% в год. Российская энергетика обеспечена дешевыми отечественными энергоносителями. В то же время у нее есть ряд серьезных проблем:

- отсутствие доступа к системам централизованного энергоснабжения у примерно 20 млн людей, проживающих на 2/3 территории РФ;
- высокая степень износа генерирующего оборудования и распределительных сетей;
- низкая эффективность производства энергии и высокий уровень ее потерь при транспортировке;
- низкий уровень использования потенциала ВИЭ и местных энергоресурсов.

На постепенное решение этих проблем, технологическое преобразование отрасли и ее дальнейшее развитие направлена Энергетическая стратегия России [21]. Интенсивное развитие распределенной энергетики определено данной стратегией как одно из важнейших направлений в электроэнергетике, а множество предлагаемых мер по оздоровлению отрасли и рекомендуемых к разработке технологий напрямую связаны с развитием малой распределенной энергетики:

- разработка и создание интеллектуальных распределительных системообразующих сетей – smart grid;
- создание и широкое внедрение оборудования на модульной основе для строительства и перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационную основу;
- развитие технологий использования ВИЭ, а также многофункциональных энергетических комплексов для автономного энергообеспечения потребителей в районах, не подключенных к сетям централизованного энергоснабжения;

- внедрение технологий комбинированного использования возобновляемых источников энергии;
- развитие технологий аккумулирования электроэнергии.

Следует заметить, что в теплоснабжении более 10 лет сохраняется тенденция к децентрализации, что также позволяет прогнозировать устойчивый рост доли малой распределенной генерации в энергетическом балансе РФ в ближайшие десятилетия.

1.2 Энергетические комплексы малой распределенной энергетики

Энергетический комплекс малой энергетики представляет собой группу находящихся под единым управлением энергетических установок, обеспечивающих энергоснабжение одиночного потребителя либо небольшой группы компактно расположенных потребителей. Как было показано ранее, формальным критерием определения энергетического комплекса как объекта малой энергетики является совокупное значение номинальной мощности генерирующего оборудования этого комплекса. Такое определение удобно для статистики, однако никак не отражает характерные признаки объектов малой энергетики, отличающие их от объектов централизованного энергоснабжения. В качестве таких признаков может рассматриваться место в структуре крупной системы энергоснабжения (рис. 1.6) и состав оборудования энергетического комплекса.

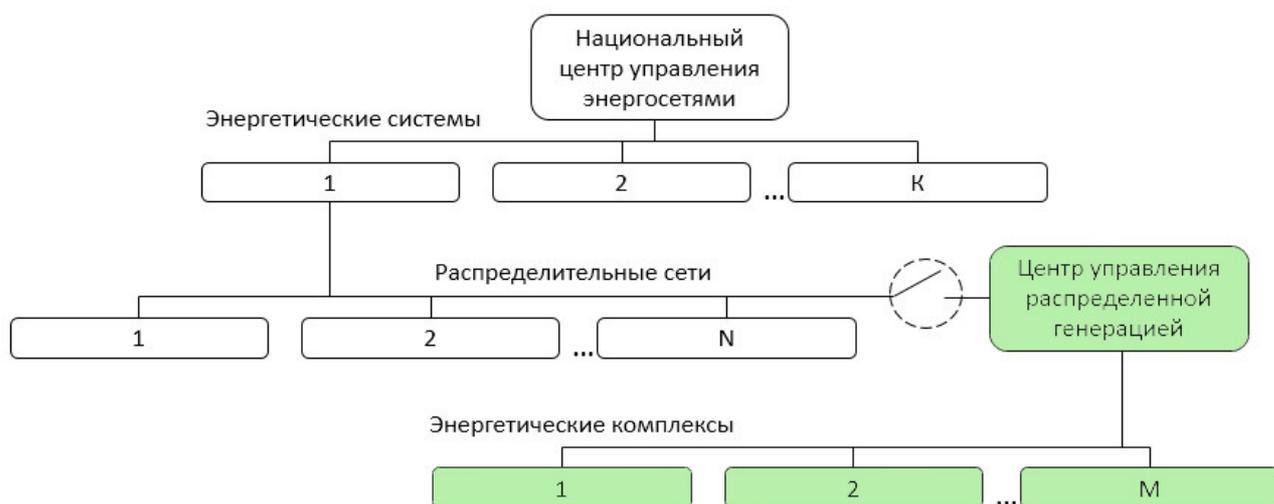


Рисунок 1.6 – Место энергетического комплекса малой распределенной энергетики в структуре Единой энергетической системы России

Особенности состава оборудования энергетических комплексов малой энергетики вытекают из разницы между характером энергетических нагрузок потребителей, подключенных к ним, и потребителей, находящихся в сфере систем централизованного энергоснабжения. Распределенная энергетика обеспечивает энергоснабжение таких объектов как небольшие населенные пункты, малые предприятия, объекты сельского хозяйства. Чем меньше потребителей подключено к источнику энергоснабжения, тем значительнее влияние случайных факторов на график их совокупной энергетической нагрузки. В случае с малой энергетикой это означает меньшую предсказуемость и более резкие перепады нагрузок по сравнению с характерными потребителями для объектов централизованной энергетики: крупными предприятиями и городскими районами. Такой характер нагрузок в совокупности с необходимостью значительных капитальных затрат и потребностью в больших площадях для организации водоподготовки, производства пара и охлаждения воды затрудняет эксплуатацию паротурбинных установок для автономного энергоснабжения небольших потребителей. Вместо них в малой энергетике могут применяться не требующие системы водоподготовки и более устойчивые к резким сменам режима работы установки на традиционном топливе: дизель-генераторы (ДГУ), газопоршневые (ГПУ), газотурбинные установки (ГТУ). Для

производства тепла эти установки могут быть оборудованы надстройками, превращающими их в мини-ТЭЦ, либо работать параллельно с самостоятельными источниками: газовыми, угольными или электрическими котлами.

Наряду с установками на углеводородном топливе в состав энергетического комплекса могут входить установки на ВИЭ. Такие комплексы получили название гибридных [22]. Эффективность работы установок на базе ДВС зависит от того, насколько близок режим их работы к номинальному, а эффективность работы установок на ВИЭ (фотоэлектрических и ветроэнергетических) – от времени суток, скорости ветра и других внешних условий. Стохастический характер нагрузок потребителей, изменчивость погодных условий и смена времени суток не позволяют постоянно эксплуатировать все эти установки в оптимальном режиме. Для сглаживания пиков и провалов графиков нагрузок, а также для повышения эффективности работы установок на ВИЭ в комплексах малой энергетики гораздо чаще, чем на предприятиях централизованной энергетики, применяются аккумуляторы тепловой и электрической энергии [23]. Таким образом, можно выделить 3 ключевых особенности состава оборудования современных комплексов малой энергетики:

1. Применение установок на базе ДВС в качестве основных генераторов электроэнергии.
2. Совместная работа установок на углеводородном топливе и установок на ВИЭ (гибридные комплексы).
3. Применение аккумуляторов тепловой и электрической энергии.

В общем случае установки, входящие в состав комплексов малой энергетики, можно разделить на несколько основных групп: электрогенерирующие установки на базе ДВС, мини-ТЭЦ на базе этих установок, водогрейные котлы, в т.ч. электрические, установки на ВИЭ, аккумуляторы тепловой и электрической энергии. Обобщенная схема энергетического комплекса, отражающая это разделение, представлена на

рис. 1.7. Помимо энергетических установок и аккумуляторов на рисунке изображены электрическая и тепловая сеть, т.к. комплексы малой энергетики могут работать как автономно, так и в составе распределительных сетей. Для лучшего понимания особенностей эксплуатации тех или иных установок, энергетических комплексов и перспектив развития технологий в малой энергетике ниже приводится обзор различных энергетических установок внутри каждой группы.

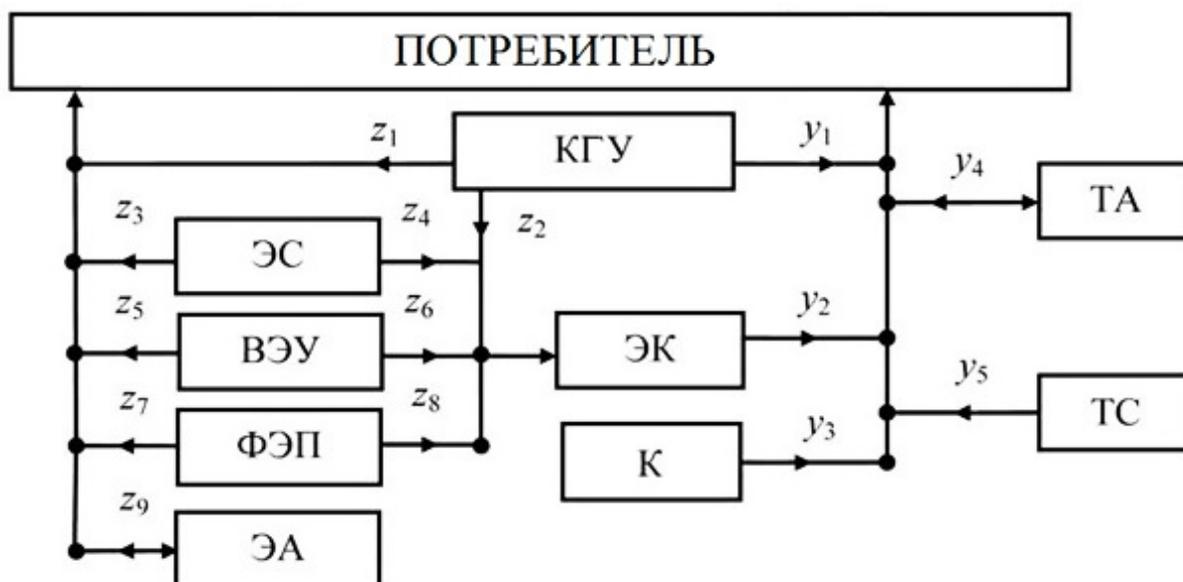


Рисунок 1.7 – Обобщенная схема энергетического комплекса малой энергетики: КГУ – когенерационная установка; ЭС – электрическая сеть; ТС – тепловая сеть; К – водогрейный котел; ЭК – электрокотел; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; ФЭП – фотоэлектрический преобразователь; ЭА – электроаккумулятор; ТА – тепловой аккумулятор; $z_1 \dots z_9$ – потоки электроэнергии (мощность); $y_1 \dots y_5$ – потоки тепловой энергии (мощность)

Газопоршневые установки широко применяются в малой энергетике благодаря высоким техническим характеристикам: относительно высокие значения КПД (до 45% у четырехтактных двигателей [24]), незначительное влияние на КПД температуры окружающего воздуха. К недостаткам этих установок можно отнести большое количество вредных веществ в выхлопных газах.

При необходимости обеспечения потребителя тепловой энергией ДГУ и ГПУ могут быть преобразованы в мини-ТЭЦ за счет установки теплообменных аппаратов для утилизации тепла отходящих дымовых газов и

блока цилиндров. Применение когенерации позволяет существенно повысить коэффициент использования топлива. Его максимальное теоретическое значение для установок такого типа составляет около 85% [25], однако, из-за жесткой связи между производством тепловой и электрической энергии при эксплуатации мини-ТЭЦ встает проблема утилизации избыточного тепла.

Используемые в настоящее время газотурбинные установки можно разделить на два основных типа: созданные на базе авиационного оборудования и созданные специально для эксплуатации в энергетической отрасли. ГТУ в среднем имеют более низкий номинальный КПД, чем ДГУ и ГПУ: от 25 до 35%. Кроме того, их КПД более чувствителен к работе в режимах неполной загрузки (рис 1.8).

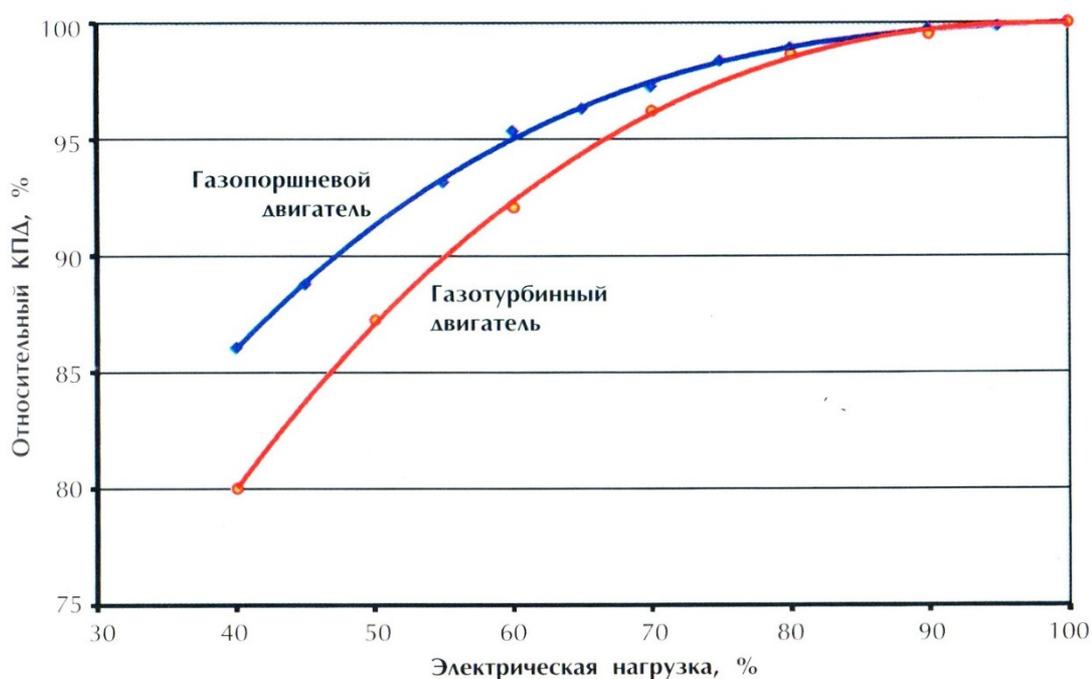


Рисунок 1.8 – Зависимость КПД от степени загрузки установки у газопоршневых и газотурбинных двигателей

Газотурбинные установки имеют ряд преимуществ. Во-первых, отношение массы к номинальной мощности у ГТУ в среднем в несколько раз ниже, чем у установок на базе дизельного двигателя. Во-вторых, с увеличением мощности установки удельные капитальные затраты у газовых турбин снижаются, а у ГПУ и ДГУ — растут. При единичной мощности свыше 20 МВт ГТУ обладают большей экономической эффективностью, в то

время как эксплуатация ГПУ и ДГУ выгоднее при мощности установки до 3,5 МВт. В диапазоне 5-15 МВт оба типа установок применяются в энергетике с равной экономической эффективностью приспосабливаясь к конкретным требованиям потребителей [24].

Когенерационные установки, как правило, работающие по графику электрогенерации, не всегда могут удовлетворить потребность в тепловой энергии вследствие жесткой связи между производством тепла и электричества. Для независимой выработки тепла в состав энергетического комплекса могут быть включены водогрейные котлы на углеводородном топливе: угле, газе или дизельном топливе. Средний номинальный КПД таких установок находится в диапазоне от 87% до 94% [24].

В ряде случаев в состав энергетического комплекса также может быть включен электрический котел. Учитывая, что КПД производства электроэнергии, как правило, не превышает 40%, использование электричества для производства тепла выглядит неразумным. Однако, для установок с сильной зависимостью КПД от степени загруженности подключение дополнительной нагрузки может в ряде случаев привести к экономии топлива. В работе [26] сравнивалась эффективность схем энергетических комплексов, включающих когенерационную установку на базе ГПУ а также газовый или электрический водогрейный котел. Результаты сравнения приведены на рис. 1.9. Максимальное значение $N_{отн}$ соответствует номинальной электрической мощности КГУ, а максимальное значение $Q_{отн}$ – тепловой мощности мини-ТЭЦ при работе в номинальном режиме. Разница эффективности схем определена как относительная разница расходов топлива в схеме с газовым котлом и в схеме с электродкотлом, т.е. провалы поверхности – области нагрузок, в пределах которых электродкотел эффективнее газового.

Водогрейная котельная также может быть превращена в мини-ТЭЦ путем установки газотурбинной надстройки. Такая модификация позволяет организовать производство электроэнергии с минимальными

дополнительными затратами топлива. Основное преимущество этой схемы перед другими когенерационными установками – возможность работы ГТУ и котла по независимым графикам нагрузок.

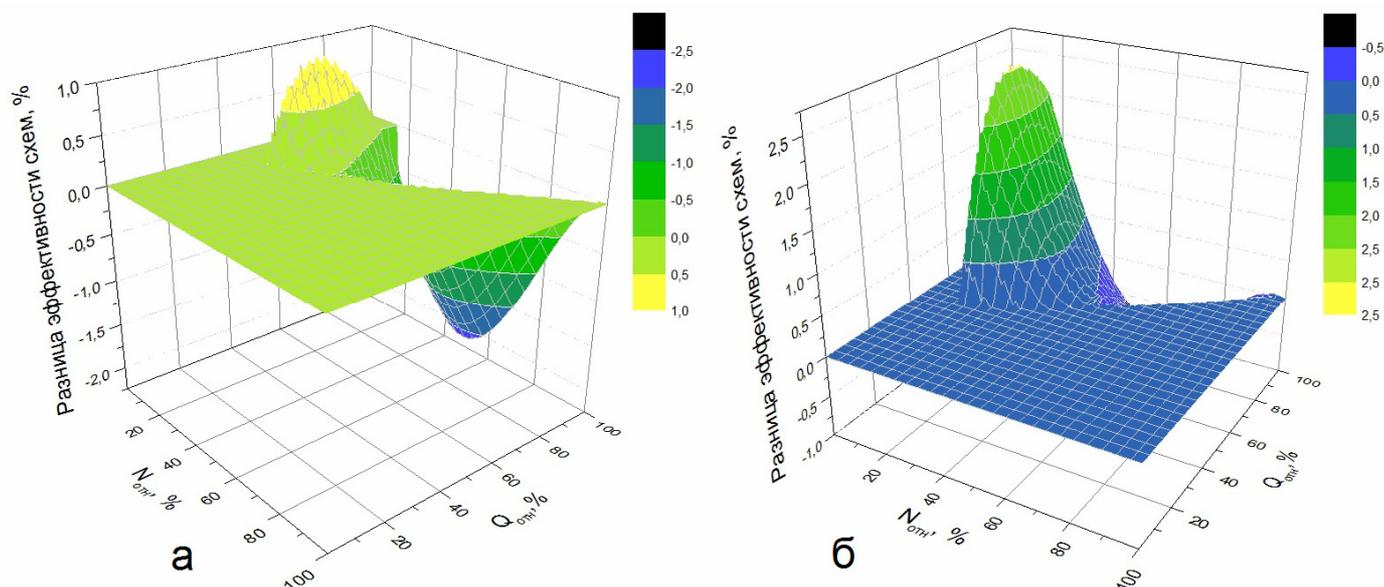


Рисунок 1.9 – Анализ эффективности применения электрокотла с когенерационной газопоршневой установкой: $N_{отн}$ и $Q_{отн}$ – относительные значения электрической и тепловой нагрузок потребителя, соответственно; КПД газового котла: а – 85%; б – 90%

Целесообразность включения в состав энергетического комплекса установок на ВИЭ возрастает с каждым годом в связи с совершенствованием и, как следствие, удешевлением технологий производства таких установок. Например, согласно данным агентства Блумберг, рыночная цена солнечных панелей в Германии за последние 10 лет упала более чем на 70% [27]. Техничко-экономические показатели ВЭУ также непрерывно улучшаются. Опыт создания ветроустановок в климатических условиях Европы показал, что ветровая ферма может обеспечить генерацию 12-16 МВт электроэнергии с 1 км² занимаемой площади по себестоимости 6-8 евроцентов за кВтч [3], причем в эту сумму включены капитальные и эксплуатационные затраты. Необходимо заметить, что затруднительной является оценка влияния на эту цифру налоговых льгот, предоставляемых государством для ВИЭ во многих странах Европы.

Все более широкое развитие получают и солнечные системы горячего водоснабжения и отопления. В настоящее время в мире эксплуатируется свыше 650 млн м² солнечных коллекторов общей мощностью около 450 ГВт [28].

Перспективным и относительно дешевым способом получения электроэнергии является использование малых ГЭС. Диапазон мощности таких установок варьируется от 1 кВт до 25 МВт, стоимость отечественного оборудования составляет от 900 до 2500 долл./кВт. Малые ГЭС обладают большим рабочим ресурсом (до 40 лет), их гидротехнические сооружения не приводят к затоплению лесов и сельскохозяйственных угодий, сносу населенных пунктов и промышленных объектов. Малые реки формируют в России около половины объема речного стока, а в их бассейнах проживает до 44% городского и до 90% сельского населения. Их энергетический потенциал, использование которого возможно доступными методами, составляет около 150 млрд кВтч [3].

Одним из наиболее распространенных типов электроаккумуляторов являются электрохимические аккумуляторы (свинцово-кислотные, никель-водородные, никель-кадмиевые, литий-ионные). Несмотря на такие недостатки, как ограниченная скорость зарядки и разрядки, невозможность полной разрядки и ограниченный ресурс, электрохимические аккумуляторы остаются пока одним из наиболее дешевых способов хранения электроэнергии после гидроаккумуляторов.

Гидроаккумуляторы энергии обладают наилучшими показателями мощности и емкости. Кроме того, их выходная мощность очень легко регулируется и им не страшна полная разрядка (в отличие от электрохимических аккумуляторов). Однако, необходимость строительства гидротехнических сооружений и наличия водоема ограничивает их область применения.

Кинетические накопители энергии или маховики способны быстро реагировать на изменение величин генерируемой и потребляемой мощности

в системе и отдавать накопленную энергию за очень короткий промежуток времени: до 5 минут. Данная особенность определяет наиболее подходящую нишу для применения кинетических накопителей – сглаживание перепадов мощности в ветроэнергетических системах. Мощность моделей, представленных на рынке достигает 500 кВт, а энергоемкость – 100 кВтч.

Помимо вышеперечисленных, множество новых типов электроаккумуляторов находятся в разработке либо на стадии демонстрационных проектов: аккумуляторы на сжатом воздухе, индуктивные накопители на сверхпроводниках, аккумуляторы водородного цикла, редокс-батареи.

Наиболее распространенным типом теплового аккумулятора является бак с водой. Вода используется в качестве теплоносителя в системах отопления и обладает едва ли не наибольшей теплоемкостью среди жидких и твердых веществ в рабочем диапазоне температур и давлений. Наиболее востребованная область применения аккумуляторов тепла – солнечная теплоэнергетика [23]. Однако, такие аккумуляторы могут значительно повысить эффективность схем на базе когенерационных установок, когда пики потребления электроэнергии и тепловой энергии не совпадают. В системах, где теплоносителем является газ, могут применяться аккумуляторы, представляющие собой насыпку из твердого материала, например, щебня. Разработаны аккумуляторы на фазовом переходе, позволяющие обеспечить постоянный температурный уровень отдаваемой энергии, а также термохимические аккумуляторы, обладающие возможностью преобразования низкопотенциальной тепловой энергии в высокопотенциальную. Такие аккумуляторы обладают значительно большей, нежели водяные, удельной энергоемкостью, однако, в настоящее время не получили широкого распространения из-за существенно более высокой стоимости.

Помимо вышеперечисленных в малой энергетике применяются разнообразные установки, использующие в качестве топлива биомассу,

тепловые насосы, позволяющие превращать низкопотенциальную тепловую энергию в высокопотенциальную, установки на базе двигателя Стирлинга [29], а также разнообразные установки и системы, использующие геотермальную энергию, энергию волн и приливов.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о большом разнообразии энергетического оборудования, которое может быть использовано в составе комплексов распределенной энергетики. С одной стороны, такое разнообразие позволяет серьезно повысить экономичность и эффективность энергетических комплексов за счет правильного подбора оборудования. С другой стороны, это сильно затрудняет сам процесс подбора, а согласованная работа разнообразных генерирующих установок и аккумуляторов требует применения современных автоматизированных систем контроля и управления производством энергии. Решить эти и другие проблемы современной энергетики призвано широкое внедрение технологий интеллектуальных сетей или smart grid.

Термин smart grid введен в практику в 2003 году после того как он появился в статье Michael Burr «Спрос надёжности будет управлять инвестициями» [30]. В 2005 году заработала Европейская технологическая платформа smart grid (ETP SG) [31], основной задачей которой были обозначены разработка стратегических руководств по развитию и внедрению технологий smart grid на территории ЕС, а также координация между национальными технологическими платформами в сфере энергетики.

Несмотря на схожесть формулировок в литературе, единого определения для понятия smart grid не существует. В официальных документах термин впервые был официально использован в Акте об энергетической независимости и безопасности, одобренном конгрессом США в декабре 2007 года [32]. В документе приводятся 10 признаков, определяющих в совокупности понятие интеллектуальной энергосети:

1. Высокий уровень использования цифровой информации и технологий управления с целью повышения надежности, безопасности и эффективности электросети.
2. Динамическая оптимизация работы и ресурсов сети в условиях полной кибербезопасности.
3. Развитие и внедрение распределенных энергоресурсов и распределенной генерации, включая возобновляемые источники энергии.
4. Развитие и объединение отклика и ресурсов потребителя, а также энергоэффективных ресурсов.
5. Внедрение «умных» технологий (интерактивных автоматизированных технологий оптимизации режимов работы устройств и приборов потребителя в режиме реального времени) для измерений, в каналах связи, определяющих режим работы и состояние сети, а также для автоматизации распределения электроэнергии.
6. Интеграция «умных» устройств и приборов.
7. Внедрение и интеграция передовых технологий накопления электроэнергии и «срезки» пиковых нагрузок, в том числе для бытовых электроприборов и гибридных электромобилей, а также внедрение тепловых аккумуляторов в системы кондиционирования.
8. Предоставление потребителям своевременной информации и доступа к контролю.
9. Разработка стандартов связи и функциональной совместимости приборов и оборудования, подключенных к электрической сети, включая инфраструктуру, обслуживающую сеть.
10. Обнаружение и устранение необоснованных или ненужных барьеров на пути внедрения технологий, практик и услуг smart grid.

Такое определение выглядит весьма расплывчатым, однако на базе этих 10 признаков можно выделить ключевые направления развития электроэнергетического хозяйства в рамках концепции smart grid:

1. Внедрение систем мониторинга, сбора и хранения информации о состоянии генерирующего оборудования, сетей и оборудования потребителей.
2. Оптимизация процессов производства, передачи и потребления электроэнергии с помощью систем автоматизированного управления.
3. Оптимизация производства энергии путем развития распределенной генерации и применения эффективных схем энергетических комплексов с учетом местных энергоресурсов и возможность использования установок на ВИЭ и аккумуляторов тепловой и электрической энергии.
4. Создание нормативной и законодательной базы, способствующей скорейшему распространению технологий smart grid.

Таким образом, концепция smart grid обозначает решение задачи выбора оптимального состава оборудования для энергетических комплексов как одно из основных направлений развития малой распределенной генерации.

1.3 Оптимизация энергетических комплексов малой распределенной энергетики

Оптимизация энергетических комплексов малой распределенной энергетики подразумевает поиск максимально эффективного способа организации энергоснабжения потребителя в заданных условиях. Хотя в качестве критерия эффективности могут быть выбраны такие величины как количество затраченного топлива или вредных выбросов, наиболее целесообразным выбором является величина суммарных затрат на энергоснабжение за расчетный период. Эти затраты могут быть разбиты на две группы:

1. Постоянные затраты, величина которых не зависит от режима эксплуатации оборудования энергетического комплекса. В данную группу входят капитальные затраты на закупку оборудования, ремонты, оплату труда персонала и т.д.

2. Переменные затраты, величина которых зависит от режима эксплуатации оборудования. К ним относятся, преимущественно, затраты на топливо.

Выбор суммарных затрат на энергоснабжение в качестве критерия эффективности энергетического комплекса определяет задачу оптимизации энергетических комплексов как совокупную задачу поиска оптимальной схемы и оптимальной режимной карты оборудования. При этом поиск оптимальной режимной карты может рассматриваться как самостоятельная задача, в то время как определение оптимальной схемы оборудования невозможно без параллельного поиска оптимальных режимов его работы.

В общем виде рассматриваемая задача представляет собой задачу многопараметрической оптимизации. Суть оптимизации заключается в нахождении экстремума функционала – целевой функции, вид которой определяется выбранным критерием оптимизации (в данном случае – сумма постоянных и переменных затрат за расчетный период).

Разработка методики оптимизации энергетических комплексов необходима для решения различных прикладных задач, связанных с проектированием и эксплуатацией комплексов малой распределенной энергетики:

1. Расчет оптимальной режимной карты для заданной конфигурации оборудования. Такая задача может решаться в рамках разработки системы автоматизированного управления существующим энергетическим комплексом. Оптимизируются только переменные затраты.

2. Сравнительные расчеты различных схемных решений с целью выбора наилучшего варианта из нескольких предложенных проектов. Решение задач данного типа сводится к последовательному поиску оптимальных режимных карт для каждой из предлагаемых схем оборудования с последующим сравнением затрат на энергоснабжение при их эксплуатации по этим картам. Несмотря на то, что выбирается наиболее

экономичная схема, в рамках расчета при решении подобной задачи оптимизируются только переменные затраты.

3. Нахождение оптимального решения при частичном изменении конфигурации энергетического комплекса (замена или добавление оборудования). Подобная задача возникает при реконструкции или модернизации существующего энергетического комплекса. Оптимизируются переменные затраты и частично – постоянные (для нового оборудования).

4. Проектный расчет оптимальной схемы и режимных карт оборудования энергетического комплекса. В ходе такого расчета оптимизируются как переменные, так и постоянные затраты. Из всех перечисленных задач данная задача является наиболее сложной. Методика решения такой задачи позволит также решать задачи трех других типов.

В связи с интенсивным развитием распределенной энергетики проблематике поиска оптимальных схем энергетических комплексов посвящено большое количество исследовательских работ прикладного характера.

Значительная часть из них посвящена оптимизации комплексов на базе ВИЭ [33-35], а также гибридных энергетических комплексов, которые имеют в своем составе электростанции или мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания [36, 37]. В работах, посвященных энергетическим комплексам, использующим только ВИЭ, оптимизируется суммарная площадь фотоэлектрических преобразователей (ФЭП), а также количество и основные конструкционные характеристики ветроэнергетических установок (ВЭУ).

В работе [34] детально рассмотрены различные подходы к оптимизации схемы расположения ВЭУ, критерием оптимизации является суммарная выработка электроэнергии за расчетный период, при этом количество и типоразмер установок полагаются изначально заданными или определенными на более раннем этапе проектирования энергетического комплекса. Как правило, для решения данной задачи применяются различные

вариации генетического алгоритма [38] из-за того, что сложная модель взаимного аэродинамического воздействия турбин делает невозможной запись целевой функции в виде функции свободных параметров оптимизируемой системы (положения ветроэнергетических установок в пространстве). Область, в которой должны быть расположены установки, разбивается на ячейки для снижения счетного времени.

Характерной особенностью расчетов, проводимых для энергетических комплексов на базе ВИЭ, является использование дополнительного ограничения – гарантированности энергоснабжения, определяемого как вероятность полного покрытия нагрузки потребителя энергии.

Необходимо заметить, что в работах [33-37] проблема оптимизации режимов работы энергетического комплекса не рассматривается: из-за относительной простоты выбранных схем режим энергоснабжения практически в любой момент является инвариантным. Оптимизация схемных решений сводится к решению задачи второго типа: сравнению результатов моделирования работы различных схем энергетических комплексов. При этом предлагаемые схемы, как правило, сравниваются с базовым вариантом, который может быть либо наиболее простым из возможных в случае решения теоретической задачи [36], либо реально существующей схемой энергоснабжения рассматриваемого потребителя [37].

В отдельную группу можно выделить работы, посвященные выбору систем аккумуляции энергии [39-41]. В таких работах оптимизируемым параметром является емкость аккумулятора, а критерием оптимизации – минимум топливных затрат на энергоснабжение. Следует обратить внимание, что включение аккумулятора в состав моделируемого комплекса качественно меняет сложность задачи моделирования, т.к. наличие аккумулятора устанавливает связь между различными периодами энергоснабжения и не позволяет рассматривать каждый часовой интервал как отдельную задачу.

Методы решения задачи выбора аккумулятора могут различаться в зависимости от решаемых параллельно задач. В работе [39] оптимизируется исключительно емкость электроаккумулятора, установленного в системе горячего водоснабжения жилого здания с электрическим водогрейным котлом, однако при этом используется подробная динамическая модель бака-аккумулятора тепла, а также полагается, что автоматическая система управления реализует управление с прогнозирующими моделями [42].

Авторы работы [40] использовали для моделирования энергетического комплекса программный комплекс TRNSYS – программу моделирования тепловых процессов в энергоустановках [43]. В результате расчетов оптимизировались емкость, конструкционные параметры грунтового аккумулятора тепла, а также оптимальная температура горячей воды, подаваемой в него при зарядке. Несмотря на то, что демонстрация преимуществ применения аккумулятора тепла – основная задача работы [40], в ходе работы также подбирались оптимальные варианты основного генерирующего оборудования и мощность пикового водогрейного котла. Последовательно моделировалось энергоснабжение зданий восьми различных типов от энергетического комплекса предлагаемого состава и путем сравнения определялась эффективность той или иной схемы.

Работа [44] посвящена выбору мини-ТЭЦ для заданного потребителя. В качестве вариантов рассматривались 3 типа установок: мини-ТЭЦ на базе дизельного двигателя, мини-ТЭЦ на базе газовой микротурбины с котлом-утилизатором, когенерационная система на базе высокотемпературного топливного элемента. Параметры установок в каждом случае выбирались таким образом, чтобы электрической и тепловой мощности каждой из них хватало для покрытия максимальных нагрузок потребителя.

Перечисленные работы обладают общей характерной особенностью: вне зависимости от количества оптимизируемых параметров, состава рассматриваемых энергетических комплексов и сложности моделей

отдельных установок поиск оптимальной схемы энергетического оборудования сводится к перебору вариантов, предложенных авторами.

Такой подход вполне оправдан, когда необходимо выбрать установку из небольшого количества существующих вариантов, однако, при проектировании гибридных комплексов с аккумулярованием тепловой и электрической энергии эффективность подхода выглядит сомнительной. В лучшем случае эксперту удастся предложить установки оптимального типа, но едва ли без расчетов, использующих методы математического моделирования, возможно угадать оптимальную емкость аккумуляторов или мощность дизель-генератора. Кроме того, при оптимизации энергетических комплексов с таким составом генерирующего оборудования как в работах [33-37, 39-41, 44] в силу простоты предлагаемых схем отсутствует необходимость решения задачи поиска оптимальных режимов работы, а значит, предлагаемые методы не вполне подходят для решения задачи оптимизации в общем виде.

В работе [45] состав оборудования энергетического комплекса оптимизируется посредством математического программирования, при этом энергетический комплекс включает дизель-генераторы, ВЭУ и ФЭП, электроаккумуляторы. Это сочетание характерно для гибридных комплексов, однако не является универсальным. При этом оптимизационный расчет проводится с учетом требований, предъявляемых к надежности электроснабжения, что дополнительно усложняет решение поставленной задачи. В связи с этим режим работы оборудования в рамках предлагаемой методики определяется по заданным заранее правилам, а не оптимизируется отдельно.

В силу особенностей методов оптимизации, предлагаемых в перечисленных ранее работах, особенный интерес представляют публикации, посвященные непосредственно оптимизации режимов работы энергетических систем [46, 47].

Несмотря на то, что работа [46] посвящена оптимизации работы реальной ТЭС, являющейся объектом централизованной энергетики, подходы, изложенные в статье, могут быть использованы при решении аналогичной задачи для комплексов малой распределенной энергетики. Т.к. оборудование ТЭС не является объектом оптимизации, в качестве критерия были выбраны удельные затраты топлива на производство электроэнергии. Выбор оптимального режима работы осуществлялся по методу Хука-Дживса – прямому методу поиска безусловного локального экстремума функции [48]. Т.к. оборудование ТЭС составляли 8 паровых котлов и 6 турбин, количество свободных параметров было весьма велико, и автор отдельно отмечает счетное время, недопустимо высокое в случае решения задачи в реальном времени с целью управления режимом работы электростанции. Проблема высокого счетного времени решалась за счет того, что все возможные режимы работы были смоделированы заранее и объединены в базу данных, а затем при необходимости нужный режим можно было найти в этой базе по исходным данным.

В [47] оптимизируется режим работы еще более крупной – региональной системы энергоснабжения. Несмотря на то, что основным критерием оптимизации остаются топливные затраты, вводятся дополнительные ограничения, связанные с необходимостью соблюдения экологических требований, а также лимитированной доступностью различных энергоресурсов в регионе (например, угля или газа). Решаемая в [47] задача может рассматриваться как задача многопараметрической оптимизации. Авторами предлагается несколько подходов к ее решению, согласно которым поиск оптимального режима функционирования энергосистемы может осуществляться как с помощью генетических алгоритмов [38], так и методами линейного программирования [47].

Применение методов линейного программирования для оптимизации схем и режимов работы комплексов малой энергетики было предложено в [49-52]. В перечисленных работах также обозначены ключевые требования,

предъявляемые к методике решения подобных задач: опора на обобщенную математическую модель энергетического комплекса, отказ от перебора вариантов в пользу математической оптимизации, реализация алгоритмов оптимизации в виде компьютерных программ. Методика, созданная в рамках настоящей диссертационной работы, представляет собой развитие подхода, изложенного в этих публикациях.

Анализ работ [36-40, 44-47] показал, что одной из наиболее значимых проблем в решении задач оптимизации энергетических систем является отсутствие данных о графиках энергетических нагрузок потребителя. В [41] для проведения расчетов использовались данные из открытых источников, представляющие собой усредненные для различных типов коммерческих зданий графики энергетических нагрузок. В [36] также предлагается моделировать работу энергетического комплекса по усредненному графику для конкретного типа зданий. В качестве способа получения такого графика предлагается имитационный метод Монте-Карло, которым обрабатывается база данных реальных графиков нагрузок. Результаты моделирования работы энергетического комплекса по графикам нагрузок двух характерных дней (зимнему и летнему) представлены в работах [37, 44]. Как следует из названия статьи [47], необходимость поиска решения в условиях неполноты исходной информации, в том числе отсутствие точных данных по энергетическим нагрузкам, является ключевой частью задачи, стоявшей перед авторами. Авторы предлагают 2 пути для представления графиков нагрузок потребителей:

- 1) использование случайно сгенерированного ряда значений;
- 2) представление величины нагрузки в каждый момент времени в виде нечеткого множества.

В обоих случаях моделированию графика предшествует статистическая обработка известных графиков нагрузок рассматриваемого потребителя.

Общность проблематики и наличие характерных недостатков у предлагаемых в литературе подходов к решению задач оптимизации

комплексов малой энергетики позволяет перейти к формулированию задачи настоящей диссертационной работы.

Анализ публикаций в отечественных и зарубежных изданиях показывает актуальность решения задач оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики. Разрабатываемая методика решения таких задач должна отвечать следующим требованиям:

- 1) в основе методики лежит математическая модель энергетического комплекса произвольного состава;
- 2) поиск оптимального состава энергетического комплекса осуществляется путем реализации метода математического программирования, а не посредством простого перебора экспертно-предлагаемых вариантов схем оборудования;
- 3) методика включает алгоритм моделирования графиков энергетических нагрузок потребителей, характерных для распределенной энергетики;
- 4) методика реализована в виде компьютерной программы, что делает возможным ее практическое применение.

ГЛАВА 2. Математическое моделирование и разработка методики оптимизации комплексов малой распределенной энергетики

Разработка методики оптимизации комплексов малой энергетики, не привязанной к конкретному потребителю или фиксированной композиции оборудования, предполагает формирование единого подхода к математическому моделированию разнообразных установок, которые могут быть включены в состав энергетического комплекса. Кроме того, выбору метода оптимизации и его адаптации для решения поставленной задачи предшествует её формализация и выбор критериев оптимизации. В случае с комплексами малой распределенной энергетики в качестве такого критерия может быть выбран расход топлива, экологические критерии или экономические показатели. В настоящей работе в качестве оптимизируемого параметра были приняты затраты на энергоснабжение заданного потребителя за расчетный период времени. В эту величину должны быть включены затраты, связанные со строительством энергетического комплекса, закупкой оборудования, зарплатой персонала, затратами на топливо, плановые ремонты и т.д. Формализация задачи предполагает составление обобщенной математической модели энергетического комплекса произвольного состава, а также формирование системы допущений, позволяющих упростить расчеты.

В главе приведено описание математической модели, а также обоснование выбора симплекс-метода в качестве метода оптимизации, его последующей адаптации для решения поставленной задачи, рассмотрению применимости методов декомпозиции с целью снижения счетного времени и описание программной реализации разработанной методики оптимизации в виде программных кодов. Настоящая работа является дальнейшим развитием подходов и методов, предложенных в [1, 49-52].

2.1 Математическая модель комплексов малой распределенной энергетики. Выбор метода оптимизации

Задача энергетического комплекса – бесперебойное энергоснабжение заданного потребителя. Т.е. в любой момент времени тепловая и электрическая нагрузки потребителя энергии должны полностью обеспечиваться. В общем случае помимо энергии, производимой генерирующими установками, потребитель может получать тепло или электроэнергию из сетей централизованного энергоснабжения либо использовать энергию, запасенную в аккумуляторах.

В основе математической модели энергетического комплекса произвольного состава лежат уравнения энергетического баланса потоков тепловой и электрической энергии [52]:

$$Q_{ec}^j = Q_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_Q} Q_i^j, \quad (2.1)$$

$$N_{ec}^j = N_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_N} N_i^j, \quad (2.2)$$

где Q_{ec}^j , N_{ec}^j – тепловая и электрическая нагрузки потребителя на j -м интервале времени; Q_{eg}^j – тепловая и электрическая мощности, характеризующие взаимодействие потребителя с внешними энергетическими сетями (эти величины положительны, если мощность импортируется из внешних сетей и отрицательны, если мощность экспортируется); m_Q , m_N – количество тепло- и электрогенерирующих установок в составе энергокомплекса, соответственно; Q_i^j – тепловая мощность i -й установки на j -м интервале времени; N_i^j – электрическая мощность i -й установки на j -м интервале времени.

Если установка не производит, а потребляет соответствующий вид энергии (например, электродкотлы или аккумуляторы), эти величины могут быть отрицательными. Если энергокомплекс экспортирует энергию во внешние сети, то величины Q_{eg}^j также будут иметь отрицательное значение.

Обобщенная схема комплекса малой распределенной энергетики, подключенного к внешним энергетическим сетям, с указанием направлений потоков тепловой и электрической энергии представлена на рис. 2.1.

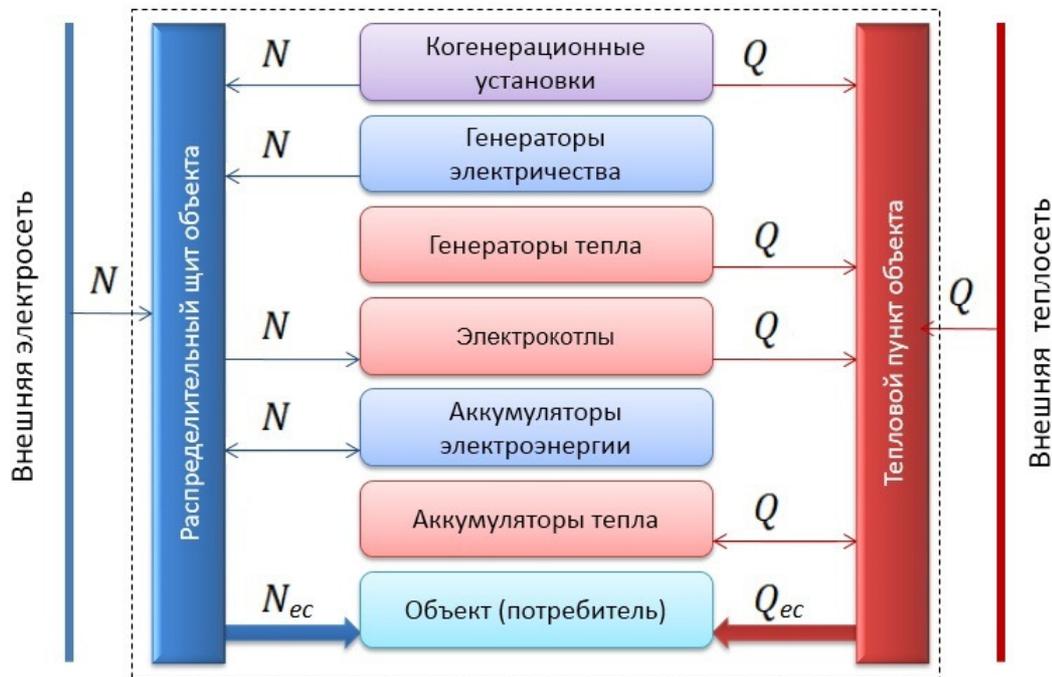


Рисунок 2.1 – Обобщенная схема энергетического комплекса

В качестве параметра, характеризующего режим работы энергетических установок, введем коэффициент загрузки, который вычисляется как отношение текущей мощности установки к ее номинальному значению

$$x_i^j = \frac{P_i^j}{P_i^{nom}}, \quad (2.3)$$

где x_i^j – коэффициент загрузки i -й установки на j -м временном интервале; P_i^j – мощность i -й установки на j -м временном интервале; P_i^{nom} – номинальное значение мощности i -й установки. Величина P_i^{nom} определяется и для электрогенерирующих, и для теплогенерирующих установок.

С помощью выражения (2.3) определяется коэффициент загрузки для тепло- и электрогенерирующих установок. Для когенерационных установок в качестве P_i^j и P_i^{nom} выбираются текущая электрическая и

номинальная электрическая мощности, соответственно. Параметр x_i^j в любой момент времени определяет для отдельно взятой установки ее производительность и связанные с этим топливные затраты. Это регулируемый параметр, а значит – параметр оптимизации. Номинальная мощность энергетических установок также является параметром оптимизации при решении задачи поиска оптимальной конфигурации оборудования. Если номинальная мощность одинаковая для всего расчетного периода, то коэффициент загрузки каждой установки определяется для каждого из временных отрезков, составляющих горизонт расчета, то есть, в случае с энергетическими комплексами – 1 год. Выбор такого горизонта расчета обусловлен тем, что нагрузки потребителя и климатические условия, определяющие режим работы установок на ВИЭ, имеют именно такую периодичность. Год разбивается на часы, в пределах которых нагрузка потребителя считается постоянной, что означает наличие внутри расчетного периода 8760 временных интервалов. При решении задачи поиска оптимального режима работы для энергетического комплекса, включающего 4 генерирующие установки, количество оптимизируемых параметров составит $4 \cdot 8760 = 35040$. На деле число переменных может быть значительно больше, а при поиске оптимальной конфигурации задача значительно усложняется, т.к. необходимо рассматривать возможность работы установок, которые могут вообще не войти в оптимальный состав оборудования.

Методы линейного программирования позволяют весьма успешно решать задачи оптимизации систем, характеризующиеся большим числом переменных [53]. Задача линейного программирования формулируется следующим образом: найти вектор значений переменных, доставляющих экстремум линейной целевой функции при заданных ограничениях в виде линейных равенств или неравенств. Одним из наиболее эффективных методов линейного программирования является симплекс-метод [54]. Этот метод реализует рациональный перебор базисных допустимых решений в виде конечного итеративного процесса, улучшающего значение целевой

функции (минимума критерия оптимизации) на каждом шаге, и позволяет за конечное число шагов либо найти оптимальное решение, либо установить, что оптимальное решение отсутствует. Множество решений задачи линейного программирования может быть представлено в виде выпуклого многогранника в многомерном пространстве, при этом процесс решения задачи будет выглядеть как последовательный переход от одной вершины этого многогранника к другой, причем получаемое на каждом шаге значение целевой функции будет приближаться к оптимальному. Графическое представление процесса решения задачи на поиск максимума целевой функции симплекс-методом при наличии двух свободных параметров (трехмерное пространство) показано на рис. 2.2.

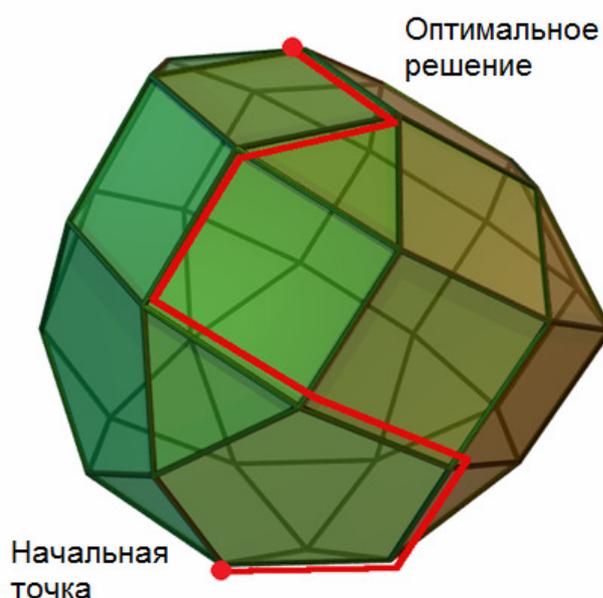


Рисунок 2.2 – Графическое представление решения оптимизационной задачи симплекс-методом

При выборе симплекс-метода в качестве метода оптимизации необходимо, чтобы используемая математическая модель объекта удовлетворяла ограничениям, накладываемым методом, а именно:

1. Математические модели отдельных установок и вводимые ограничения всегда линейны.
2. Любые переменные, используемые при решении задач симплекс-методом, должны быть неотрицательны. Это значит, что если какая-либо

установка, например, электрокотел, потребляет энергию, то ее вклад в баланс записывается со знаком «-». Если установка может как потреблять, так и отдавать энергию потребителю (аккумуляторы), то ее участие в энергетическом балансе будет характеризоваться двумя переменными, одна из которых будет ненулевой, если установка производит энергию, а другая – ненулевой, если установка энергию потребляет.

Также с целью упрощения расчетов и используемых моделей вводятся следующие допущения:

1. Временные изменения характеристик установок, связанные с запуском, остановкой и переходными режимами, не учитываются, т.к. переходные режимы занимают малую долю от времени работы установок.

2. Малые изменения характеристик установок в результате изменения режима их работы не учитываются, т.к. влияние этих изменений на общую эффективность работы системы полагается незначительным. Например, КПД электрокотлов изменяется в процессе эксплуатации в пределах 5% [55], а номинальное значение КПД различных типов электрокотлов составляет от 90% до 98% [26].

3. Аккумуляторы на начало расчетного периода полностью разряжены.

4. Несколько аккумуляторов одного типа энергии заменяются при расчетах одним аккумулятором суммарной емкости.

Рассмотрим вклад наиболее распространенных типов энергетических установок в балансовые уравнения, а также дополнительные ограничения, необходимые для их описания.

Из (2.3) следует, что при работе на номинальной (максимальной) мощности коэффициент загрузки равен 1. Ограничения на коэффициенты загрузки всех установок вводятся на каждом временном интервале:

$$x_i^j \leq 1. \quad (2.4)$$

Тепло- и электрогенераторы в уравнении баланса электроэнергии для j -го временного интервала учитываются членами вида:

$$Q_i^j = x_i^j P_i^{nom}, \quad (2.5)$$

$$N_i^j = x_i^j P_i^{nom}. \quad (2.6)$$

Внешние энергетические сети в пределах рассматриваемой задачи могут быть описаны как генераторы электроэнергии и тепла, соответственно, с учетом некоторых отличий. Вместо параметра номинальной мощности установки P_i^{nom} в балансовых уравнениях и в целевой функции будут фигурировать параметры: Q_{imp}^{max} – максимально допустимая мощность, получаемая из тепловой сети, и N_{imp}^{max} – максимально допустимая мощность, получаемая из электрической сети. Если отсутствует ограничение на максимальную мощность, получаемую из внешних сетей, то значения Q_{imp}^{max} и N_{imp}^{max} можно принять равными максимальным нагрузкам потребителя Q_{ec}^{max} и N_{ec}^{max} . В случае, если предусмотрена возможность передачи энергии во внешние сети, следует ввести величины максимально возможных экспортируемых мощностей Q_{exp}^{max} и N_{exp}^{max} , а если такого ограничения не существует, принять их равными сумме номинальных мощностей тепло- и электрогенерирующих установок (т.е. максимальным мощностям, которые могут быть произведены энергетическим комплексом). Тогда Q_{eg}^j и N_{eg}^j можно описать следующими выражениями:

$$Q_{eg}^j = x_{impQ}^j Q_{imp}^{max} - x_{expQ}^j Q_{exp}^{max}, \quad (2.7)$$

$$N_{eg}^j = x_{impN}^j N_{imp}^{max} - x_{expN}^j N_{exp}^{max}, \quad (2.8)$$

где x_{impQ}^j , x_{impN}^j – коэффициенты, равные доле импортируемых из сети тепловой и электрической мощностей от их максимального значения; x_{expQ}^j , x_{expN}^j – коэффициенты, равные доле передаваемых во внешние сети мощностей от их максимального значения. Как и коэффициенты

загруженности оборудования, коэффициенты x_{impQ}^j , x_{impN}^j , x_{expQ}^j , x_{expN}^j могут принимать значения от 0 до 1.

Электрокотлы, помимо слагаемого вида $Q_i^j = x_i^j P_i^{nom}$ в балансовом уравнении тепловой энергии, добавляют в балансовое уравнение электроэнергии слагаемое вида

$$N_i^j = -\frac{x_i^j P_i^{nom}}{\eta_i}, \quad (2.9)$$

которое определяет количество электроэнергии, потребляемой установкой на j -м временном отрезке. В уравнении (2.9) η_i – КПД установки.

Когенерационные установки производят как тепловую, так и электрическую энергию, причем соотношение производимых тепловой и электрической мощностей как правило связано жесткой зависимостью. На рис. 2.3 показана полученная в результате стендовых испытаний [56] зависимость между тепловой и электрической мощностью для мини-ТЭЦ на базе газопоршневой установки – ГПУ. Как видно из рисунка, в рабочем диапазоне мощностей эта зависимость может быть аппроксимирована линейной функцией с достаточно высокой точностью.

Основные типы мини-ТЭЦ (дизельные, газотурбинные и газопоршневые) представляют собой установки на базе ДВС и имеют качественно схожие характеристики КПД и выработки тепловой энергии. В общем случае тепловая энергия, вырабатываемая когенерационной установкой в составе автономного энергетического комплекса, может быть выражена линейной функцией коэффициента загруженности:

$$Q_i^j = k_i x_i^j N_i^{nom} + b_i, \quad (2.10)$$

где k_i и b_i – коэффициенты, характеризующие связь между выработкой тепловой и электрической энергии i -й установки.

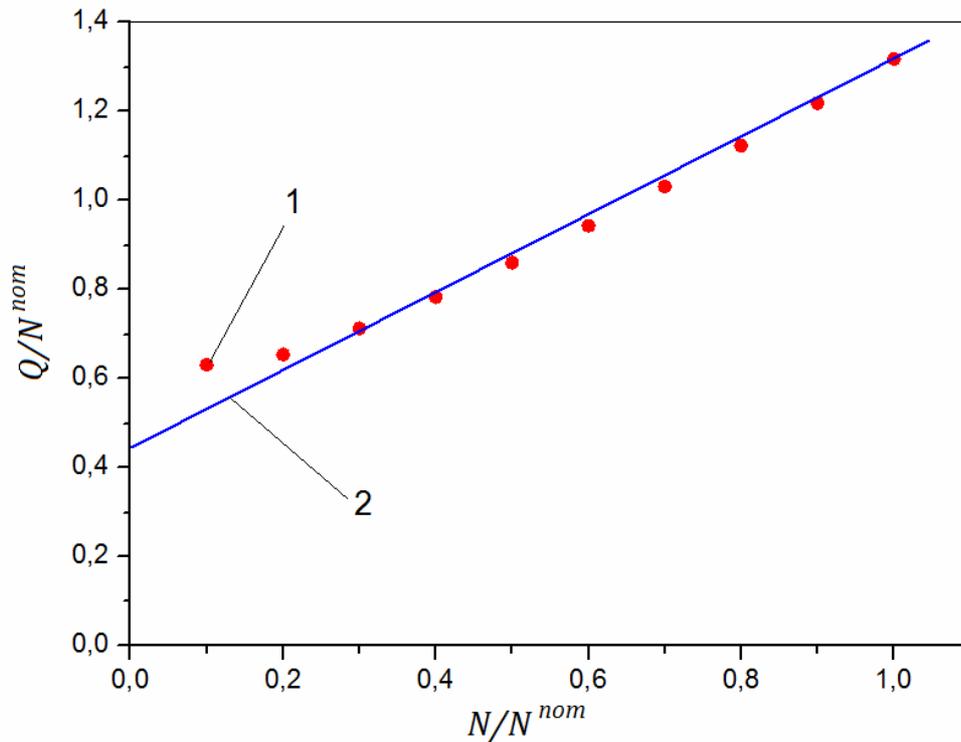


Рисунок 2.3 – Зависимость тепловой мощности когенерационной установки на базе ГПУ от ее электрической мощности: 1 – результат стендовых испытаний [56]; 2 – линейная аппроксимация зависимости

Вклад аккумулятора в балансовое уравнение соответствующего вида энергии может быть как положительным, так и отрицательным. Изменение энергии аккумулятора на отдельном отрезке времени в связи с требованием неотрицательности переменных должно быть выражено следующим образом:

$$\Delta E_{ac}^j = \Delta E_{ac+}^j - \Delta E_{ac-}^j, \quad (2.11)$$

где ΔE_{ac}^j , ΔE_{ac+}^j и ΔE_{ac-}^j – изменение энергии аккумулятора, энергия, полученная аккумулятором и энергия, отданная аккумулятором на j -м отрезке времени, соответственно. Таким образом, при наличии аккумуляторов тепловой и электрической энергии в составе энергетического комплекса балансовые уравнения (2.1), (2.2) примут следующий вид:

$$Q_{ec}^j = Q_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_q} Q_i^j - \frac{\Delta E_{acq+}^j - \Delta E_{acq-}^j}{\Delta t^j}, \quad (2.12)$$

$$N_{ec}^j = N_{eg}^j + \sum_{i=1}^{m_q} N_i^j - \frac{\Delta E_{acq+}^j - \Delta E_{acq-}^j}{\Delta t^j}, \quad (2.13)$$

где Δt^j – продолжительность j -го временного интервала.

Кроме того, для каждого интервала времени необходимо ввести два дополнительных ограничения. Первое из них показывает, что ни на одном из временных интервалов аккумулятор не может передать потребителю больше энергии, чем в нем запасено (т.е. запас энергии в аккумуляторе никогда не станет отрицательным):

$$E_{ac}^j = \sum_{i=1}^j (\Delta E_{ac+}^i - \Delta E_{ac-}^i) \geq 0, \quad (2.14)$$

где E_{ac}^j – энергия, запасенная в аккумуляторе на момент окончания j -го интервала времени. Второе ограничение показывает, что ни на одном из временных интервалов энергия, запасенная в аккумуляторе, не может превысить его емкость:

$$E_{ac}^j = \sum_{i=1}^j (\Delta E_{ac+}^i - \Delta E_{ac-}^i) \leq E_{ac}^{\max}, \quad (2.15)$$

где E_{ac}^{\max} – емкость аккумулятора. При снятии второго ограничения в результате оптимизационного расчета может быть рассчитана емкость аккумулятора, обеспечивающая минимум топливных затрат (без учета капитальных затрат).

В рамках решаемой задачи удобно допустить, что установки на ВИЭ всегда эксплуатируются в таком режиме, что производимая ими мощность максимальна для текущих климатических условий (скорости ветра, интенсивности солнечного излучения). В таком случае в модели энергетического комплекса установки на ВИЭ (фотоэлектрические и ветроэнергетические) не будут иметь управляемых параметров. Для проведения оптимизационных расчетов для энергетических комплексов, в состав которых входят такие установки, необходимо иметь данные о почасовом изменении погодных условий в течение года в той местности, где планируется размещение энергетического комплекса. Для определения вклада установок на ВИЭ в уравнения энергетического баланса можно записать следующую зависимость (на примере фотоэлектрических преобразователей – ФЭП):

$$N_{pv}^j = S_{pv} N_{pvs}^j (w^j), \quad (2.16)$$

где N_{pv}^j – суммарная мощность фотоэлектрических батарей на j -м временном отрезке; S_{pv} – площадь ФЭП (оптимизируемый параметр); N_{pvs}^j – удельная мощность ФЭП на рассматриваемом интервале. Последний параметр вычисляется еще до формирования системы ограничений и составления симплекс-таблицы на основании знаний о характеристиках установки и зависит от параметра w^j – интенсивности солнечного излучения на этом же временном отрезке. При этом не имеет значения, насколько сложную модель фотоэлементов мы используем при расчетах, т.к. вычисления N_{pvs}^j проводятся вне оптимизационного расчета.

2.2 Целевая функция

Как уже отмечалось выше, в качестве целевой функции выбирается величина затрат на энергоснабжение заданного объекта за расчетный период. Любые затраты, связанные с компонентами энергетического комплекса, можно разделить на две группы: зависящие от режима работы установки (затраты топлива) и не зависящие от него (амортизационные затраты, зарплата персонала и т.д.). Это значит, что в общем случае в целевую функцию входят параметры оптимизации, характеризующие режим работы оборудования, и параметры оптимизации, определяющие оптимальную установленную мощность оборудования (для аккумуляторов – оптимальную емкость). К каждому типу параметров относится соответствующая составляющая стоимости энергии: топливная, которая определяется режимом работы энергетического комплекса, и капитальная, определяемая номинальной мощностью энергетических установок. В соответствии с вкладом в целевую функцию можно выделить три типа установок:

1. Установки, для которых может быть оптимизирован режим работы, но не номинальная мощность. К ним относятся все работающие на углеводородном топливе установки с выраженной зависимостью КПД от

относительной мощности: газотурбинные, газопоршневые установки, дизель-генераторы. Номинальная мощность таких установок определяется в процессе экспертных оценок на основании графиков нагрузок потребителя, категории надежности электроснабжения и других данных.

2. Установки, для которых можно определить как оптимальный режим работы, так и оптимальное значение номинальной мощности. К таковым относятся установки, КПД которых слабо зависит от номинальной мощности и режима работы, например, газовые водогрейные или электрические котлы, а также аккумуляторы.

3. Установки, для которых могут быть оптимизированы капитальные затраты, но не режим работы. К ним относятся установки на ВИЭ. В рамках предлагаемой математической модели у них нет управляемых параметров.

Приняв, что первому типу установок в произвольном энергокомплексе, включающем m установок, соответствуют установки с номерами с 1 до l_1 , установкам второго типа – с l_1+1 по l_2 , а установкам третьего типа – с l_2+1 до m , можно записать для такого комплекса целевую функцию в общем виде

$$R = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^{l_2} f_i(P_i^j) \right) + \sum_{i=l_1+1}^m F_i(P_i^{\max}), \quad (2.17)$$

где R – значение целевой функции; первое слагаемое в правой части – сумма топливных затрат за расчетный период; второе слагаемое – сумма капитальных затрат установок, для которых капитальные затраты могут быть оптимизированы; P_i^j и P_i^{\max} – значения текущей и максимальной мощности для i -й установки, соответственно.

При этом не имеет значения, производит установка тепловую или электрическую энергию. Функция $f_i(P_i^j)$ определяет зависимость между мгновенной мощностью и топливными затратами, а $F_i(P_i^{\max})$ – между максимальной мощностью и капитальными затратами для i -й установки. В соответствии с условиями применимости симплекс-метода эти зависимости должны быть линейными. Последнее означает, что при наличии в составе

энергетического комплекса хотя бы одной установки с переменным значением КПД, целевая функция будет содержать нелинейные члены. Однако, к ним относится большинство электрогенерирующих установок: дизель-генераторы, ГПУ, ГТУ.

Зависимость КПД дизельной установки от коэффициента загрузки [57] представлена на рис. 2.4. Как видно из рисунка, подобные характеристики могут с достаточно высокой точностью быть аппроксимированы простой гиперболической функцией.

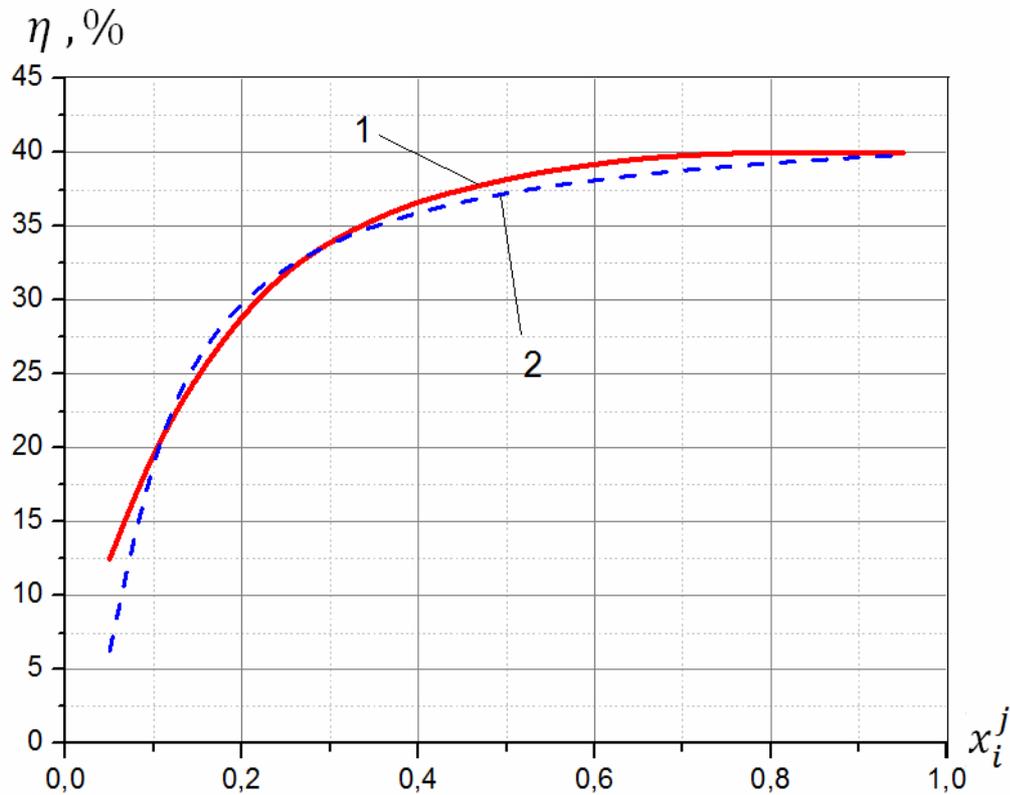


Рисунок 2.4 – Зависимость КПД дизельной установки от коэффициента загрузки: 1 – экспериментальная зависимость; 2 – график аппроксимирующей гиперболической функции

Если зависимость КПД установки от загрузки аппроксимируется гиперболой, то функция $f_i(x_i^j) = \frac{x_i^j}{\eta_i^j} C_i$, где C_i – константа, характеризующая топливные затраты i -й установки, может быть аппроксимирована линейной функцией, в чем легко убедиться, построив соответствующий график (рис. 2.5).

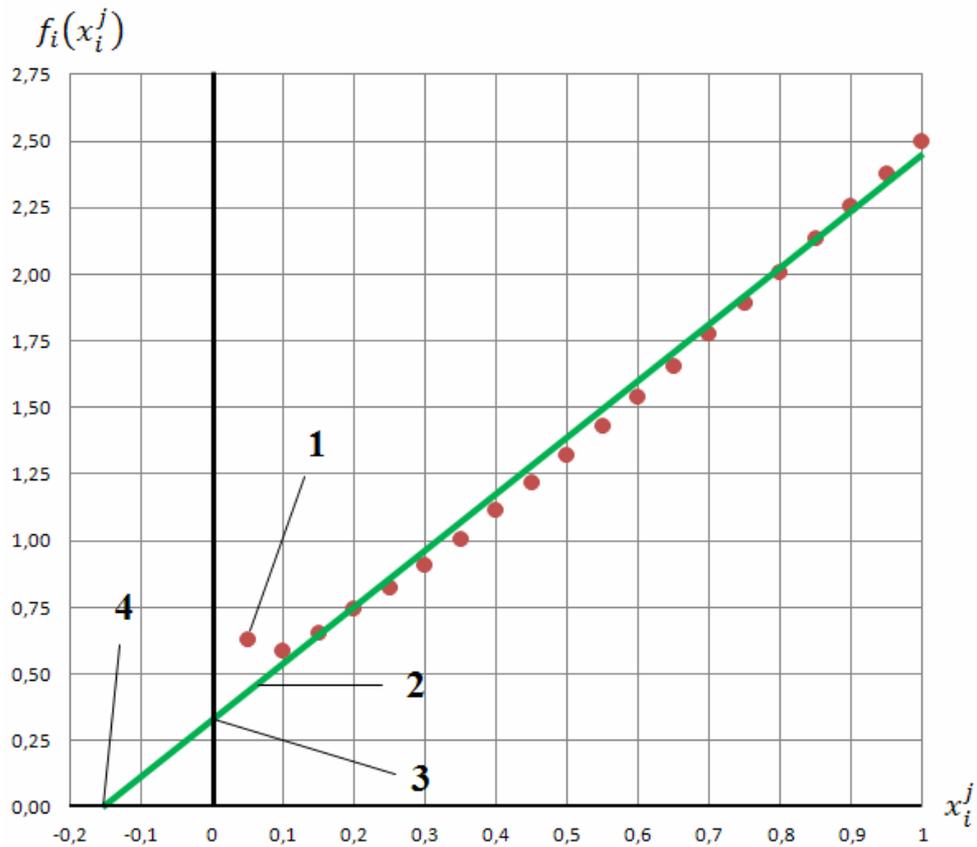


Рисунок 2.5 – Линейная аппроксимация функции $f_i(x_i^j)$ для дизельной установки: 1 – график функции $f_i(x_i^j)$; 2 – график линейно-аппроксимированной функции $f_i(x_i^j)$; 3, 4 – точки пересечения графика аппроксимированной функции с осями ординат и абсцисс, соответственно

Представленные зависимости показывают, что при загрузенности установки $x_i^j < 0,1$ имеет место существенная (20% и выше) разница значений $f_i(x_i^j)$ и аппроксимирующей функции. Поскольку для любых потребителей электроэнергии генерирующие установки следует подбирать таким образом, чтобы их средний коэффициент загрузенности был как можно ближе к 1, относительная продолжительность работы установки при загрузенности менее 10% должна быть незначительна, и данная погрешность не будет оказывать существенного влияния на результаты оптимизационного расчета. Функция аппроксимации топливных затрат может быть записана в виде:

$$g_i(x_i^j) = C_i(a_i x_i^j + d_i), \quad (2.18)$$

где a_i – угловой коэффициент аппроксимирующей линейной функции; d_i – ордината точки пересечения аппроксимирующей прямой с осью y (точка 3 на рис. 2.5).

В отличие от режимов с низкой загрузкой, относительное время простоя энергетической установки ($x_i^j = 0$) может быть достаточно велико, в особенности, если установка предназначена для покрытия пиковых нагрузок. Очевидно, что если установка выключена, топливные затраты на ее эксплуатацию будут нулевыми, однако при использовании аппроксимирующей функции (2.18) топливные затраты при нулевой загрузке i -й установки будут равны $C_i d_i$. Для того, чтобы обратить их в ноль при нулевой загруженности, введем в выражение (2.18) дополнительный свободный параметр x_{0i}^j :

$$g_i(x_i^j, x_{0i}^j) \geq 0. \quad (2.19)$$

При этом необходимо ввести ограничения:

$$x_{0i}^j \leq x_{0i}^{\max}, \quad (2.20)$$

$$g_i(x_i^j, x_{0i}^j) \geq 0, \quad (2.21)$$

где величина x_{0i}^{\max} – корень уравнения $g_i(x_i^j) = 0$ (точка 4 на рис. 2.5).

Ограничение (2.21) необходимо для того, чтобы топливные затраты конкретной установки не могли стать отрицательными из-за того, что параметр x_{0i}^j принял ненулевое значение при нулевом значении x_i^j . Несмотря на то, что при решении задач симплекс-методом свободные параметры не могут принимать отрицательных значений, ограничение (2.21) касается части целевой функции, не являющейся свободным параметром, поэтому оно требует отдельного введения.

2.3 Программная реализация методики

Алгоритм оптимизации был реализован в среде программирования Delphi в виде компьютерной программы Smart Energy complex. После

компиляции программа занимает объем 3,2 Мб и включает два рабочих файла: SmartEcomplex.exe и EnergyFacilities.dat, а также файлы testgraph.txt и testclimate.txt – примеры файлов исходных данных для расчета. Последний содержит перечень характеристик отдельных энергетических установок и может быть в дальнейшем дополнен пользователями самостоятельно. Реализуемый программой Smart Energy complex алгоритм оптимизации состава оборудования и режимов работы энергетических комплексов малой энергетики представлен на рис. 2.6.

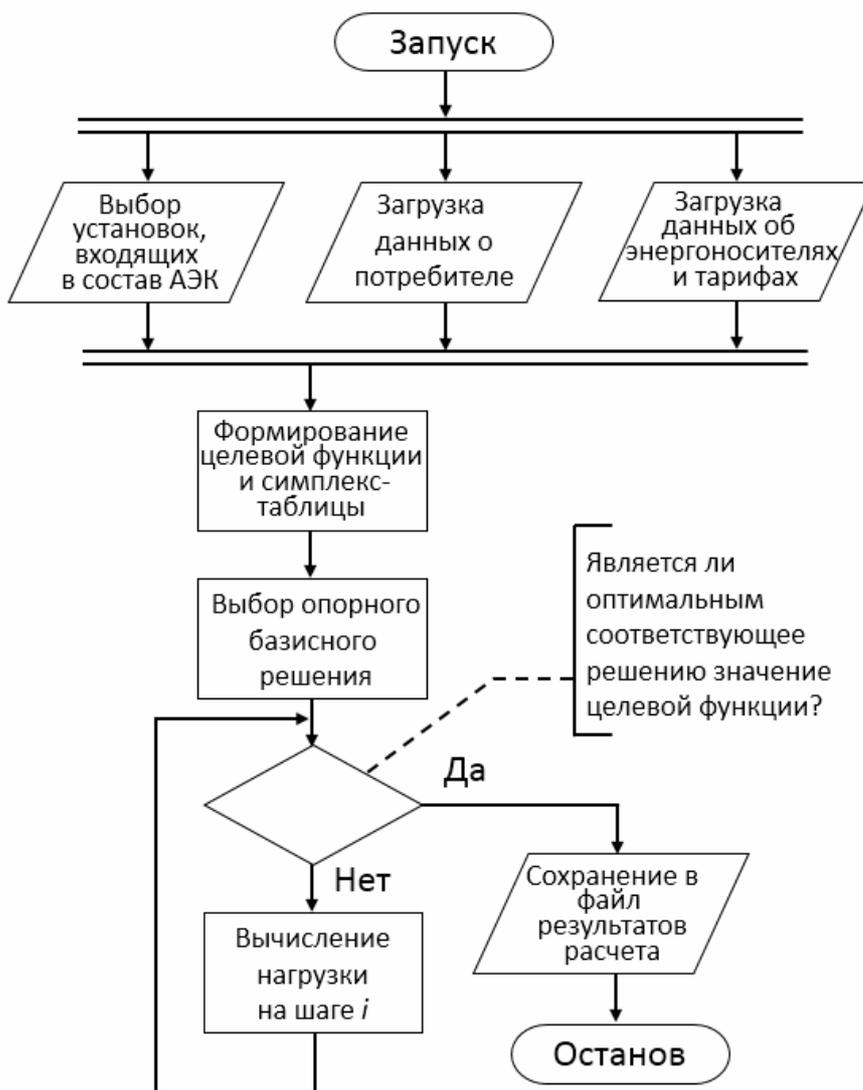


Рисунок 2.6 – Алгоритм оптимизационных расчетов в программе Smart Energy complex

При запуске программы перед пользователем откроется рабочее окно (рис. 2.7). Пространство окна условно разделено на 4 части, при этом верхние

части относятся к исходным данным, нижние – к результатам расчетов; левые части служат для графического представления информации, правые – для численного и текстового представления информации. Также в левой части расположены контрольные элементы для выбора набора отображаемых графически величин и размерности осей на графиках.

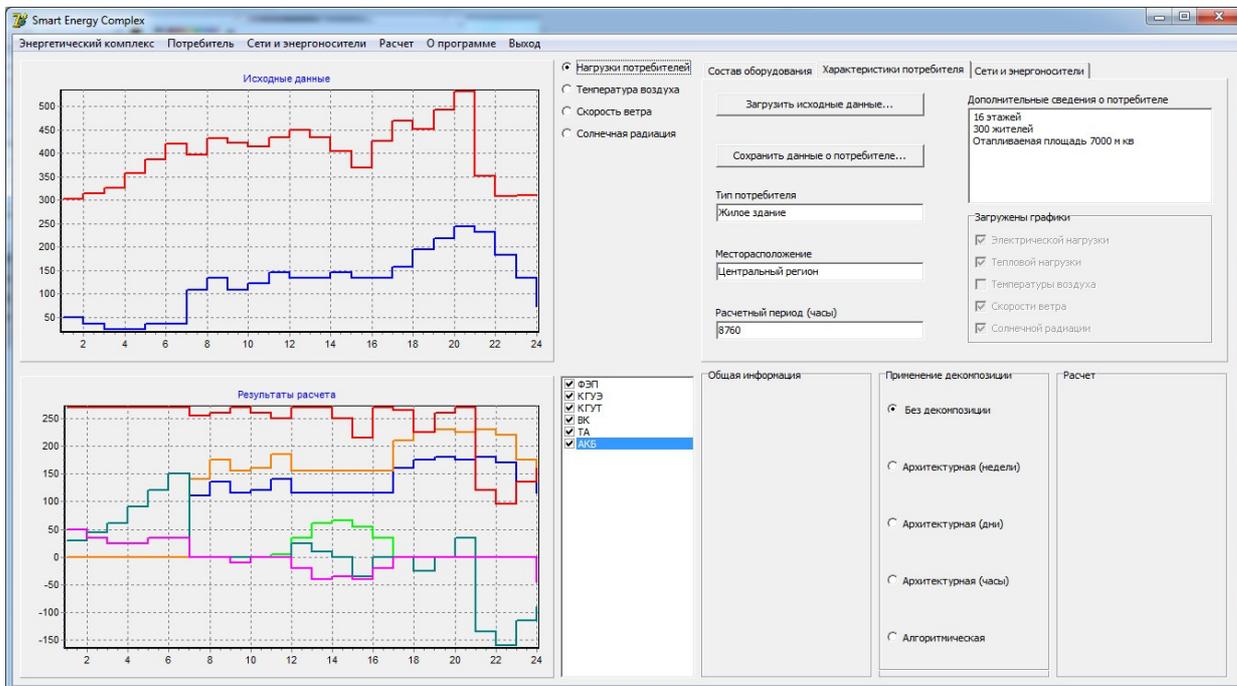


Рисунок 2.7 – Рабочее окно программы Smart Energy complex

Опция запуска расчета станет активной после того, как в перечень доступных генерирующих установок будет добавлена информация хотя бы по 1 установке, производящей тепловую и электрическую энергию, выбран файл с графиками нагрузок потребителя, а также файл с климатическими данными (если в перечень доступных установок были добавлены установки на ВИЭ). Файлы исходных данных представляют из себя текстовые файлы и должны быть подготовлены в соответствии с образцами testgraph.txt и testclimate.txt, входящими в состав программного комплекса. В случае, если оба файла загружены и в них описано различное количество временных интервалов, расчет будет производиться для наименьшего их количества.

Панель «сети и энергоносители» представлена на рис. 2.8.

Состав оборудования	Характеристики потребителя	Сети и энергоносители
<p>Электросеть</p> <input checked="" type="checkbox"/> Наличие подключения Максимальная мощность, кВт <input type="text" value="400"/> Тарифы на электроэнергию Т1, руб/кВтч <input type="text" value="6"/> Т2, руб/кВтч <input type="text" value="5"/> Т3, руб/кВтч <input type="text" value="0"/> <input type="button" value="Задать тарифные интервалы..."/> <input type="checkbox"/> Возможность продажи ЭЭ Тариф на продажу, руб/кВтч <input type="text"/>	<p>Тепловая сеть</p> <input checked="" type="checkbox"/> Наличие подключения Максимальная мощность, кВт <input type="text" value="800"/> Тариф на тепло, руб/ГКал <input type="text" value="905"/> в пересчете на руб/кВтч: <input type="checkbox"/> Возможность продажи ТЭ Тариф на продажу, руб/ГКал <input type="text"/> в пересчете на руб/кВтч: <input type="text"/>	<p>Энергоносители</p> <p>Природный газ</p> Q низшая, МДж/м ³ <input type="text" value="33"/> Q высшая, МДж/м ³ <input type="text" value="34"/> Цена, руб/м ³ <input type="text" value="10"/> <hr/> Природный газ Q низшая, МДж/м ³ <input type="text" value="0"/> Q высшая, МДж/м ³ <input type="text" value="0"/> Цена, руб/м ³ <input type="text" value="0"/> <input type="button" value="Все энергоносители..."/> <input type="button" value="Сохранить данные в файл"/> <input type="button" value="Загрузить данные из файла"/>

Рисунок 2.8 – Панель «сети и энергоносители»

Опционально можно указать применение при расчете метода декомпозиции задачи с уточнением степени разбиения (по неделям, по дням, по часам). Кнопка «сети и энергоносители» позволит перейти к работе с одноименной панелью в главном окне (рис. 2.8), в котором можно будет скорректировать указанные по умолчанию параметры энергоносителей (дизельное топливо, газ, мазут, биотопливо), а также наличие и тарифы внешних энергосетей, максимальные значения экспортируемых в сеть и импортируемых из сети мощностей.

По окончании расчета результаты будут сохранены в два файла, которым по умолчанию присваиваются имена resultgraph.txt и resultgeneral.txt. В первом файле сохраняется полученная в результате расчета режимная карта оборудования (вместе с графиками нагрузки потребителя и климатическими данными, если таковые были загружены). Во втором файле указываются исходные данные, показатели расчетного процесса (число временных интервалов, свободных параметров, итераций, счетное время), а также общие результаты расчета: степень загруженности каждой энергетической установки на протяжении всего расчетного периода, капитальные и топливные затраты на энергоснабжение заданного

потребителя, объем израсходованного топлива, рекомендации по исключению отдельных установок из состава энергетического комплекса. Кроме того, режимная карта оборудования будет представлена в графическом виде в левой нижней части главного окна программы.

Возможности программы могут быть расширены за счет добавления в файл EnergyFacilities.dat данных о других энергетических установках.

2.4 Примеры решения оптимизационной задачи и результаты расчетов

Для тестирования метода был проведен расчет оптимальной конфигурации системы автономного энергоснабжения жилого здания [58]. Ниже приводится перечень исходных данных, использованных для расчета. Подобный перечень данных будет необходим для решения любой аналогичной задачи предлагаемым методом. Для анализа результатов был также произведен расчет оптимального режима работы для базовой конфигурации системы автономного энергоснабжения здания, включающей газопоршневую электростанцию и газовый водогрейный котел.

Для проведения расчета использовались следующие данные:

1) В качестве потребителя рассматривалось 16-и этажное жилое одноподъездное здание (проект П-68), расположенное в климатической полосе г. Москвы. Графики нагрузок были сгенерированы для рабочих и выходных дней для 4-х характерных по потреблению тепла периодов: лето, зима, осень-весна (отопление включено) и осень-весна (отопление отключено). Таким образом, годовой график нагрузок был составлен из 8 характерных графиков суточных нагрузок. Графики нагрузок характерных периодов приведены на рис. 2.9. Отапливаемая площадь здания была принята равной 7000 м², отопительная характеристика 0,7 Вт/(м²·°C). Графики электрической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения были построены на основании характерных графиков относительных нагрузок для жилых зданий. Число жителей при расчете нагрузок было принято равным 300.

2) При проведении оптимизационных расчетов необходимы данные о внешних энергетических сетях: возможность и стоимость подключения,

возможность продажи электроэнергии в сеть, тарифы на электрическую и тепловую энергию, получаемую из внешних сетей. В тестовом расчете и в базовом варианте энергоснабжение здания полагалось полностью автономным.

3) Указываются цены на энергоносители, доступные в районе предполагаемого размещения энергетического комплекса. В тестовом расчете, а также в базовом варианте потребителями топлива являлись газопоршневая установка и водогрейный котел. Обе установки работают на природном газе, цена газа была принята равной 5,2 руб./ м^3 .

4) Приводятся почасовые графики скорости ветра, а также интенсивности солнечного излучения в районе предполагаемого размещения энергетического комплекса. Эти данные необходимы для определения производительности установок на ВИЭ в случае, если они могут быть включены в состав комплекса. В тестовом расчете в состав энергокомплекса может быть включена батарея ФЭП. Для учета инсоляции использовались данные, предоставленные Лабораторией возобновляемых источников энергии ОИВТ РАН, полученные статистической обработкой метеоданных для Московского региона.

5) Указываются характеристики отдельных установок: их эффективность (для установок с постоянным значением КПД указывается его значение, для установок с зависимостью КПД от производительности – аппроксимирующая функция $f_i(x_i^j)$), потребляемые энергоносители, капитальные затраты на ввод установок в эксплуатацию, сроки службы. Кроме того, для установок с переменным КПД указывается их количество и единичная мощность, определенные заранее на основании экспертных оценок. В тестовом расчете в состав энергетического комплекса была включена мини-ТЭЦ на базе газопоршневого двигателя ЯМЗ-240, в базовый вариант – электростанция на базе той же установки [56].

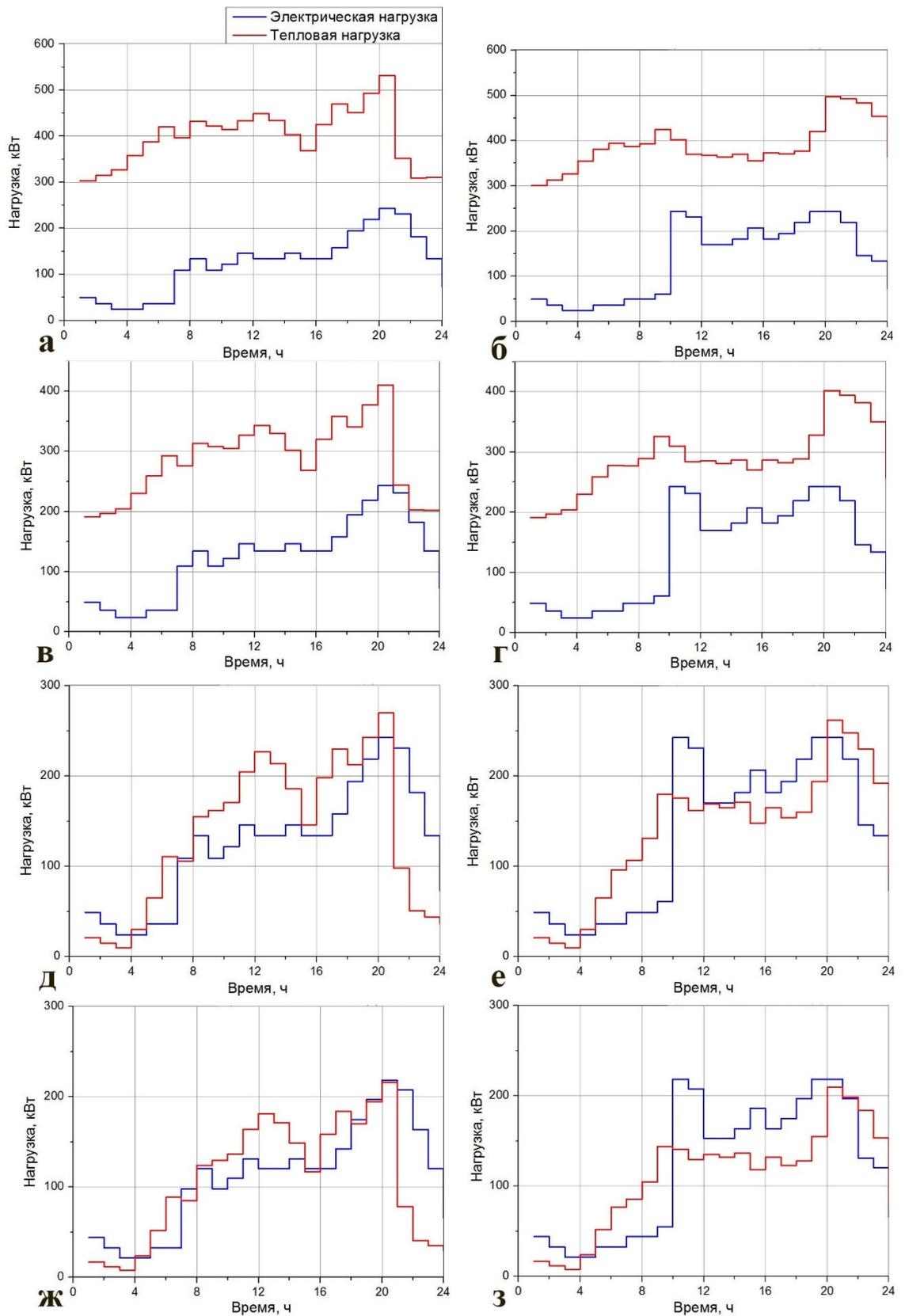


Рисунок 2.9 – Суточные графики нагрузок потребителя: а – зимний рабочий день; б – зимний выходной; в – осенне-весенний рабочий день; г – осенне-весенний выходной; д – осенне-весенний рабочий день (отопление отключено); е – осенне-весенний выходной (отопление отключено); ж – летний рабочий день; з – летний выходной

б) Указываются общие данные об энергетическом комплексе: возможность включения в состав комплекса различных видов энергетических установок, аккумуляторов тепловой и электрической энергии. В тестовом расчете в состав энергетического комплекса входили следующие установки: газопоршневой электроагрегат с когенерацией (КГУ), газовый водогрейный котел (ВК), электродкотел (ЭК), ФЭП, свинцово-кислотная аккумуляторная батарея (АКБ), тепловой аккумулятор (ТА).

Далее представлена структура выходных данных, а также результаты тестового расчета:

1) Количество топлива и денежные затраты на энергоснабжение потребителя за расчетный период, соответствующие полученной в результате расчета конфигурации оборудования. Для наглядности данные параметры также рассчитывались для базовой схемы энергоснабжения: газопоршневая электростанция + ВК. По сравнению с базовым вариантом затраты (капитальные и эксплуатационные) на производство энергии снизились на 4,2%, а потребление природного газа – на 16%.

2) Перечень установок, вошедших в оптимизированный состав оборудования энергетического комплекса, с указанием оптимальной мощности (а в случае с аккумуляторами – емкости) этих установок. В результате оптимизационного расчета из состава энергетического комплекса был исключен электродкотел. Площадь ФЭП составила 78 м², емкость АКБ – 208 кВтч, объем теплового аккумулятора – 12,4 м³, оптимальная мощность газового котла: 270 кВт. Согласно расчету, накопители энергии, несмотря на значительные капитальные затраты, обеспечивают еще более значительный выигрыш в затратах на топливо. Необходимо заметить, что при расчете амортизационных затрат на аккумуляторы их срок службы определялся фиксированным временным отрезком, а не количеством циклов зарядки-разрядки, что не вполне соответствует реальному положению вещей. Таким образом, экономическая эффективность накопителей в тестовом расчете могла быть существенно завышена.

3) Оптимальная режимная карта работы оборудования в течение года. Суточная режимная карта, полученная в результате тестового расчета, для рабочего дня в зимний период представлена на рис. 2.10.

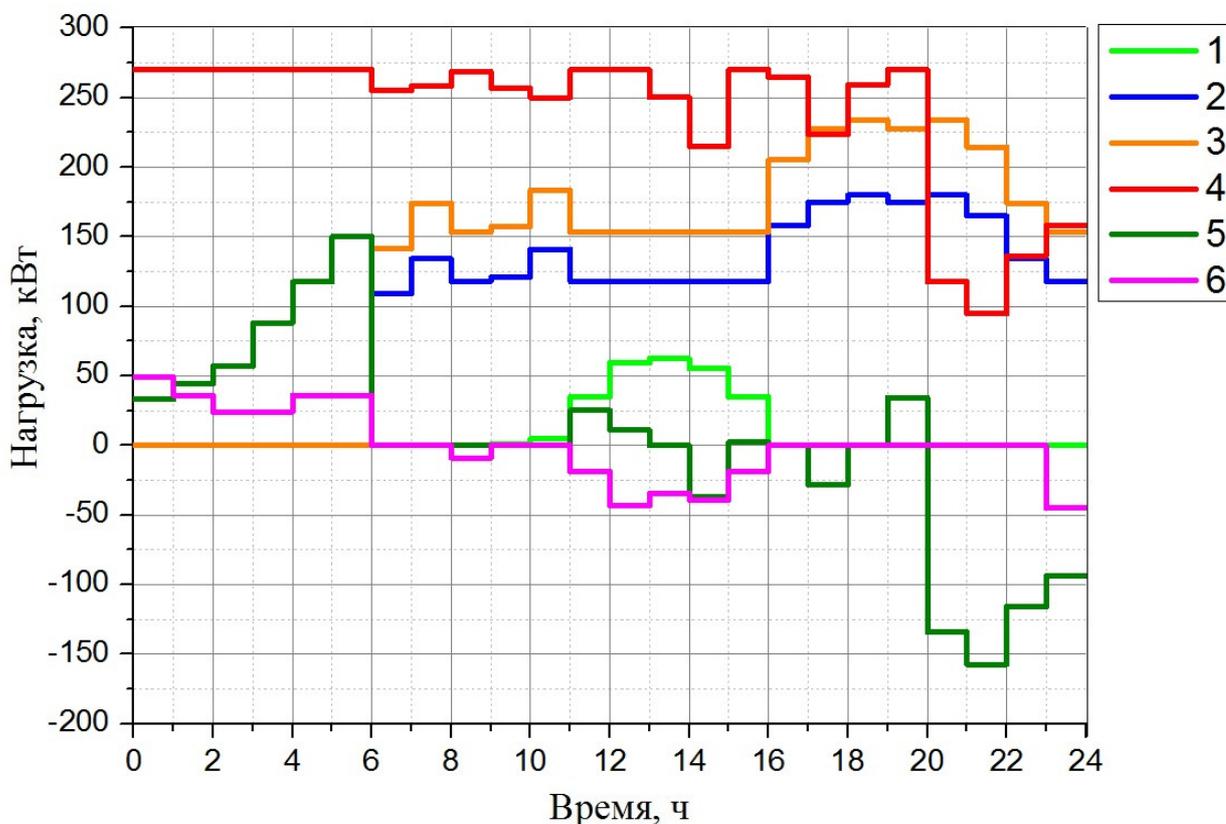


Рисунок 2.10 – Характерный график работы оборудования энергокомплекса: 1 – ФЭП; 2 – КГУ (электричество); 3 – КГУ (тепло); 4 – ВК; 5 – ТА; 6 – АКБ

4) На основании данных из первых трех пунктов можно получить практически любую интересующую информацию об особенностях работы энергетического комплекса, например, структуру энергоснабжения, позволяющую получить представление о вкладе установок каждого типа в энергоснабжение потребителя. Структура энергоснабжения, полученная в результате тестового расчета, представлена на рис. 2.11.

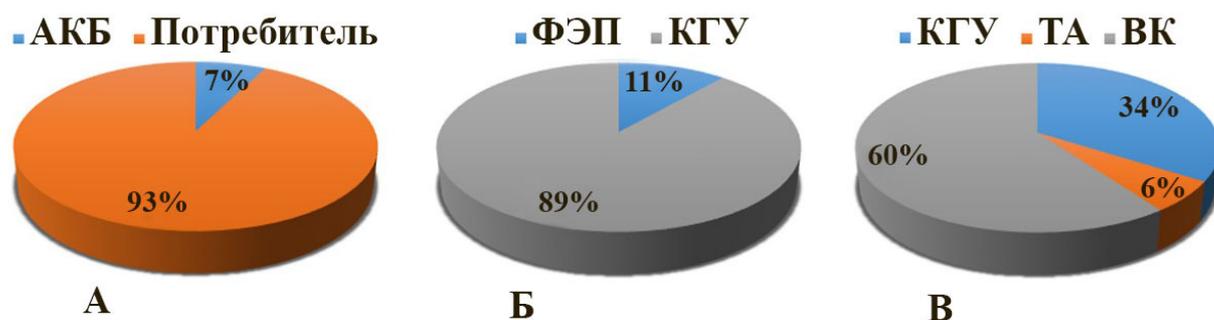


Рисунок 2.11 – Структура энергоснабжения: А – структура электроснабжения (КГУ+ФЭП); Б – соотношение электрогенерации КГУ и ФЭП; В – структура теплоснабжения

В случае если экспертные оценки предлагают несколько схем установки, например, газопоршневых мини-ТЭЦ, можно провести расчет для каждой из этих схем и выбрать оптимальную, опираясь на полученные результаты.

Предлагаемый метод оптимизации схемных решений и режимов работы использовался для моделирования системы энергоснабжения потребителя, характерного для малой распределенной энергетики, в рамках научно-исследовательской работы «Разработка и экспериментальная апробация технических решений повышения эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжатия топлива» (соглашение с Минобрнауки РФ о предоставлении субсидий № 14.607.21.0157 от 03 октября 2016 г.) [59].

В соответствии с требованиями работы энергоснабжение потребителя обеспечивается преимущественно за счет мини-ТЭЦ на базе газотурбинной установки ГТУ-2,5П производства ОДК «Пермские моторы». Номинальная электрическая мощность установки составляет 2,68 МВт, электрический КПД в номинальном режиме – 21,1%, тепловая мощность когенерационной надстройки в номинальном режиме – 5,14 МВт. Характеристики ГТУ-2,5П представлены на официальном сайте производителя [60].

В качестве характерного потребителя был выбран поселок Жиганск – административный центр Жиганского улуса Якутии. Численность населения составляет 3451 человек, в поселке имеются промышленные предприятия.

Наиболее полные исходные данные для моделирования энергопотребления для данного поселения найдены для 2013 года, поэтому все приведенные ниже данные относятся именно к этому периоду. В качестве характерных для 2013 года дней были выбраны 4 дня, для которых среднее значение температуры наружного воздуха наиболее близко к его средней температуре в соответствующем сезоне. Данные по суточным изменениям температуры за 2013 год для моделирования графиков тепловой нагрузки были взяты с портала gr5.ru [61]. Характерные для 4-х сезонов графики нагрузок представлены на рис. 2.12.

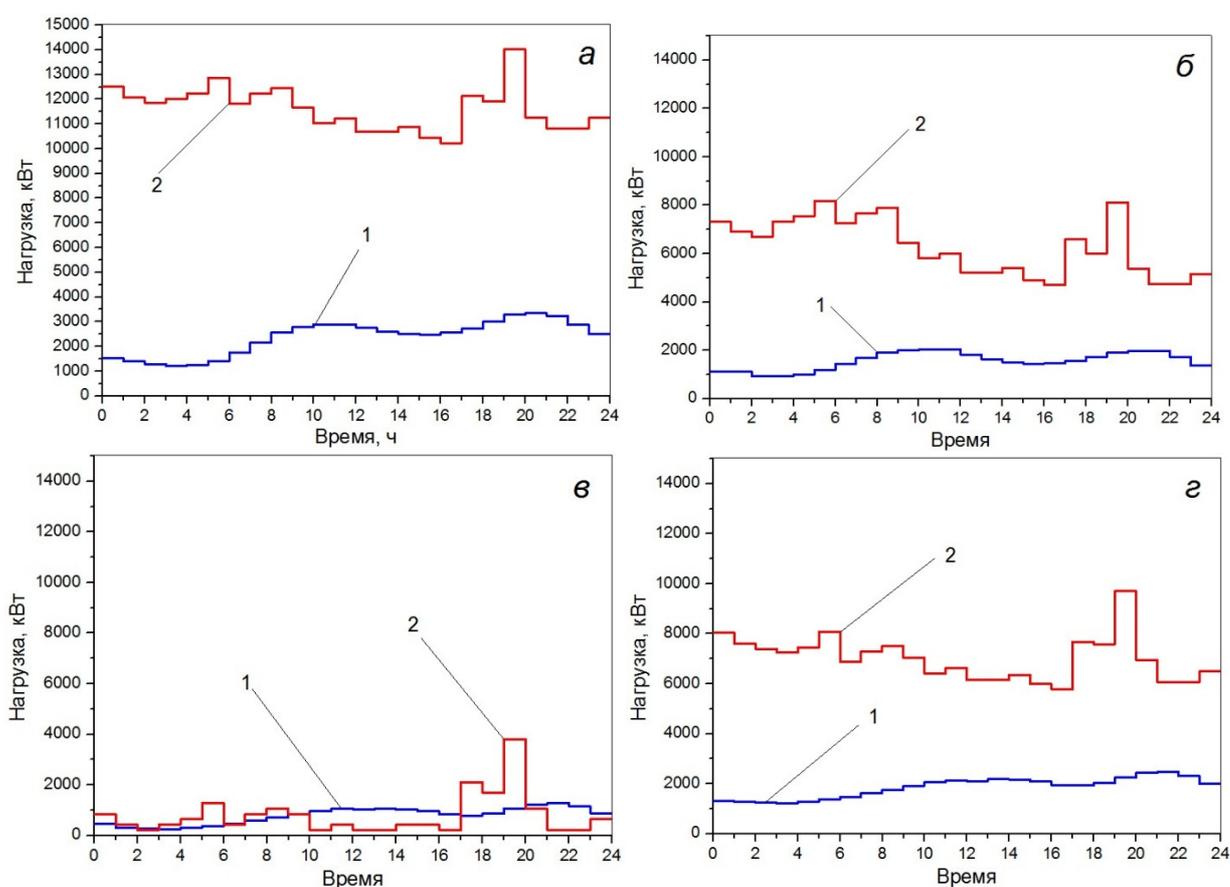


Рисунок 2.12 – Характерные графики нагрузок поселка Жиганск: *а* – зимний день; *б* – весенний день; *в* – летний день; *г* – осенний день. На всех графиках: 1 – электрическая нагрузка; 2 – тепловая нагрузка

Для оценки эффективности предлагаемой схемы энергоснабжения расчеты были также проведены для схемы без когенерационной надстройки ГТУ. Для каждой из этих схем отдельно рассчитывались варианты работы при наличии или отсутствии подключения к внешней электросети (рис. 2.13).

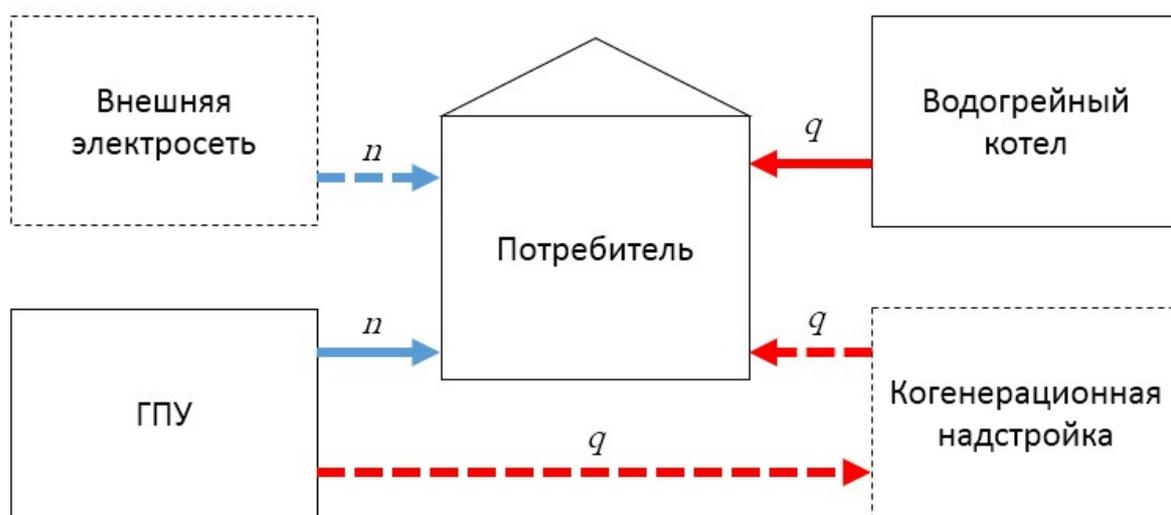


Рисунок 2.13 – Обобщенная схема энергоснабжения поселка Жиганск: q – потоки тепловой энергии; n – потоки электрической энергии

В связи с отсутствием открытой информации о стоимости ГТУ и когенерационной надстройки, затраты на энергоснабжение оценивались по затратам на топливо и закупку электроэнергии из внешней сети. Цена природного газа была принята равной 3,43 руб./м³. Предполагалось, что электроснабжение от внешней сети осуществляется по двухставочному тарифу: дневной – 2,42 руб./кВтч; ночной – 1,53 руб./кВтч.

В таблице 2.1 приведены результаты расчетов годовых затрат на энергоснабжение п. Жиганск по предлагаемой методике.

Таблица 2.1 – Годовые затраты на энергоснабжение п. Жиганск, руб.

Схема	КГУ+ВК+эл.сеть	КГУ+ВК	ГТУ+ВК+эл.сеть	ГТУ+ВК
Зима	125500	125500	184279	188122
Весна	74983	74983	112453	122058
Лето	42691	49068	46545	55822
Осень	82442	82442	130084	134848
Сумма	325616	331993	473361	500850

Минимальные затраты соответствуют схеме с когенерацией и подключением к внешней электрической сети. Режимные карты работы оборудования для этой схемы приведены на рис 2.14.

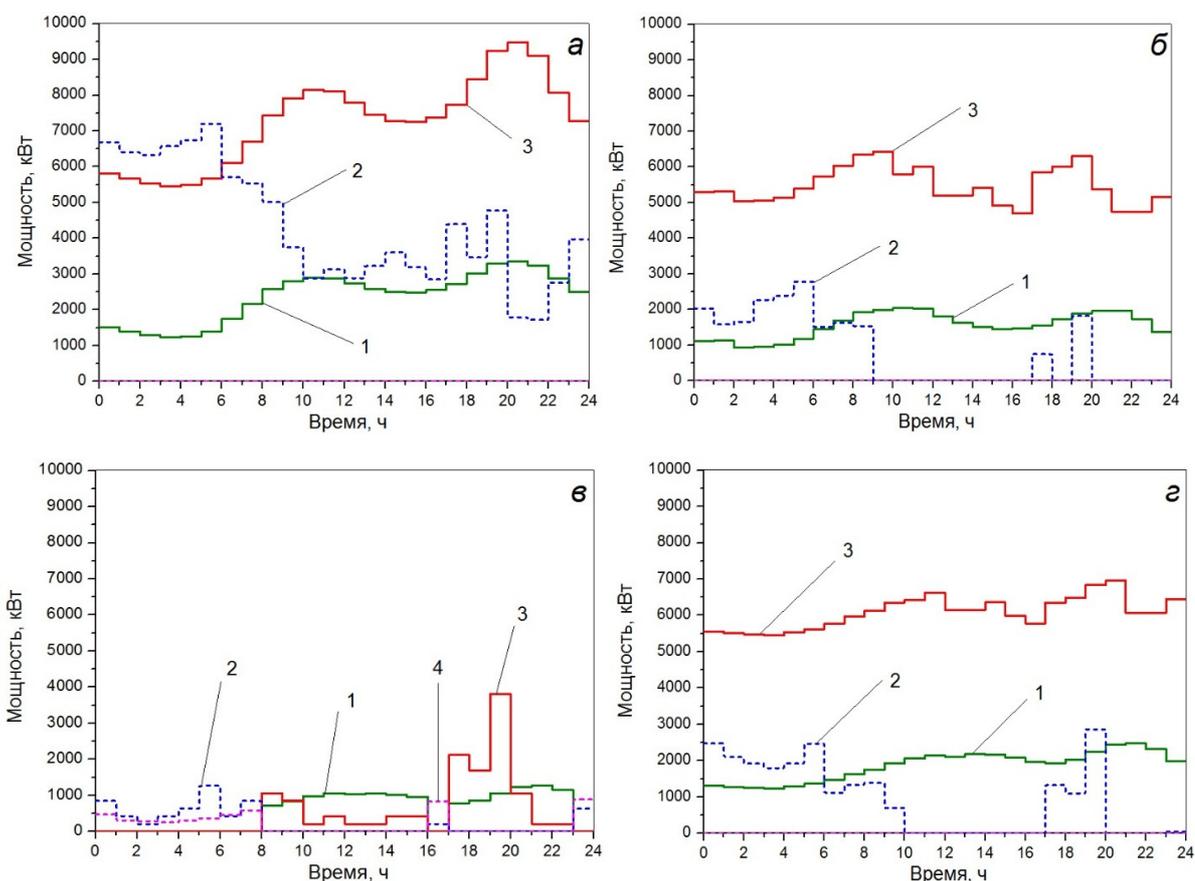


Рисунок 2.14 – Режимные карты работы системы энергоснабжения п. Жиганска. Режимные карты соответствуют характерным суткам: *а* – зимы, *б* – весны, *в* – лета, *г* – осени. 1 – КГУ (электроэнергия), 2 – ВК, 3 – КГУ (тепло), 4 – внешняя электрическая сеть

На основании полученных результатов расчета можно с уверенностью говорить о преимуществе когенерационных схем перед схемами с раздельным производством тепловой и электрической энергии. Равенство затрат на энергоснабжение для схем с когенерацией при наличии и отсутствии подключения к внешней энергосети для зимы, весны и осени объясняется экономической нецелесообразностью закупки электроэнергии даже по ночному тарифу. Наличие подключения к внешней электрической сети позволяет избежать эксплуатации ГТУ в режимах с низкой производительностью и очень низким электрическим КПД, соответствующим этим режимам.

2.5 Применение методов декомпозиции для решения оптимизационной задачи

Проблема высокой размерности оптимизационной задачи может быть частично решена путем применения метода декомпозиции. Декомпозиция (структуризация) – разделение системы (задачи) на части при ее исследовании или проектировании [62]. Применительно к рассматриваемой задаче под декомпозицией понимается переход от одной задачи к нескольким задачам меньшей размерности, что приводит к снижению счетного времени. Можно предложить три различных подхода к декомпозиции рассматриваемой задачи, отличающиеся условиями применимости: архитектурный, алгоритмический и модельный.

При архитектурной декомпозиции исходная задача разбивается на n подзадач, для каждой составляется собственная симплекс-таблица и целевая функция, а значение целевой функции для исходной задачи определяется как сумма целевых функций ее подзадач. Сокращение времени счета определяется значительным сокращением количества операций при определении разрешающего (ведущего) элемента [54]. При отсутствии в составе энергокомплекса накопителей энергии и установок на ВИЭ оптимизационный расчет на каждом интервале времени, на котором нагрузки потребителя постоянны, не зависит от результатов расчета на предыдущем интервале. В этом случае степень декомпозиции может быть принята практически любой, вплоть до расчетного интервала времени с постоянными нагрузками. При решении задач определения оптимальных режимов работы энергокомплекса при заданных мощностях генерирующих установок и емкости аккумуляторов допустимая степень декомпозиции определяется режимом работы аккумуляторов.

Если ставится задача выбора оптимальной мощности ФЭП и ветроэнергетических установок, архитектурная декомпозиция вообще не применима.

Алгоритмический подход к декомпозиции значительно сложнее в реализации, но практически не имеет ограничений в области применения. Суть подхода заключается в том, что каждая переменная и уравнение, относящиеся к единичному интервалу времени, «отмечаются» номером данного интервала и после определения разрешающего столбца (т.е. фактически – переменной, вносимой в базис) выбор разрешающей строки осуществляется только среди строк, имеющих такой же номер временного интервала. Аналогично архитектурному методу снижается количество операций при поиске разрешающего элемента, хотя и не так значительно – разрешающий столбец все равно выбирается из числа всех столбцов таблицы. Однако этот метод может применяться вне зависимости от решаемой задачи и состава оборудования энергетического комплекса.

Модельный подход предполагает составление такой системы ограничений (по сути – модели комплекса), которая снижает степень взаимного влияния режимов работы комплекса на различных временных интервалах. Он может быть применен при расчетах энергетических комплексов, включающих аккумуляторы, и в случае с аккумуляторами заключается во введении дополнительного ограничения, указывающего на регулярность обнуления энергии, запасенной в аккумуляторе. Это, с одной стороны, вносит определенную погрешность в результаты расчетов, с другой – значительно сокращает время счета. При этом приходится искать компромисс между точностью расчетов и разумным временем счета.

Выводы к главе 2

В настоящее время задача оптимизации схемных решений и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики по-прежнему остается актуальной, т.к. универсального решения до сих пор не предложено.

Из-за большой размерности данной задачи, в качестве метода ее решения был использован симплекс-метод. В качестве оптимизируемой

величины были выбраны затраты на энергоснабжение заданного потребителя в течение расчётного периода (1 года).

В основе математической модели энергетического комплекса произвольной конфигурации лежат уравнения баланса тепловой и электрической энергии. Для большинства энергетических установок, которые могут входить в состав оборудования энергетического комплекса, сформулированы компоненты балансовых уравнений, целевой функции и линейные ограничения, описывающие их работу и экономическую эффективность в рамках данной модели.

Определен набор исходных данных для проведения оптимизационных расчетов, а также структура данных, получаемых в результате расчета.

Предложены подходы к декомпозиции задачи, определены условия их применимости в зависимости от допустимого состава оборудования энергетического комплекса.

Предлагаемая методика оптимизации состава оборудования и режимов работы энергетических комплексов малой энергетики была реализована в виде программы Smart Energy Complex в среде программирования Delphi.

Методика оптимизации состава оборудования и реализованное программное обеспечение были использованы при разработке и обосновании принципиальной тепловой схемы энергетического комплекса, оптимального для освоения новых технических решений по повышению топливной эффективности за счет сжатия топлива в термодинамическом цикле ГТУ (Приложение А). Работа выполняется по соглашению с МОН в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технического комплекса России на 2014-2020 годы».

ГЛАВА 3. Моделирование графиков энергетических нагрузок обособленных потребителей

Цель диссертационной работы – разработка методики оптимизации состава оборудования и режимов работы энергетических комплексов малой энергетики. Согласно определению, методика – совокупность приемов практической деятельности, приводящая к заранее определенному результату [63]. Иными словами, методика – готовый инструмент для решения конкретной задачи, в данном случае – получение оптимальной конфигурации оборудования и режимной карты. И если алгоритм оптимизации реализован в виде компьютерной программы и не предполагает взаимодействия с пользователем в процессе расчета, то поиск и ввод необходимых исходных данных полностью ложатся на пользователя. Если расчетная составляющая методики показывает прекрасные результаты, но воспользоваться методикой затруднительно или даже невозможно из-за сложности в сборе исходных данных, такая методика не может считаться полноценной.

Данные об энергетических нагрузках потребителя являются необходимыми для проведения оптимизационного расчета состава оборудования энергетического комплекса. Наиболее достоверным источником таких данных являются полученные путем измерения графики тепловой и электрической нагрузок рассматриваемого потребителя. На практике получить такие графики затруднительно: во-первых, измерения должны производиться, по крайней мере, в течение года, т.к. изменения в характере потребления энергии имеют именно такую периодичность, во-вторых, задача оптимизации энергоснабжения может решаться для потребителя еще на этапе проектирования или строительства.

В зависимости от горизонта расчета и решаемых задач методы прогнозирования нагрузок могут быть разделены на 3 группы: методы долгосрочного, среднесрочного и краткосрочного прогнозирования.

Долгосрочное прогнозирование ставит задачу определения трендов в развитии энергетики и изменении объемов потребления электроэнергии в течение длительного периода времени: от нескольких лет до десятилетий [64], и при таком прогнозировании нет необходимости в точном построении графиков нагрузок потребителей. Среднесрочное и краткосрочное прогнозирование предполагает определение не только объемов потребляемой электроэнергии, но и характера электропотребления во времени. Динамика электрических нагрузок потребителя в течение дня оказывает существенное влияние на режим работы, и, как следствие – на выбор генерирующего и аккумулирующего оборудования энергетического комплекса. Следовательно, модель, которую можно будет впоследствии использовать при проведении оптимизационных расчетов состава оборудования энергетических комплексов, должна опираться на методы краткосрочного и среднесрочного прогнозирования.

Данная глава посвящена моделированию электрических нагрузок коммунальных потребителей. Прогнозирование нагрузок, связанных с производственными и технологическими процессами может опираться на план производства, в то время как нагрузки коммунальных потребителей и характер их изменения во времени гораздо менее предсказуемы и требуют разработки отдельных подходов к моделированию. Графики тепловой нагрузки также необходимы для решения задачи оптимизации энергоснабжения. Однако, тепловая нагрузка может быть с достаточной точностью рассчитана при условии, что известны графики температуры наружного воздуха и отопительная характеристика здания [65]. Кроме того, системы отопления и горячего водоснабжения (основные потребители тепловой энергии наряду с технологической нагрузкой) весьма инерционны по сравнению с системами электроснабжения, и краткосрочная разница между производством и потребностью в тепловой энергии не окажет существенного воздействия ни на потребителя, ни на производителя. Таким образом, тепловая нагрузка, с одной стороны, может быть рассчитана

непосредственно, с другой стороны, погрешности, связанные с моделированием тепловых нагрузок, не так значимы.

3.1 Основные подходы к моделированию нагрузок. Обоснование выбора метода искусственных нейронных сетей

Среди методов моделирования графиков электрических нагрузок, учитывающих изменение нагрузки потребителя во времени, можно выделить 4 основных подхода: построение графика на основании информации о режиме работы потребителя, использование типовых графиков, аппроксимация и применение искусственных нейронных сетей.

Для промышленных предприятий, где большую часть энергозатрат формируют технологические процессы, графики нагрузок могут быть построены на основании данных о количестве производимой продукции, ее удельной энергоемкости, а также характере и продолжительности технологических циклов без учета случайных отклонений. Потребление энергии жилыми зданиями значительно менее предсказуемо, поскольку включение любого электроприбора – случайное событие. В первом приближении график нагрузки для такого здания может быть смоделирован с помощью типовых графиков (рис. 3.1) [65]. Для этого рассчитывается среднесуточное потребление электроэнергии в соответствии с нормативами на 1 жителя с учетом типа и местоположения здания. Затем типовой график масштабируется таким образом, чтобы суммарное потребление электроэнергии за сутки стало равным показателю, определенному по нормативам. При всей простоте метода он обладает значительными недостатками. Типовые графики и нормативы потребления не учитывают сезонных изменений в потреблении электроэнергии: нормативное электропотребление рассчитывается как среднее по двум характерным месяцам (июнь и ноябрь) [66]. При сравнении реально измеренных нагрузок жилых домов с нормативными показателями электропотребления последние могут превышать результаты измерений более чем в 1,5 раза [67].

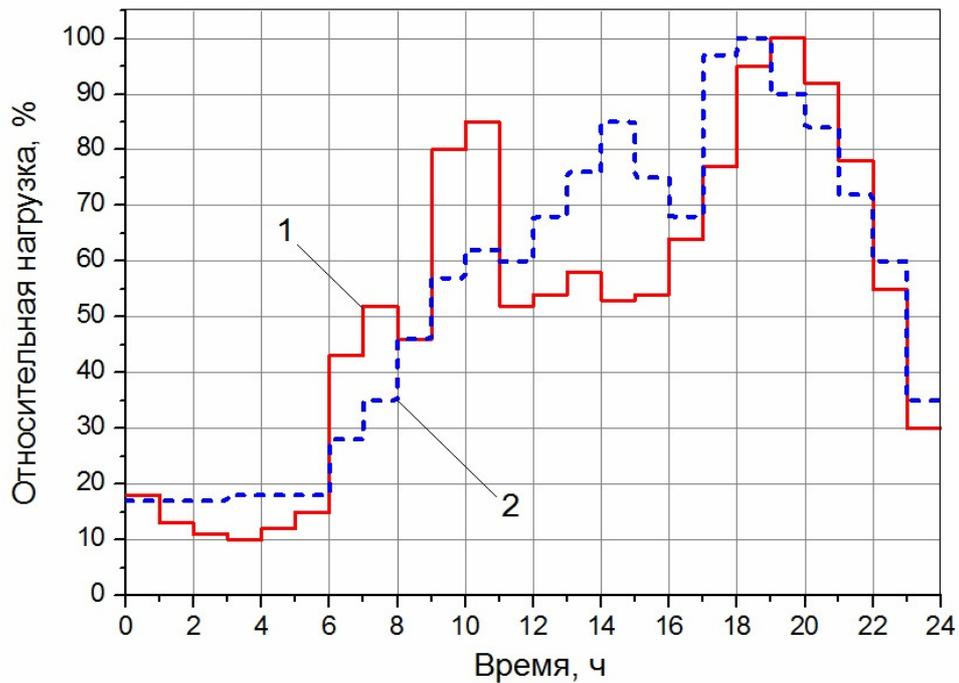


Рисунок 3.1 – Типовые графики относительной электрической нагрузки жилого здания: 1 – рабочий день; 2 – выходной день

При аппроксимации графиков нагрузок в качестве аппроксимирующих функций могут быть использованы сплайны [68], преобразование Фурье [69] и вейвлет-преобразование [70]. При этом использование преобразований Фурье или вейвлетов обеспечивает более достоверную картину при моделировании нагрузок на длительных временных отрезках (год и более) благодаря тому, что периодичность этих функций позволяет учесть периодический характер изменения электрических нагрузок в течение лет, недель и дней.

Общий недостаток методов аппроксимации заключается в сложности поиска исходной информации: графиков нагрузок объектов, похожих на рассматриваемый, либо графиков нагрузок самого объекта, измеренных на временном отрезке, достаточно длительном, чтобы в результате аппроксимации можно было бы получить графики нагрузок для периода необходимой продолжительности.

При краткосрочном и среднесрочном прогнозировании нагрузку удобно разбивать на две составляющие: случайную и трендовую. Чем ниже средняя нагрузка потребителя, тем большее влияние на график нагрузки

окажет случайная составляющая. Моделировать ее можно посредством вейвлет-преобразования, либо она может определяться как случайная величина для каждого временного интервала. В работах [71], [72] показано, что при разбиении суток на характерные периоды внутри каждого периода распределение случайной составляющей подчиняется нормальному закону распределения. Для жилых зданий (а значит – и для групп жилых зданий) в качестве характерных интервалов времени могут быть выбраны 3 периода, соответствующие различной активности человека дома: с 0 до 8 часов, с 8 до 16 и с 16 до 24 часов.

Экспериментальный суточный график электрической нагрузки жилого здания, а также графики его трендовой и случайной составляющих представлены на рис. 3.2 [71].

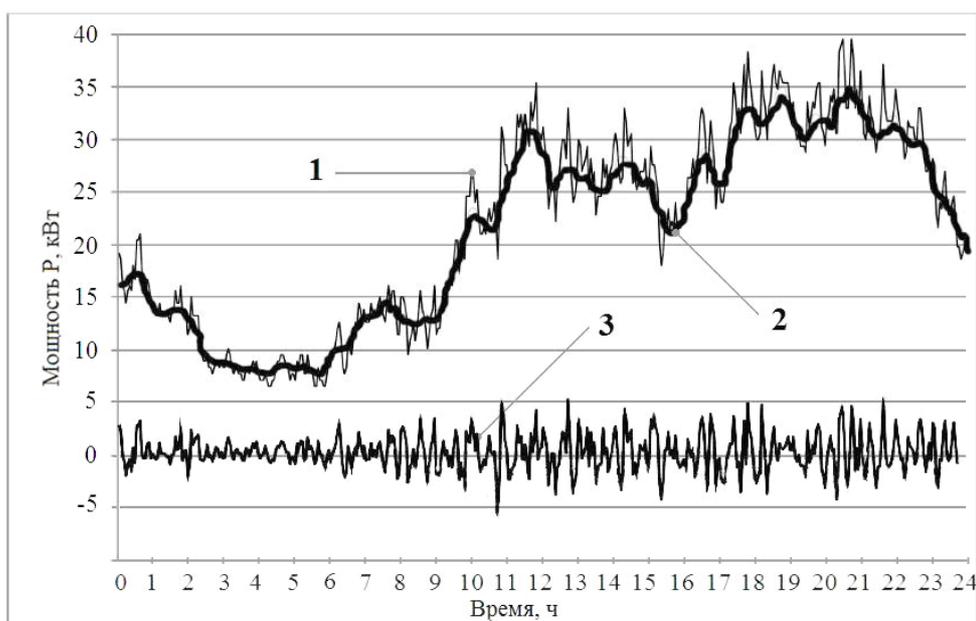


Рисунок 3.2 – Суточный график электрической нагрузки жилого здания: 1 – экспериментальный график; 2 – трендовая составляющая; 3 – случайная составляющая

Результатом применения методов аппроксимации является функция, позволяющая построить график электрической нагрузки для потребителя определенного типа на основании неполной информации о нагрузках этого потребителя либо информации о нагрузках сходных потребителей. Точность такого прогнозирования может оказаться низкой при его применении на

большом горизонте расчета (несколько месяцев) из-за того, что при аппроксимации не учитываются реальные параметры, влияющие на электропотребление (температура наружного воздуха, часы рассвета и заката и т.д.).

Искусственные нейронные сети представляются наиболее перспективным инструментом для решения задач моделирования графиков электрических нагрузок в условиях недостаточности исходной информации. Данный метод имеет серьезное преимущество перед аппроксимацией: грамотно спроектированная нейронная сеть способна учитывать любые параметры, влияющие на режим электропотребления. Кроме того, нейронные сети способны обеспечить относительно высокую точность прогноза при недостаточном количестве исходных данных, наличии в них пропусков и отклонений [73]. Также применение нейросетевых моделей является обоснованным при недостаточной формализации задачи и избыточной ее детализации. Метод искусственных нейронных сетей позволяет успешно преодолевать подобные проблемы и ограничения, нередко возникающие при моделировании процессов в энергетике, что показано в [74] на примере решения задачи моделирования работы оборудования кузнечного цеха.

Нейронная сеть – это распределенный процессор, состоящий из элементарных единиц обработки информации (нейронов) и связей между ними, так называемых синаптических весов, накапливающих экспериментальные знания и предоставляющих их для последующей обработки. Группа нейронов, формирующая шаг обработки сигнала, формирует скрытый слой нейронов. Каналы ввода исходных данных для вычислений и вывода результатов расчетов формируют входной и выходной слои, соответственно. В данной работе для моделирования графиков энергетических нагрузок использована нейронная сеть прямого распространения, когда сигнал внутри нейронной сети передается только от предыдущего слоя к последующему. Структура нейронной сети прямого распространения с двумя скрытыми слоями представлена на рис. 3.3.

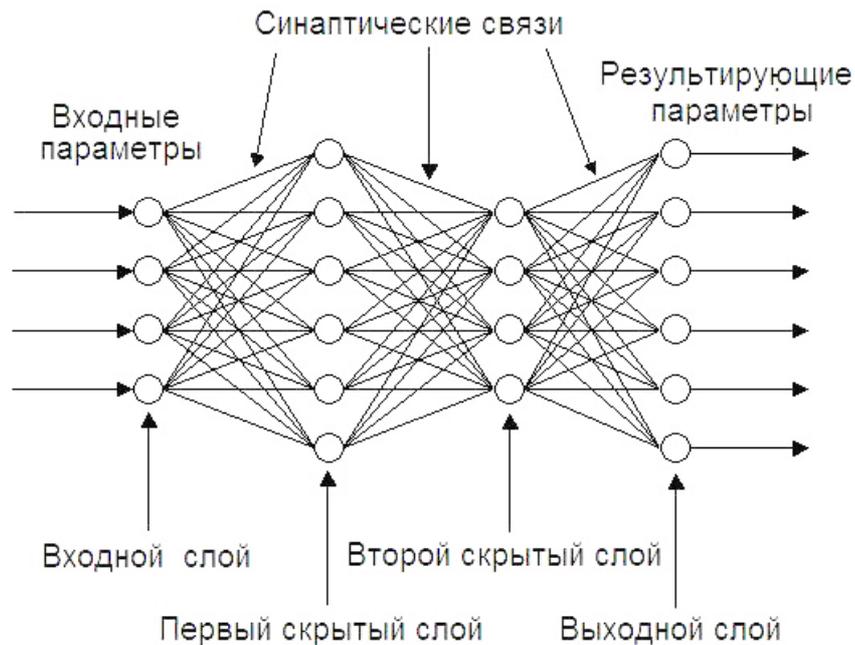


Рисунок 3.3 – Структура нейронной сети прямого распространения с двумя скрытыми слоями

На рисунке 3.4 представлена схема функционирования отдельного нейрона k скрытого слоя. Функционирование нейрона может быть описано следующей парой уравнений:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj} x_j, \quad (3.1)$$

$$y_k = \varphi(u_k + b_k), \quad (3.2)$$

где m – число сигналов на входе в нейрон k ; x_1, x_2, \dots, x_m – входные сигналы нейрона k ; $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$ – синаптические веса нейрона k ; u_k – линейная комбинация входных воздействий; b_k – пороговая константа нейрона k ; сумма $u_k + b_k$ представляет собой сигнал, обрабатываемый целевой функцией, и носит название индуцированного локального поля; φ – функция обработки входного сигнала нейрона k , называемая функцией активации; y_k – выходной сигнал нейрона.

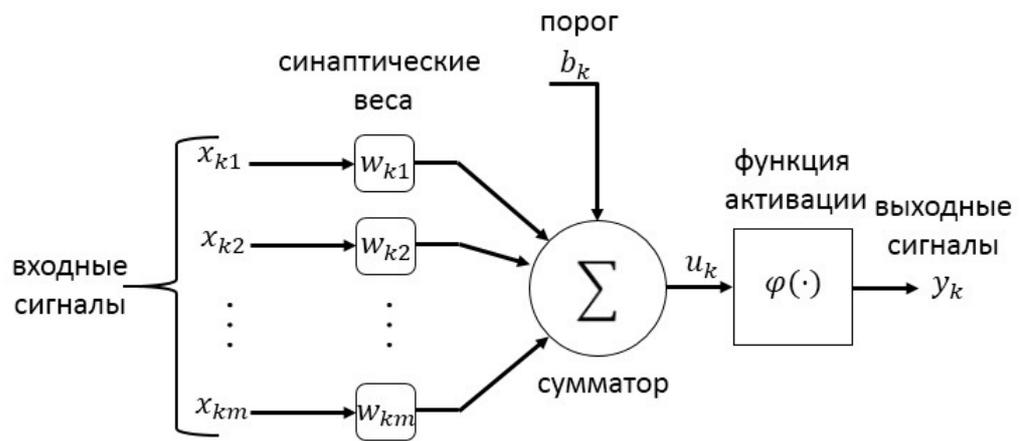


Рисунок 3.4 – Схема функционирования отдельного нейрона k скрытого слоя

Как инструмент решения задач прогнозирования нейронные сети обладают рядом особенностей. Во-первых, для их корректной работы необходим корректный выбор параметров, подаваемых на вход нейронной сети. Во-вторых, при решении задач, связанных с моделированием, для обучения нейронной сети необходима обучающая выборка.

Обучающая выборка – это набор типовых задач, для которых решения известны. Нейронная сеть пытается решать задачи сама и сравнивает полученный результат с ответом. Любое отклонение от заданного ответа влечет за собой коррекцию синаптических весов, пропорциональную величине ошибки и сигналу, вызвавшему эту ошибку:

$$\Delta w_{kj} = -\eta \frac{\partial S_t}{\partial w_{kj}}, \quad (3.3)$$

где Δw_{kj} – корректировка синаптического веса w_{kj} ; η – параметр скорости обучения; $\frac{\partial S_t}{\partial w_{kj}}$ – производная величины ошибки по синаптическому весу w_{kj} . Данное правило коррекции синаптических весов представляет собой наиболее распространенный алгоритм обучения нейронной сети, называемый методом обратного распространения ошибки [73].

3.2 Постановка задачи моделирования графиков электрических нагрузок коммунальных потребителей

Задача разработки механизма краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок коммунальных потребителей на базе аппарата искусственных нейронных сетей решается в несколько этапов:

- 1) Определение перечня параметров, влияющих на электрическую нагрузку.
- 2) Выбор архитектуры нейронной сети для моделирования графиков нагрузок.
- 3) Формирование обучающей и контрольной выборок для нейронной сети на базе реальных графиков нагрузок.
- 4) Обучение нейронной сети.
- 5) Моделирование электрических нагрузок по входным данным контрольной выборки.
- 6) Сравнение результатов моделирования электрической нагрузки с контрольной выборкой. Оценка точности метода.

Метод тестировался на двух группах коммунальных потребителей: отдельных жилых домах и малых населенных пунктах. Благодаря значительному объему работ, выполненных в данной области, имеется доступ к архиву суточных почасовых графиков электрических нагрузок большого числа домов и поселков в различное время года, полученных путем прямого замера.

Учитывая необходимость моделирования графиков нагрузок в условиях неполноты информации, с одной стороны, и неопределенность, связанную с оценкой погрешности при моделировании случайной составляющего графика нагрузки, с другой стороны, при решении данной задачи моделировались только трендовые составляющие графиков относительных электрических нагрузок.

Доказано, что при использовании только нейронов с линейными функциями активации любая нейронная сеть прямого распространения

может быть сведена к нейронной сети с одним скрытым слоем [73]. Использование линейных функций активации упрощает организацию нейронной сети и процесса ее обучения, а также минимизирует счетное время. Кроме того, существует успешный опыт применения однослойного персептрона для решения задачи моделирования нагрузки [75]. Эти факторы определили выбор однослойного персептрона в качестве структурного решения для разрабатываемой нейросети.

Для определения количества входных сигналов (структуры исходных данных) необходимо определить перечень параметров, влияющих на режим электропотребления, а также диапазон значений, которые они могут принимать. Можно выделить множество таких параметров: численность населения, местные цены на электроэнергию и различные виды топлива, время суток, температура наружного воздуха, время года, день недели, наличие местных производств, освещенность и т.д. Однако выбирать следует те параметры, которые могут быть внесены в контрольную выборку, т.е. параметры, значения которых доступны в открытых источниках (публикации в статьях, открытые базы данных и т.д.) или могут быть вычислены на основании имеющихся данных для используемых в этой выборке графиков нагрузок. Например, для бытовых потребителей существует значительное различие между характером электропотребления в рабочие и праздничные дни. Если в описании большей части графиков, использованных для обучения нейронной сети, не указан тип дня (рабочий, выходной), для которого строился график нагрузок, следовательно, невозможно сформировать выборку данных, которая позволила бы учитывать этот фактор.

В работах, описывающих режимы электропотребления малых населенных пунктов и отдельных многоквартирных жилых зданий, как правило, указываются различные параметры, в связи с чем были выделены две группы исходных параметров, соответствующие двум выбранным типам потребителей.

На основании имеющихся данных, а также доступной информации о климатических условиях в населенных пунктах был выбран следующий перечень входных сигналов нейронной сети:

- 1) Численность населения.
- 2) Температура наружного воздуха.
- 3) Наличие/отсутствие промышленных предприятий в населенном пункте.
- 4) Характерный период суток: ночной, утренний пиковый, дневной, вечерний пиковый.
- 5) Уровень естественного освещения.

Параметр, характеризующий уровень естественного освещения, принимался равным единице в момент времени, соответствующий солнцу в зените, и равным нулю перед рассветом и после заката, характер изменения освещенности в часы от рассвета до заката полагался линейным. Данный параметр рассчитывался следующим образом:

$$P_{eo} = 1 - 2 \cdot \frac{\left| T - \left(T_p + \frac{(T_3 - T_p)}{2} \right) \right|}{T_3 - T_p}, \quad (3.4)$$

где P_{eo} – параметр естественного освещения; T – время суток; T_p – время рассвета; T_3 – время заката.

Наличие промышленных предприятий, а также характерный период суток являются качественными характеристиками, а не количественными. Такие параметры на входе в нейронную сеть можно моделировать в виде n входных сигналов, где n – количество значений, которое может принимать эта характеристика. Каждый из n сигналов отвечает за свое значение и равен 1 если его значение соответствует текущему значению характеристики и 0 если не соответствует. Таким образом, наличие предприятий будет задано единицей, а характерный период суток – четырьмя сигналами входного слоя.

Структура нейронной сети для прогнозирования нагрузок населенных пунктов, построенная с учетом принятых допущений, представлена на рисунке 3.5.

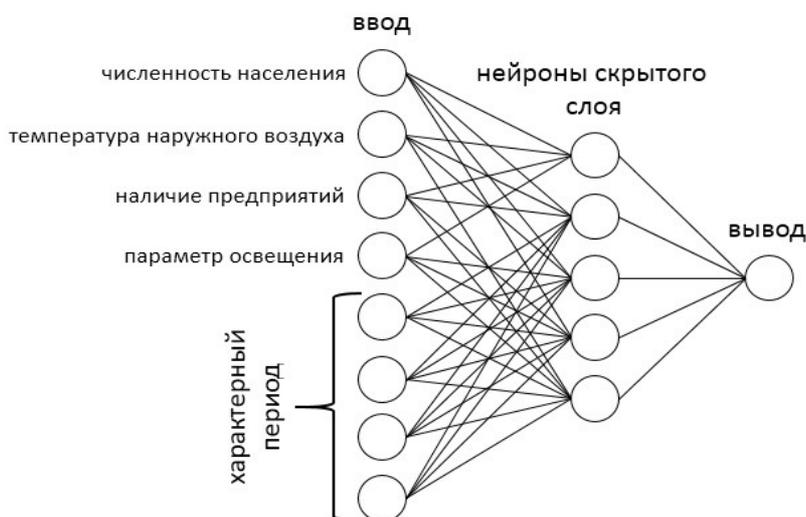


Рисунок 3.5 – Структура нейронной сети для прогнозирования нагрузок малых населенных пунктов

Для отдельных жилых зданий был выбран несколько отличный перечень параметров:

- 1) Тип дня: выходной или рабочий.
- 2) Сезон: зима, лето, весна-осень.
- 3) Тип здания: многоквартирный или частный дом.
- 4) Характерный период: ночной, утренний пиковый, дневной, вечерний пиковый.
- 5) Наличие электроплит.

Температура наружного воздуха и уровень естественного освещения, разумеется, влияют на режим электропотребления, однако в публикациях, из которых были взяты графики нагрузок жилых зданий для обучающей и контрольной выборок [67, 71, 76, 77], в большинстве случаев отсутствовали указания на точную дату измерения электрической нагрузки. Из-за этого при расчетах применялся укрупненный параметр «сезон». Построенная с учетом принятых допущений структура нейронной сети для прогнозирования нагрузок жилых зданий представлена на рисунке 3.6.

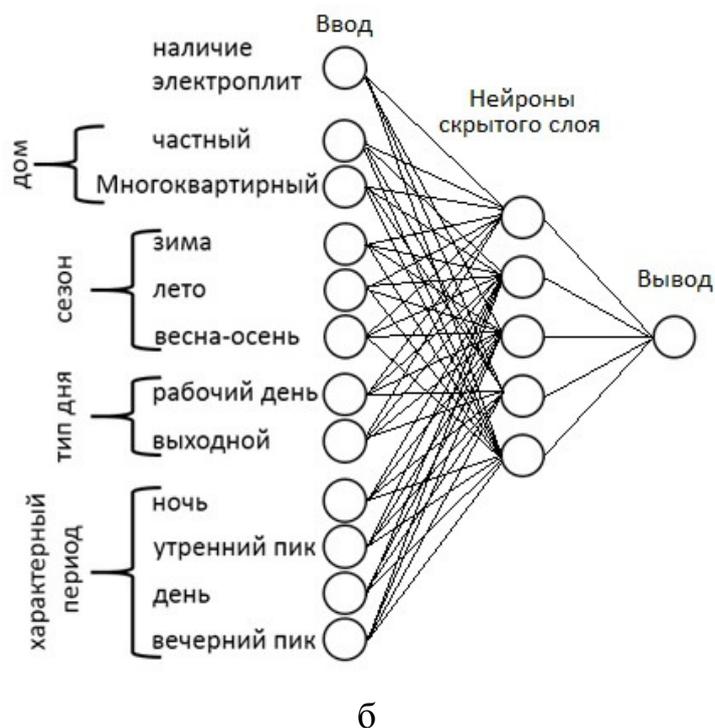


Рисунок 3.6 – Структура нейронной сети для прогнозирования нагрузок отдельных жилых зданий

Обладая данными об электропотреблении и подробным графиком относительных нагрузок за месяц, можно получить график абсолютных величин электрической нагрузки. Поскольку данные о количестве потребленной электроэнергии для конкретного потребителя за длительный период (от месяца до года), как правило, известны, предлагаемый метод будет использоваться для построения графиков относительной электрической нагрузки.

Данные для формирования обучающей выборки для нейронной сети, прогнозирующей электропотребление малых населенных пунктов, были предоставлены Лабораторией возобновляемых источников энергии ОИВТ РАН. Использованы суточные графики нагрузок небольших населенных пунктов Камчатского края, Якутии, а также Бурятии и Иркутской области. Отобрано 30 графиков, из которых 26 сформировали обучающую выборку, а 4 – контрольную. В качестве графиков контрольной выборки выбраны суточные графики нагрузок для летнего и зимнего дней двух населенных пунктов: поселка Оссора (Камчатский край, население – около 2000 человек)

и поселка Угоян (Якутия, население – около 400 человек). Начальные синаптические веса выбирались таким образом, что до обучения нейронной сети относительная нагрузка населенного пункта с населением в 1000 человек и промышленным предприятием при нахождении солнца в зените и температуре наружного воздуха 20 °С составит 50%.

Для обучения нейронной сети, прогнозирующей электропотребление отдельных жилых зданий, было отобрано 18 суточных графиков нагрузок, из которых 16 сформировали обучающую выборку, а 2 – контрольную. Начальные синаптические веса выбирались таким образом, что до обучения нейронной сети относительная нагрузка жилого многоквартирного дома с электроплитами в период утреннего пика осенью составит 50%.

Для обучения использовался алгоритм обратного распространения ошибки. В силу ограниченности обучающей выборки необходимо было повторять цикл обучения. Циклическая загрузка обучающей выборки в нейронную сеть в обоих случаях повторялась до тех пор, пока среднеквадратичное изменение весов нейронов за цикл обучения не опустилось ниже 3%. Для этого оказалось достаточно 12 циклов.

3.3 Программная реализация предлагаемого метода прогнозирования нагрузок

Метод прогнозирования нагрузок обособленных потребителей был реализован в компьютерной программе Load Forecast в среде Delphi. После компиляции программа занимает объем 1,05 Мб и включает файл Loadforecast.exe, папку pic, содержащую изображения структур нейронных сетей для моделирования нагрузок потребителей двух типов, а также папку test, содержащую файлы-примеры исходных данных и обучающей выборки. Файлы testvillage.txt и testhouse.txt – примеры файлов исходных данных для моделирования нагрузок населенного пункта и жилого здания, соответственно. Файлы trainvillage.txt и trainhouse.txt содержат примеры задач из обучающих выборок для нейронных сетей обоих типов.

Реализуемый программой Load Forecast алгоритм моделирования графиков электрических нагрузок представлен на рис. 3.7 в виде блок-схемы.

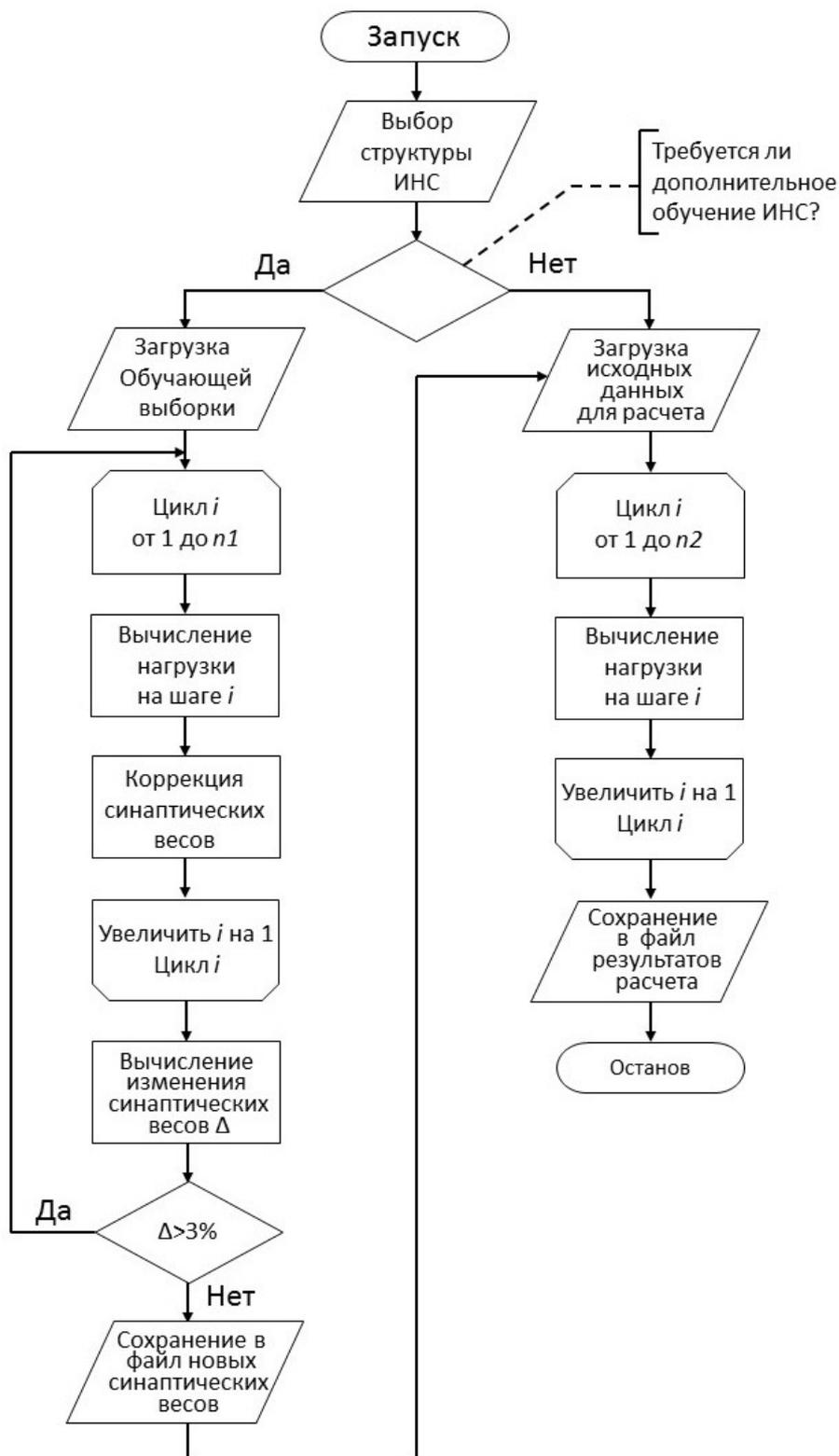


Рисунок 3.7 – Алгоритм моделирования графиков электрических нагрузок в программе Load Forecast

При запуске программы перед пользователем откроется рабочее окно (рис. 3.8). В верхней части рабочего окна находится главное меню программы, содержащее 5 вкладок: «Новый расчет», «Нейронная сеть», «Обучение», «Исходные данные», «Выход».

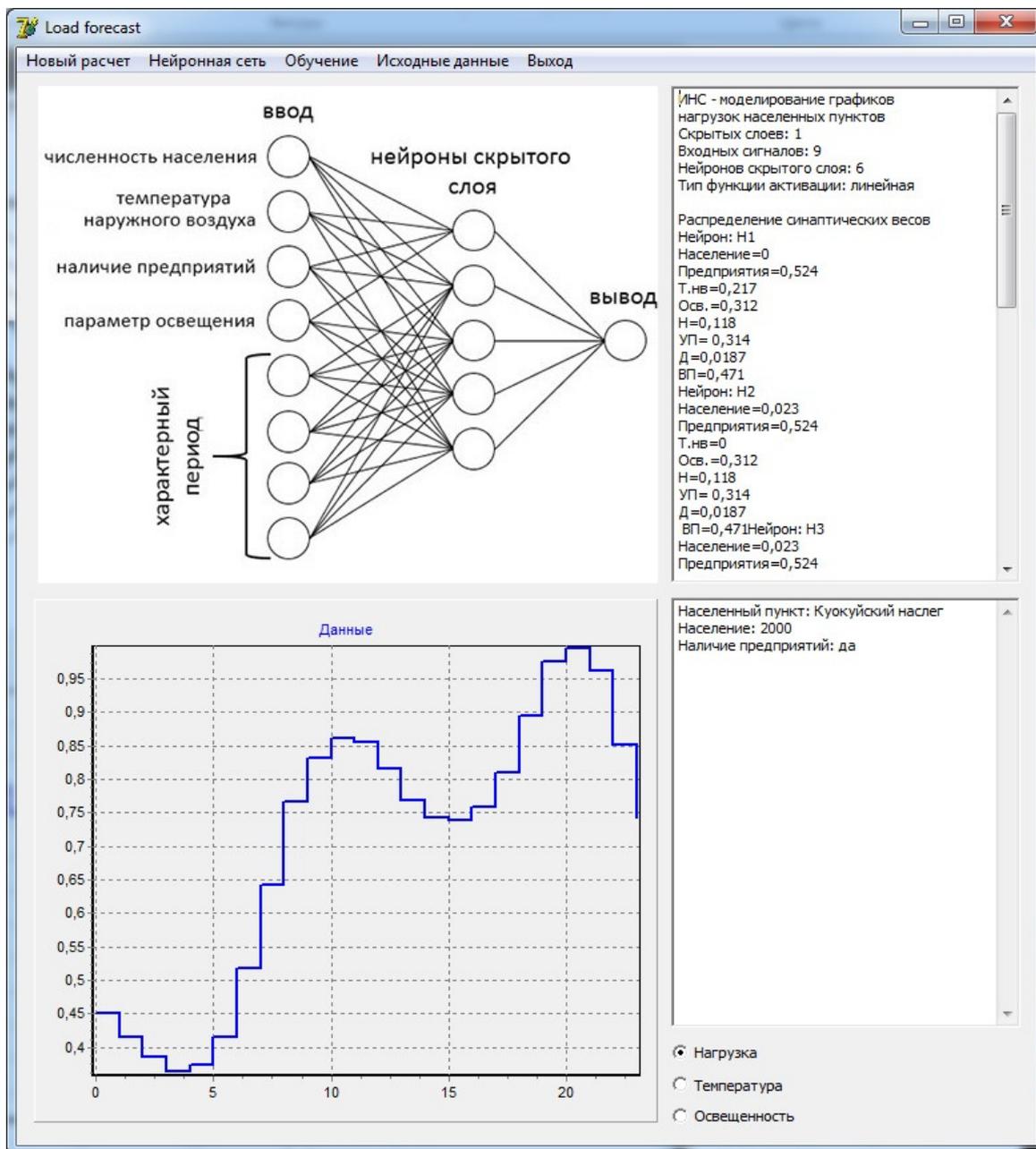


Рисунок 3.8 – Рабочее окно программы Load Forecast

Вкладка «Новый расчет» содержит следующие пункты:

1. «Населенный пункт» – подготавливает программу к моделированию нагрузок населенных пунктов. При выборе этого пункта в верхней левой части главного окна появится изображение соответствующей

структуры нейронной сети, а в верхнем текстовом поле – информация о количестве нейронов сети и синаптических весах.

2. «Жилое здание» – подготавливает программу к моделированию нагрузок жилых зданий. Аналогично предыдущему пункту в главном окне появится изображение соответствующей структуры нейронной сети, а в верхнем текстовом поле – информация о количестве нейронов сети и синаптических весах.
3. «Начать расчет» – пункт меню станет активным после того, как будет выбран тип расчета, а также будут загружены исходные данные. Запускает процесс моделирования графика нагрузки. По окончании расчета полученный график электрической нагрузки будет представлен в левой нижней части экрана, а его числовой эквивалент – в нижнем текстовом поле.
4. «Сохранить результаты» – пункт меню станет активным после моделирования графика нагрузки. Открывает диалоговое окно для сохранения файла с результатами расчета.
5. «Загрузить результаты» – открывает диалоговое окно для выбора файла, содержащего результаты ранее проведенного расчета. Загруженный график нагрузки будет представлен в графическом и текстовом полях в нижней части главного окна.

Вкладка «Нейронная сеть» содержит следующие пункты:

1. «Загрузить сеть» – открывает диалоговое окно для загрузки из файла нейронной сети, сохраненной ранее с помощью программы Load forecast.
2. «Сохранить сеть» – открывает диалоговое окно для сохранения файла, содержащего информацию о текущем значении синаптических весов нейронной сети.

Вкладка «Обучение» содержит следующие пункты:

1. «Загрузить выборку» – открывает диалоговое окно для загрузки обучающей выборки из файла. В случае если данные в загружаемой

выборке не соответствуют требуемой форме, программа выдаст сообщение об ошибке. В случае если выбранная пользователем структура нейронной сети не соответствует обучающей выборке в выбранном файле, программа предложит изменить структуру нейронной сети. После загрузки обучающей выборки соответствующий график нагрузки будет представлен в нижней части главного окна программы.

2. «Начать обучение» – пункт меню станет активным после загрузки обучающей выборки из файла. Запускает процесс обучения нейронной сети, в результате которого значения синаптических весов нейронов могут измениться. Новые значения синаптических весов могут быть сохранены с помощью пункта меню «Сохранить сеть» вкладки «Нейронная сеть» главного меню программы. По окончании обучения в нижнем текстовом поле будут представлены данные о результатах обучения, а программа произведет расчет графика нагрузок, используя исходные данные из обучающей выборки и итоговые значения синаптических весов. Полученный в результате график нагрузок будет представлен в нижней части рабочего окна программы наряду с графиком нагрузки из обучающей выборки.

Вкладка «Исходные данные» содержит 1 пункт – «Загрузка исходных данных». Выбор этого пункта вызывает диалоговое окно загрузки файла исходных данных для расчета. Если загружаемые исходные данные не соответствуют форме представления исходных данных, программа выдаст сообщение об ошибке. Если выбранная пользователем структура нейронной сети не соответствует исходным данным в выбранном файле, программа предложит изменить структуру нейронной сети.

Нажатие на вкладку «Выход» вызывает диалоговое окно закрытия программы.

3.4 Результаты моделирования графиков нагрузок

По исходным данным контрольной выборки графиков нагрузок населенных пунктов смоделировано 4 графика нагрузок (рис. 3.9) [78].

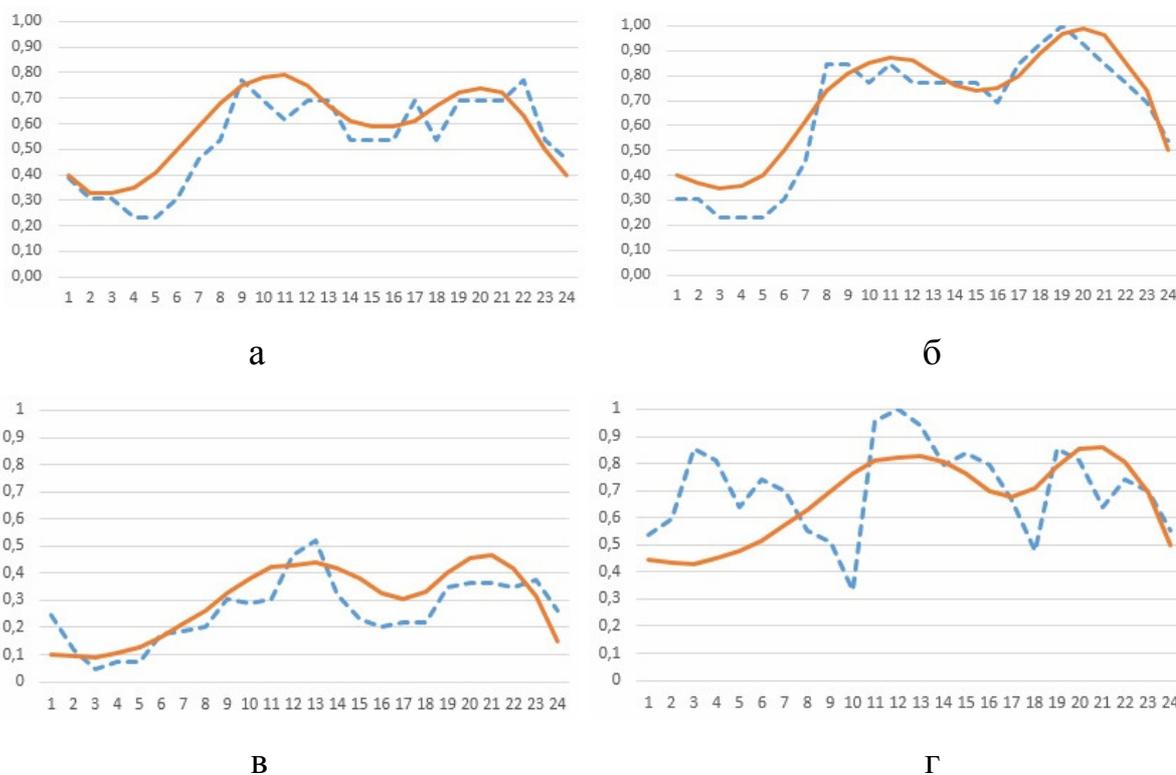


Рисунок 3.9 – Сравнение результатов моделирования графиков нагрузок с контрольной выборкой: а – п. Оссора, лето; б – п. Оссора, зима; в – п. Угоян, лето; г – п. Угоян, зима; сплошные линии – результаты моделирования, пунктир – графики из контрольной выборки

По исходным данным контрольной выборки графиков нагрузок жилых зданий смоделировано 2 графика нагрузок (рис. 3.10) [79].

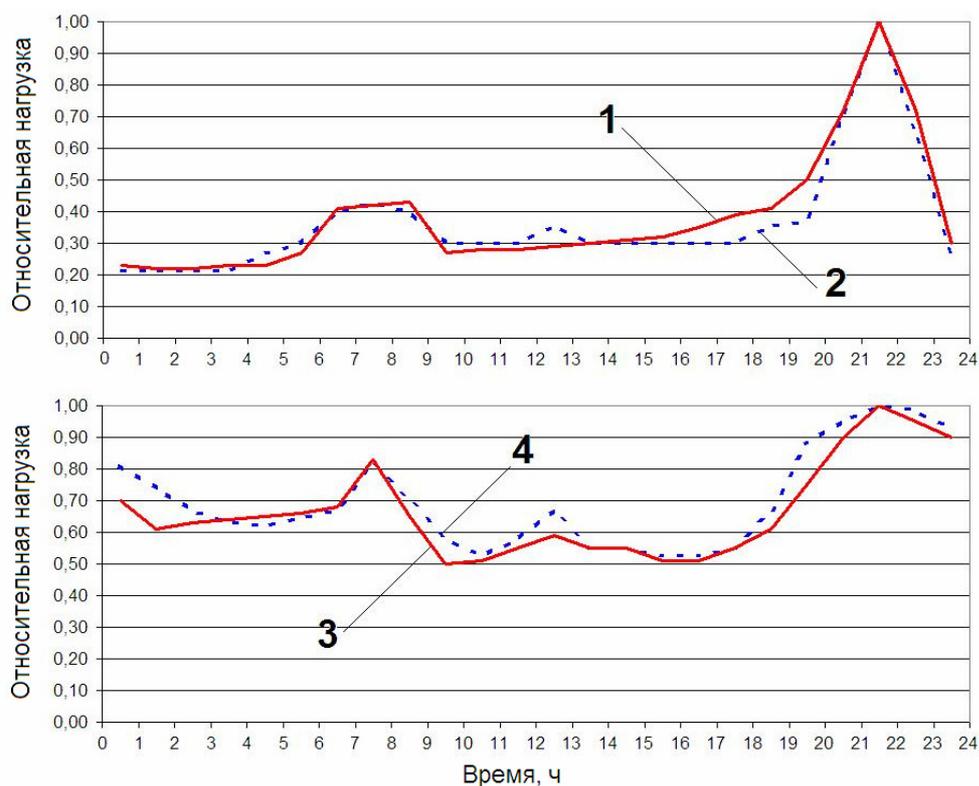


Рисунок 3.10 – Сравнение результатов моделирования графиков нагрузок с контрольной выборкой: 1, 2 – расчетный и контрольный графики нагрузки многоквартирного дома, соответственно; 3, 4 – расчетный и контрольный графики нагрузки частного дома, соответственно

В таблице 3.1 приведены величины отклонений смоделированных графиков нагрузок от графиков контрольной выборки.

Таблица 3.1 – Оценка точности моделирования

Номер	Населенный пункт	Время года	Среднее отклонение	Среднеквадратичное отклонение
1	Поселок Оссора	Лето	0,137	0,184
2	Поселок Оссора	Зима	0,152	0,186
3	Поселок Угоян	Лето	0,216	0,240
4	Поселок Угоян	Зима	-0,006	0,354
5	Многоквартирный дом	Зима	-0,023	0,076
6	Частный дом	Зима	0,095	0,135

Значения отклонений превосходят погрешности моделирования нагрузок другими методами [80]. Однако, необходимо заметить, что эти методы основаны на полноте исходной информации об объекте

исследований и в рамках рассматриваемой задачи являются неприменимыми. При этом их среднеквадратичная погрешность доходит до 17%. В то же время применение искусственных нейронных сетей, несмотря на значительную погрешность в отдельных точках, позволяет получить достоверную качественную картину энергопотребления как для различных населенных пунктов, так и отдельных жилых зданий.

Если расчетные графики для пос. Оссора и график нагрузки для пос. Угоян в летний день вполне удовлетворительно описывают реальные нагрузки из контрольной выборки, то расчетный график нагрузки для пос. Угоян в зимний день плохо коррелирует с данными контрольной выборки (рис. 3.9-г). Следует заметить, что при расчете нагрузок использовалась минимальная информация о потребителе (всего 5 параметров), и одному набору входных параметров могут соответствовать поселения с сильно отличающимися графиками нагрузок. При этом данная нейронная сеть будет выдавать для них один и тот же прогноз. Результатом прогноза будет являться график, усредненный для заданного набора исходных данных по обучающей выборке. Чем больше реальный график будет похож на усредненный график при заданных параметрах (или значениях параметров, близких к заданным), тем меньше будет отклонение смоделированного графика от реального. Поскольку графики, значительно отличающиеся от усредненных графиков, встречаются относительно редко, при моделировании длительного периода (год и более) их влияние на общую точность прогноза не будет значительным. Увеличение количества параметров в исходных данных может решить эту проблему, однако, чем больше исходных данных необходимо для расчета, тем сложнее их получить и тем сложнее сформировать обучающую выборку.

Влияние случайной составляющей электрической нагрузки на общий вид графика нагрузки населенного пункта может быть очень значительным, причем, чем меньше численность населения, тем больше это влияние. Для определения границ применимости метода (и возможности краткосрочного

прогнозирования электрических нагрузок в целом) необходимо учитывать зависимость случайной составляющей электрической нагрузки от количества жителей в населенном пункте. Моделирование случайной составляющей наравне с трендовой позволит получить качественно более достоверную картину потребления электроэнергии. Однако, возможное наложение пиков случайной составляющей контрольного графика на провалы случайной составляющей нагрузки моделируемого графика может привести к существенному возрастанию среднеквадратичной погрешности моделирования. Повышение точности прогнозирования можно осуществить несколькими способами: расширением обучающей выборки, увеличением количества входных сигналов, исключением входных сигналов, не оказывающих влияния на результат расчета, и варьированием структуры нейронной сети.

Соответствие синаптических весов нейронных связей реальным зависимостям тем выше, чем больше и разнообразнее обучающая выборка. Таким образом, расширение обучающей выборки обеспечивает более качественное обучение и повышение точности расчетов.

Учет большего количества параметров, влияющих на режим электропотребления населенного пункта, также повышает точность расчетов, однако, чем больше различных параметров формируют входной сигнал, тем сложнее отбирать данные для обучающей выборки.

После обучения нейронной сети и проведения расчетов эти процедуры могут быть повторены, но с последовательным исключением одного из входных параметров. Если результаты расчетов после исключения параметра из структуры входных сигналов не отличаются от первоначального результата, параметр может быть исключен, что упростит в дальнейшем процесс формирования обучающей выборки и ускорит работу нейронной сети.

Аналитического метода определения оптимальной структуры нейросети под конкретную задачу на сегодняшний день не существует.

Структурные решения для нейронных сетей, решающих различные задачи, выбираются путем проб и ошибок. Варьирование количества скрытых слоев и нейронов в каждом слое, изменение скорости обучения нейронной сети и функции активации нейронов могут приводить к изменению точности расчетов при использовании одной и той же обучающей выборки.

Выводы к главе 3

Анализ методов прогнозирования и результаты расчетов показывают, что для краткосрочного прогнозирования электрических нагрузок коммунальных потребителей при неполноте исходной информации возможно использование метода искусственных нейронных сетей. Для решения подобных задач достаточно однослойной структуры сети с линейными связями, что упрощает подготовку исходных данных и сокращает время счета.

Моделирование нагрузок отдельных зданий и сельских поселений Оссора (Камчатка) и Угоян (Якутия) для летнего и зимнего периодов показало удовлетворительное совпадение с контрольными графиками. Довольно значительное среднеквадратичное отклонение рассчитанных нагрузок в зимний день для поселка Угоян (35%) связано с наличием факторов, которые не учитывались ни в обучающей выборке, ни в расчете.

При расширении обучающей выборки и детализации входных параметров, влияющих на динамику электропотребления, точность прогнозирования может быть значительно повышена, при этом необходимо искать компромисс между точностью прогнозирования и усложнением структуры нейронной сети.

Несмотря на обширные возможности для дальнейшего совершенствования предлагаемого метода прогнозирования нагрузок коммунальных потребителей, уже на текущем этапе он может быть использован для подготовки исходных данных для решения задачи оптимизации энергетических комплексов.

ГЛАВА 4. Экспериментальные исследования стендовой модели энергетического комплекса

4.1 Цели и задачи экспериментальных исследований

Применение метода оптимизации состава оборудования и режимов работы комплексов малой энергетики, представленного во второй главе настоящей работы, требует разработки математических моделей отдельных генерирующих установок и аккумуляторов. Для этого необходимо, в свою очередь, располагать техническими характеристиками моделируемых установок. Подобные данные далеко не всегда предоставляются заводом-изготовителем в достаточной мере, однако, они могут быть получены в результате экспериментальных исследований.

Кроме того, эксперимент позволяет проверить адекватность допущений, принятых при разработке метода оптимизации, и провести оценку точности результатов расчетов, полученных с его помощью.

Вышеописанные задачи решались посредством проведения экспериментов на стендовой модели автономного энергетического комплекса (АЭК). Настоящая глава посвящена описанию стендовой модели, а также результатов испытаний газопоршневых мини-ТЭЦ и бака-аккумулятора тепловой энергии.

4.2 Испытательный стенд ОИВТ РАН

Испытательный стенд создан в стендовом корпусе ОИВТ РАН (к-101, ул. Ижорская 13).

В состав модели АЭК входят: газопоршневая когенерационная установка АГ-200, газопоршневая когенерационная установка АГ-315, бак-аккумулятор тепла, имитаторы электрической и тепловой нагрузки потребителя, кроме того, модель АЭК подключена к внешней электросети. Стенд оснащен системами измерений, диагностики, управления, а также системой синхронизации электрических параметров генератора ГПУ и

внешней электрической сети. Технологическая схема стандовой модели АЭК представлена на рисунке 4.1.

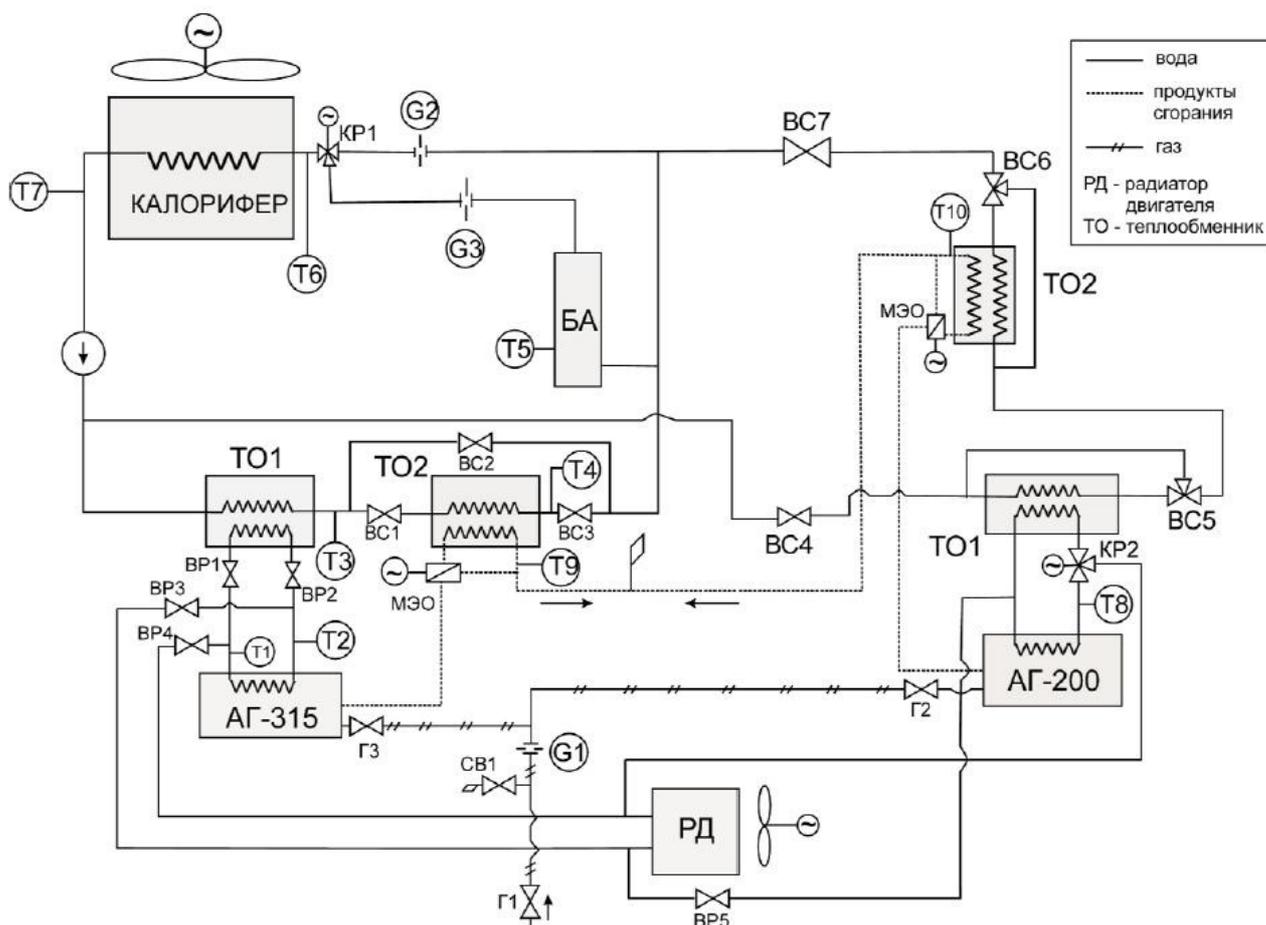


Рисунок 4.1 – Технологическая схема стандовой модели АЭК

В состав станда входят две газопоршневых мини-ТЭЦ на базе дизельных двигателей Ярославского моторного завода: ЯМЗ-240 и АД-315 с искровым зажиганием, внешним смесеобразованием, турбонаддувом и электронным регулированием частоты вращения. Каждый агрегат оснащен 3-фазным электрогенератором напряжением 400 В, штатным радиатором, а также микропроцессорным щитом управления и системой управления подачей газового топлива.

Имитатор активной электрической нагрузки представляет собой 3 комплекта калориферов СФО-99, каждый из которых имеет по 3 независимых нагревательных секции мощностью по 33 кВт. Таким образом, потребляемая мощность может достигать 300 кВт, а распределительный щит,

обеспечивающий управление активной нагрузкой, позволяет менять ее с минимальным шагом в 10 кВт.

Тепловая нагрузка обеспечивается калорифером SKG 0963 номинальной тепловой мощностью 438 кВт и регулируется частотным регулятором привода вентилятора калорифера. Контур циркуляции сетевой воды оснащен циркуляционным насосом и измерительной диафрагмой.

Накопительный бак-аккумулятор CAS производства компании Wirbel представляет собой напольный цилиндрический бак емкостью 1000 л, покрытый слоем теплоизоляции из пенополиуретана толщиной 100 мм. При перепаде температур в 20 °С тепловая емкость бака составит 84 МДж (0,02 Гкал).

Для измерения и регистрации основных параметров энергоблока стенд оснащен датчиками температуры, давления и расходомерами с унифицированными токовыми выходными сигналами. Система измерений и управления построена на базе промышленных многоканальных контроллеров ТМ-5103 (теплотехнические параметры). На модели АЭК также установлены контроллеры ТРМ-148 (управление режимами бака-аккумулятора) и ComAP (управление установкой АГ-200 и синхронизация с внешней электрической сетью).

Специально разработанный программный комплекс обеспечивает визуализацию режимов работы теплоутилизационного блока и архивирование данных измерений [81]. Разработанная программа представляет собой удобный интерфейс для наблюдения за параметрами стендовой модели энергетического комплекса в режиме реального времени, а также выборочной архивации параметров в файл с заданной частотой.

Контроллеры подключены к персональному компьютеру оператора энергетического комплекса через com-порт, и заводское программное обеспечение сохраняет массив поступающих сигналов в табличный файл. Программа визуализации режимных параметров, в свою очередь, получает информацию о сигналах через доступ к этому файлу. Массив сигналов

преобразуется в массив режимных параметров энергетических установок, кроме того, производится вычисление тепловой мощности мини-ТЭЦ. По желанию пользователя расход воды также может быть задан вручную на случай, если величина установленного расхода выйдет за доверительный интервал расходомера.

Для отладки и проверки работоспособности программы предусмотрен демонстрационный режим. Вид главного окна программы в процессе работы в демонстрационном режиме представлен на рис. 4.2.

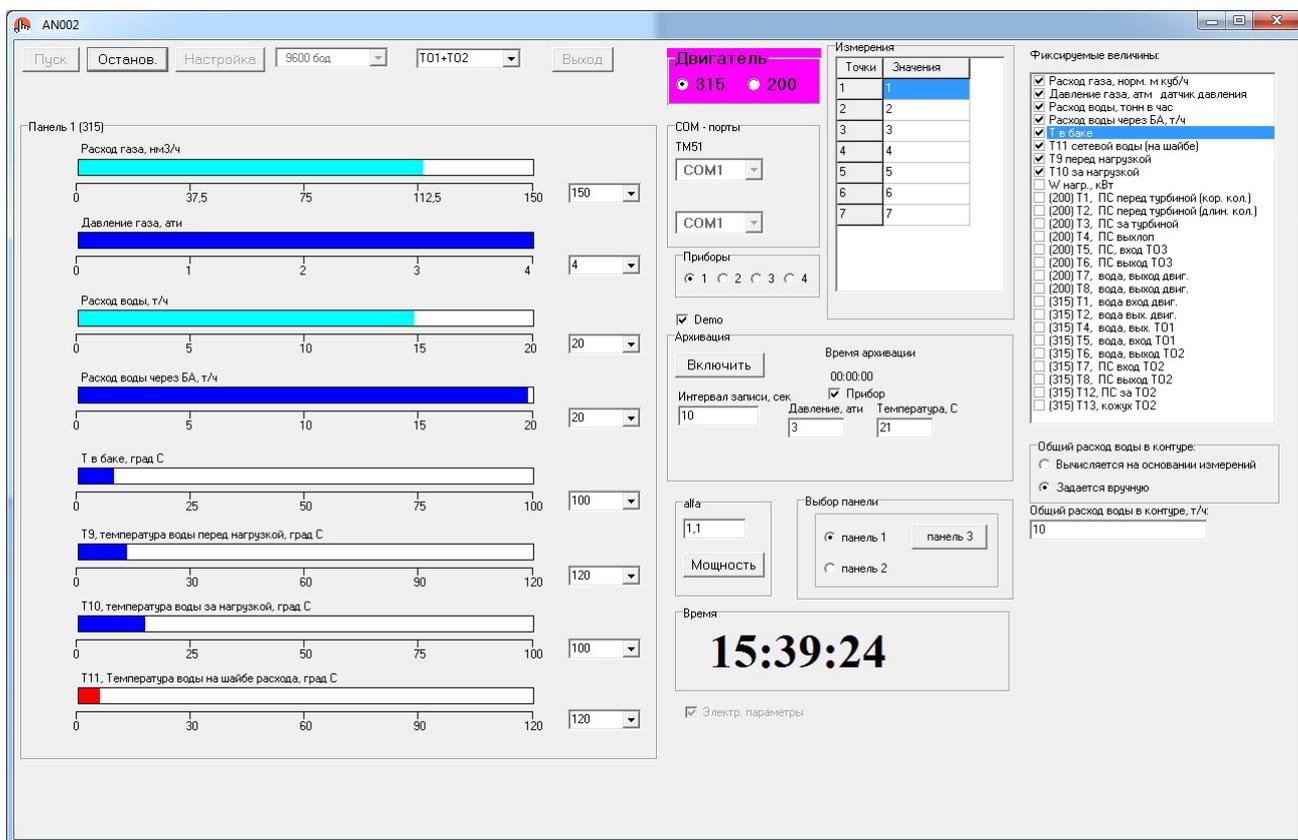


Рисунок 4.2 – Главное окно программы визуализации режимных параметров автономных энергетических комплексов

В левой части окна отображается одна из двух (по выбору пользователя) виртуальных приборных панелей, на которых в режиме реального времени можно наблюдать изменение основных режимных параметров энергетического комплекса.

В правой части располагается перечень режимных параметров, которые замеряются в процессе работы стенда или могут быть вычислены через

измеренные параметры. Выбранные в соответствии с задачами эксперимента параметры записываются с заданной частотой в файл с расширением .txt.

4.3 Исследования характеристик газопоршневой мини-ТЭЦ

Исследовались характеристики газопоршневой мини-ТЭЦ на базе дизельного двигателя ЯМЗ-240 [56]. Принципиальная схема мини-ТЭЦ показана на рис. 4.3. Теплоутилизационный блок состоит из двух стандартных пластинчатых теплообменников для утилизации тепла охлаждающей жидкости (ТО1) и масла (ТО2), кожухотрубного теплообменника для утилизации тепла продуктов сгорания (ТО3) и системы тепловой автоматики.

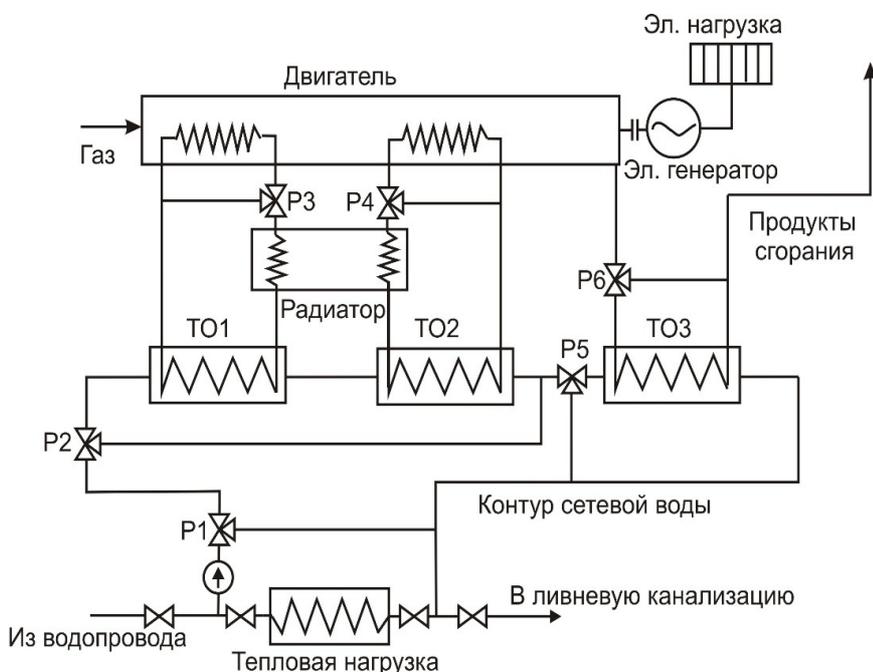


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема мини-ТЭЦ

Предварительные расчеты показали, что при работе агрегата в номинальном режиме (электрическая мощность 180 кВт) располагаемая тепловая мощность составляет 270 кВт, что при номинальном расходе газа соответствует коэффициенту использования топлива 82 %.

Балансовые испытания энергоблока проводились при ступенчатом изменении электрической нагрузки. Результаты измерений представлены в таблице 4.1 и на рис. 4.4.

Таблица 4.1 – Результаты балансовых испытаний энергоблока

Параметр	Значение				
Расход природного газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$	24,32	32,61	40,64	49,74	59,93
Теплота сгорания (низшая), $\text{МДж}/\text{нм}^3$	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Коэффициент избытка воздуха	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Располагаемая мощность, кВт	226,0	303,1	377,8	462,3	557
Электрическая мощность, кВт	36,6	70,0	102,5	135,4	168,5
Тепловая мощность теплообменника ТО1, кВт	76,5	90,0	110,0	121,3	132,7
Тепловая мощность теплообменника ТО2, кВт	16,0	18,2	13,0	19,3	22,8
Тепловая мощность теплообменника ТО3, кВт	30,5	56,4	68,8	92,8	119,4
Общая мощность теплообменного блока, кВт	123	164,6	191,8	233,4	274,9
Коэффициент полезного действия (эл.), %	16,26	23,09	27,18	29,29	30,25
Коэффициент использования топлива, %	72,0	77,4	79,0	79,0	79,6

Испытания показали, что при номинальной электрической мощности 180 кВт агрегат устойчиво работает в диапазоне нагрузок от 30 до 200 кВт. Из графиков следует, что даже при нагрузке, составляющей 20 % от номинальной, когда электрический КПД агрегата составляет 17 %, эффективность мини-ТЭЦ (коэффициент использования топлива) снижается всего на 8 % по сравнению с номинальным режимом.

Относительное распределение мощности показано на рис. 4.4.

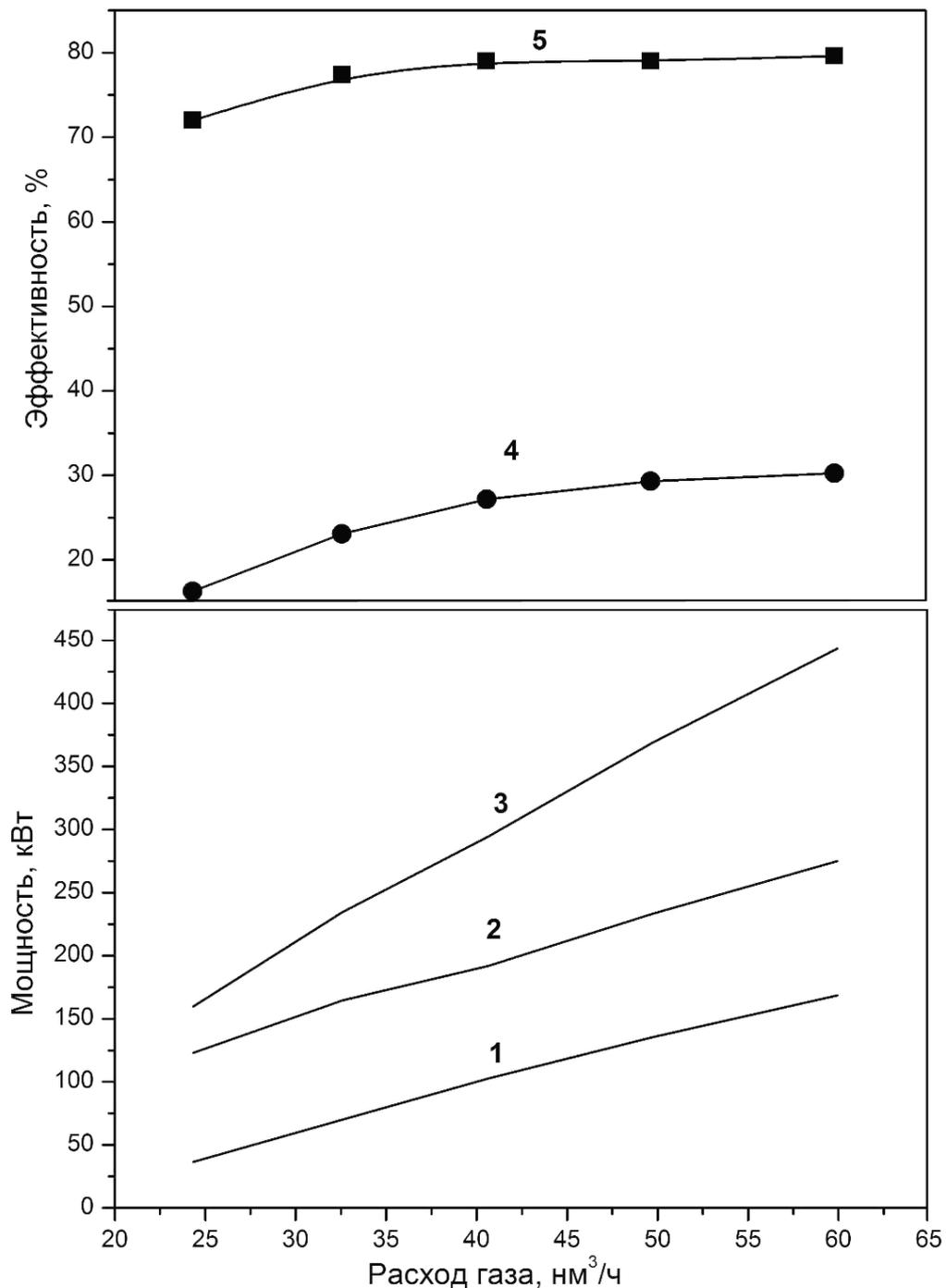


Рисунок 4.4 – Зависимость эффективности мини-ТЭЦ от расхода газа: 1 – электрическая мощность; 2 – тепловая мощность; 3 – полная полезная мощность; 4 – КПД; 5 – коэффициент использования топлива

4.4 Исследование режимов работы аккумулятора тепла

Для аккумуляирования тепловой энергии наибольшее распространение получили жидкостные аккумуляторы. Процессы зарядки/разрядки бака-аккумулятора носят динамический характер и для эффективного использования теплового аккумулятора в системах теплоснабжения

необходимы данные о динамических характеристиках бака. Вместе с тем, при реализации системы управления АЭК необходимо выполнение большого объема оптимизационных расчетов в режиме реального времени, в связи с чем важное требование к программным модулям – минимально возможное время счета.

В разделе представлена одномерная зонная модель вертикального осесимметричного бака-аккумулятора тепла, отвечающая требованиям простоты программной реализации и скорости счета. Для верификации данной модели и упрощения выбора количества зон разбиения при расчетах д.ф.-м.н. Майковым И.Л. была разработана двумерная динамическая модель бака-аккумулятора, требующая меньшего количества экспериментов для верификации [82].

Рассматривается осесимметричный вертикальный теплоизолированный бак-аккумулятор. Входной патрубок расположен в нижней части бака, выходной – в верхней крышке, причем диаметры патрубков много меньше внутреннего диаметра бака.

В основе двумерной динамической модели работы бака-аккумулятора лежит модель турбулентного течения несжимаемой вязкой жидкости с постоянными свойствами в поле силы тяжести, описываемая уравнениями Навье-Стокса в цилиндрической системе координат с симметрией по углу. При описании турбулентности потока наряду с обычной вязкостью вводится турбулентная вязкость в рамках $k-\varepsilon$ – модели [83] (k – энергия турбулентных пульсаций, ε – скорость диссипации энергии турбулентных пульсаций). Для связи турбулентных коэффициентов переноса с полями скоростей и температуры используется обобщенная гипотеза Прандтля-Колмогорова. На стенке используется условие прилипания. Для определения пульсационных характеристик течения вблизи стенок применяется метод пристеночных функций [83, 84].

В рамках зонной модели объем бака разбивается по высоте на n зон, в каждой из которых перемешивание жидкости считается мгновенным [85].

Каждая зона характеризуется средней температурой T_i , где i – порядковый номер зоны. Число зон отражает интенсивность перемешивания жидкости в объеме бака (чем больше n , тем меньше интенсивность перемешивания). Теплоемкость жидкости c_p принимается постоянной. Поскольку теплоаккумулирующая способность конструкционных материалов бака почти на два порядка меньше теплоаккумулирующей способности объема жидкости, в расчетах она не учитывается.

Тепловой баланс i -й зоны можно записать следующим образом:

$$dQ_i = Gc_p(T_{i-1} - T_i)dt - dQ_i^{nom}, \quad (4.1)$$

где dQ_i – тепловая энергия, полученная (отданная) i -й зоной за малый промежуток времени dt ; G – массовый расход жидкости через бак; dQ_i^{nom} – потери тепла через тепловую изоляцию i -й зоны. Комплекс $Gc_p(T_{i-1} - T_i)dt$ определяет изменение энтальпии жидкости в i -й зоне за счет смешения с массой Gdt , перемещаемой в зону i за время dt , с учетом того, что такой же объем вытесняется в зону $i+1$. Потери через теплоизоляцию рассчитываются как

$$dQ_i^{nom} = S_i \frac{(T_i - T_{os})}{R} dt, \quad (4.2)$$

где S_i – площадь внутренней поверхности i -й зоны; T_{os} – температура окружающего воздуха; R – термическое сопротивление стенок и теплоизоляции бака [23].

За промежуток времени dt температура жидкости в i -й зоне изменится на величину dT_i , которая может быть рассчитана, если известно dQ_i

$$dT_i = \frac{dQ_i n}{V_0 c_p}, \quad (4.3)$$

где V_0 – объем бака.

Схема экспериментального участка, на котором проводились стендовые испытания бака-аккумулятора CAS-1000 представлена на рис. 4.5.

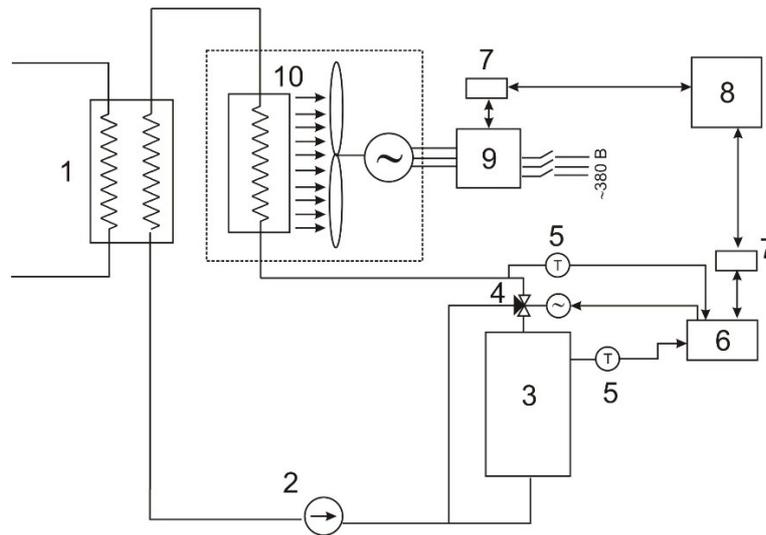


Рисунок 4.5 – Схема экспериментального участка

Вода в сетевом контуре нагревается в теплоутилизационном блоке (1) стендовой газопоршневой мини-ТЭЦ АГ-315 (ГПУ) номинальной тепловой мощности 450 кВт и циркулирует в контуре под действием циркуляционного насоса (2). Температура воды в баке-аккумуляторе (3) и после узла смешения регулируется с помощью трехпозиционного клапана (4), управляемого контроллером ТРМ-148 компании ОВЕН (6) по закону ПИД-регулирования по сигналу термометров сопротивления (5). Вода из бака-аккумулятора поступает в имитатор тепловой нагрузки (10), мощность которого регулируется частотным преобразователем (9). Управление контроллером и частотным преобразователем через конвертеры интерфейсов RS485/USB (7) обеспечивается персональным компьютером (8).

В начале эксперимента сетевая вода циркулирует только по основному контуру, расход через бак равен нулю. После выхода ГПУ на стационарный тепловой режим (температура на выходе из теплоутилизационного блока ГПУ составляет около 90°C) клапан (4) переводится в состояние, когда основной контур перекрыт и сетевая вода проходит через бак-аккумулятор (I этап, зарядка бака). По достижении заданной температуры воды в верхней зоне бака клапан (4) по команде контроллера ТРМ-148 перекрывает тракт бака-аккумулятора, и сетевая вода циркулирует по основному контуру. Для поддержания необходимого уровня температуры в блоке цилиндров ГПУ и

температуры на входе в бак мощность имитатора тепловой нагрузки в процессе зарядки регулируется частотой вращения вентилятора имитатора тепловой нагрузки.

На втором этапе (разрядка бака) двигатель ГПУ останавливается, сетевая вода переключается на байпасные линии теплообменников теплоутилизационного блока ГПУ и посредством регулирования мощности имитатора тепловой нагрузки охлаждается до температуры 20 – 50⁰С, после чего клапан (4) перекрывает основной контур циркуляции, и охлажденная вода поступает на вход бака-аккумулятора. Температура на входе в бак в процессе разрядки поддерживается на постоянном уровне изменением мощности имитатора тепловой нагрузки.

Сравнение результатов расчетов по двумерной модели и результатов экспериментов представлено на рис. 4.6.

Динамика процессов зарядки и разрядки бака-аккумулятора за счет влияния конвекции имеет качественное различие. При зарядке бака, когда горячая вода поступает в нижнюю часть бака, за счет разности плотностей перемешивание жидкости идет более интенсивно, чем в процессе разрядки.

Приведенные данные показывают качественное и вполне удовлетворительное количественное согласие результатов расчетов и экспериментов. Тем самым для верификации зонной модели могут быть использованы результаты расчетов по двумерной модели.

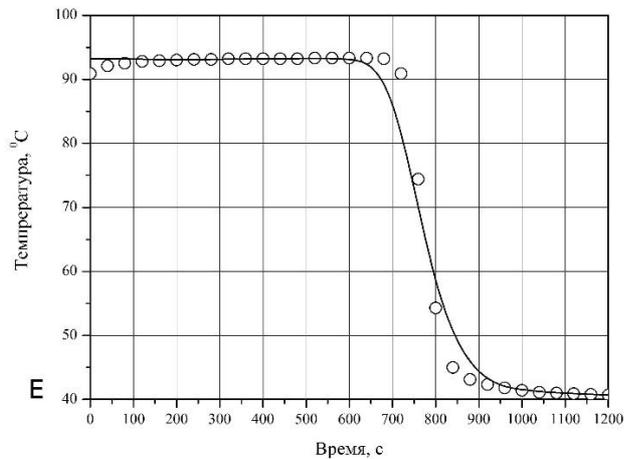
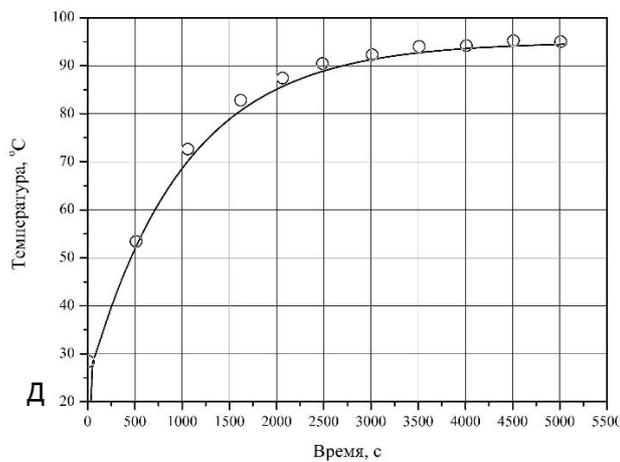
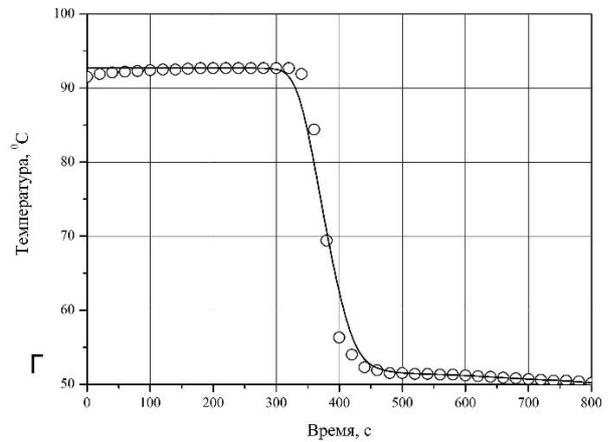
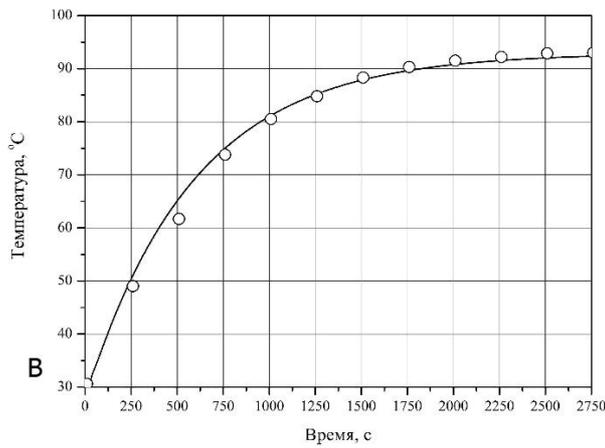
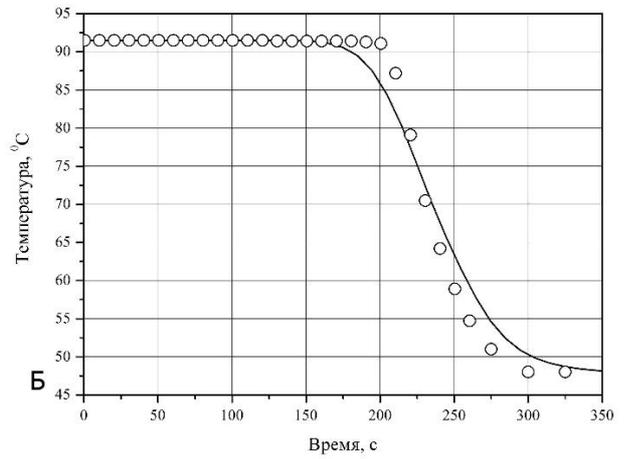
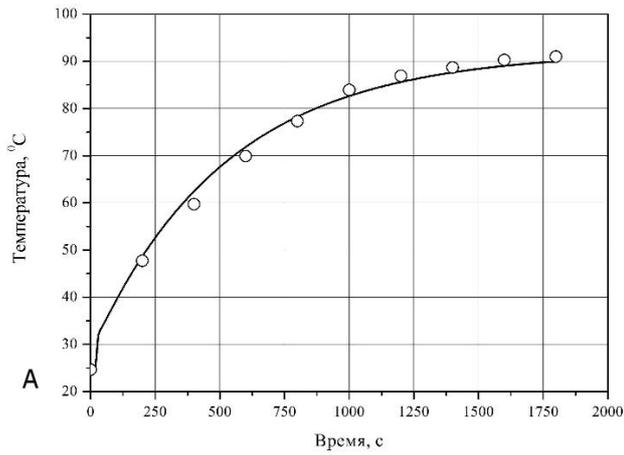


Рисунок 4.6 – Зависимость температуры воды на выходе из бака-аккумулятора от времени: кривые – расчет по двумерной модели; точки – эксперимент. Расход сетевой воды 10 т/ч: А – режим зарядки; Б – режим разрядки. Расход сетевой воды 7 т/ч: В – режим зарядки; Г – режим разрядки. Расход сетевой воды 4 т/ч: Д – режим зарядки; Е – режим разрядки

Выбор числа зон позволяет описать качественное поведение процессов зарядки и разрядки бака. При $n = 1$ (1 зона) перемешивание воды в баке происходит мгновенно по всему объему. С увеличением числа зон разбиения интенсивность перемешивания снижается и при $n \rightarrow \infty$ перемешивание отсутствует. В момент времени $t = V_0 \rho / G$ температура воды на выходе из бака скачком меняется с начальной температуры на температуру воды, поступающей в бак («модель поршня»).

Сравнение результатов расчетов температуры воды на выходе из бака приведено на рис. 4.7.

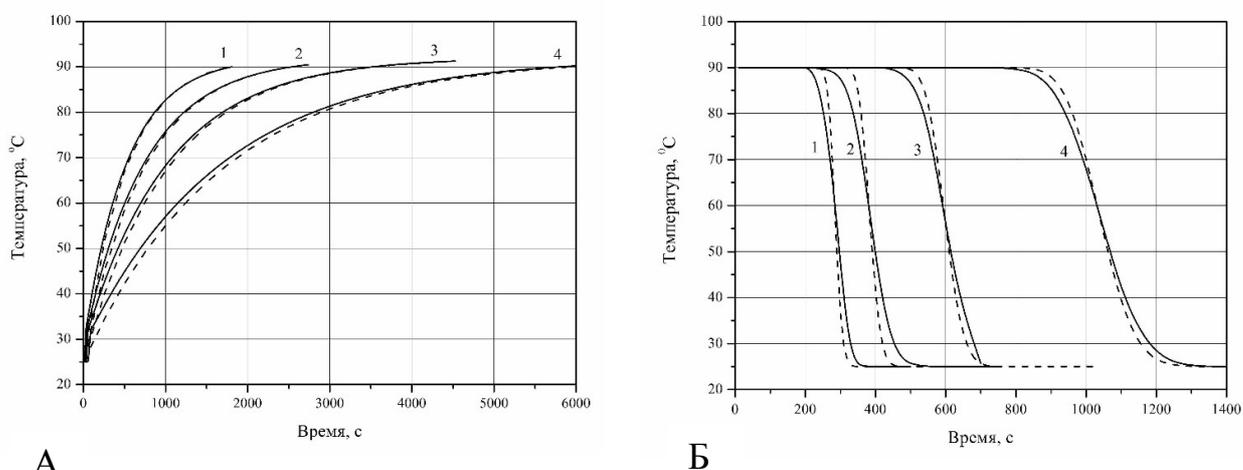


Рисунок 4.7 – Сравнение результатов расчетов по двумерной (сплошные кривые) и зонной (пунктирные кривые) моделям: а – зарядка ($n=1$), б – разрядка ($n=150$). Расход сетевой воды: 1 – 10 т/ч; 2 – 7 т/ч; 3 – 5 т/ч; 4 – 3 т/ч

Результаты расчетов, представленные на рис. 4.7 свидетельствуют о том, что зонная модель вполне удовлетворительно описывает процесс зарядки при $n=1$, что в какой-то степени подтверждает рекомендации работы [85], и процесс разрядки при $n=150$.

Интенсивность процессов перемешивания и соответствующая динамика изменения температуры жидкости в процессах зарядки/разрядки бака-аккумулятора определяются несколькими факторами, часть из которых для конкретного аккумулятора постоянна (геометрия бака, соотношение диаметров бака и подводящих и отводящих труб, рабочая жидкость), а часть – расход жидкости, начальная температура жидкости в баке и температура

жидкости, подаваемой в бак, в конкретной системе может изменяться в широких пределах. Как правило, для вертикальных цилиндрических баков-аккумуляторов различного объема выполняется условие геометрического подобия: соотношение площади подводящих и отводящих труб и площади поперечного сечения бака 0,003 – 0,004 и отношение диаметра бака к его высоте 0,4 – 0,5. Кроме того, в реальной системе теплоснабжения имеется определенное соответствие между объемом бака и расходом теплоносителя.

Расчеты показали, что зонная модель при $n=1$ (зарядка) и $n=150$ (разрядка) с приемлемой точностью описывает динамику бака при $\frac{\rho V_0}{G} \geq 0,1$ (ρ – кг/м³, V_0 – м³, G – кг/ч). Разница температур воды на входе в бак и начальной температуры воды в баке не оказывает существенного влияния на результаты расчетов.

Для расчета баков-аккумуляторов, для которых не выполняются условия геометрического подобия или используется другой теплоноситель, можно предложить следующий алгоритм расчета. Вначале по двумерной модели рассчитываются динамические температурные кривые при заданной геометрии бака, свойствах рабочей жидкости во всем диапазоне предполагаемого изменения расхода рабочей жидкости. На следующем шаге расчетным путем подбирается число зон, при котором температурные кривые соответствуют рассчитанным по двумерной модели с приемлемой точностью.

4.5 Верификация метода оптимизации и компьютерной программы по результатам испытаний

Основная цель экспериментальных исследований в рамках настоящей работы – верификация метода оптимизации состава оборудования и режимов работы АЭК. Критерием точности метода является отклонение затрат на производство электроэнергии, вычисленных с помощью представленного в главе 2 метода, от величины эксплуатационных затрат, полученной в результате стендовых испытаний при условии, что в процессе испытаний

энергетическое оборудования будет эксплуатироваться в соответствии с полученной в процессе оптимизационного расчета режимной картой. Кроме того, величины тепловой и электрической нагрузок должны меняться в процессе эксперимента подобно графикам нагрузок реальных потребителей, а само время эксперимента должно быть достаточно длительным, чтобы влияние переходных режимов на затраты топлива в эксперименте соответствовало реальному влиянию.

Поскольку продажа электроэнергии сторонним потребителем в данной постановке задачи не рассматривается, тепловая энергия считается *by*-продуктом и все затраты на производство энергии ГПУ относятся на себестоимость электроэнергии.

В общем случае для мини-ТЭЦ суммарная себестоимость производства электрической $C_{Э}$ и тепловой $C_{Т}$ энергии может быть определена выражением

$$C_{Э} + C_{Т} = \frac{Z_{Т} + A + ПР}{W_{Э} + k_{ЭКС} W_{Т}} \quad (4.4)$$

где $Z_{Т}$ – затраты на топливо за расчетный период, руб.; A – амортизационные отчисления за расчетный период, руб.; $ПР$ – прочие эксплуатационные издержки за расчетный период, руб.; $W_{Э}$ – выработка электроэнергии за расчетный период, кВтч; $W_{Т}$ – выработка тепловой энергии за расчетный период, кВтч; $k_{ЭКС}$ – коэффициент эксергии (ценности) тепловой энергии (может быть заменен рыночным отношением стоимости тепловой энергии к электрической).

В первом приближении можно считать $C_{Т} = k_{ЭКС} C_{Э}$. Тогда уравнение (4.4) запишется, как

$$C_{Э} = \frac{Z_{Т} + A + ПР}{(W_{Э} + k_{ЭКС} W_{Т})(1 + k_{ЭКС})} \quad (4.5)$$

Прочие эксплуатационные издержки за расчетный период времени Δt определяются соотношением:

$$\text{ПР} = \text{ВД} + \text{ОТ} + \text{НР} + \text{ЗО} + \text{СБ} + \text{ВБ}, \quad (4.6)$$

где ВД – плата за воду; ОТ – затраты на оплату труда, включая начисления на зарплату; ЗО – затраты на содержание оборудования и запчасти; НР – накладные расходы; СБ – плата за сбросы в поверхностные или подземные воды, за канализационные стоки; ВБ – плата за выбросы в атмосферу.

Количество произведенной энергии за расчетный период Δt определяется соотношениями:

$$W_{\text{Э}} = \int_0^t N_{\text{Э}}(t) dt \approx N_{\text{Эср}} \Delta t, \quad (4.7)$$

$$W_{\text{Т}} = \int_0^t N_{\text{Т}}(t) dt \approx N_{\text{Тср}} \Delta t, \quad (4.8)$$

где $N_{\text{Э}}$ и $N_{\text{Т}}$ – текущие значения электрической и тепловой мощности, кВт; $N_{\text{Эср}}$ и $N_{\text{Тср}}$ – усредненные за расчетный период значения электрической и тепловой мощности, кВт.

Если тепловая энергия не реализуется внешнему потребителю, то себестоимость электрической энергии определяется из выражения (4.5) при $k_{\text{ЭКС}} = 0$:

$$C_{\text{Э}} = \frac{Z_{\text{Т}} + A + \text{ПР}}{W_{\text{Э}}}. \quad (4.9)$$

Из практического опыта эксплуатации между основными компонентами себестоимости имеет место следующее соотношение: $Z_{\text{Т}} = 60...70 \%$; $A = 10...15 \%$; $\text{ПР} = 30...15 \%$.

Амортизационные отчисления при таком подходе определяются, как $A = K/T$, где K – объем капитальных вложений в создание мини-ТЭЦ; T – расчетный срок службы установки. Как правило, капитальные вложения в 2–3 раза больше суммарной стоимости всего используемого оборудования.

Прочие эксплуатационные издержки будем полагать постоянными, независимыми от текущей мощности.

Топливная составляющая определяется ценой природного газа, характеристиками установки (номинальным КПД, зависимостью КПД от текущей мощности $N_{\text{Э}}$) и режимами эксплуатации мини-ТЭЦ (графиками изменения нагрузок потребителя).

Годовые эксплуатационные расходы определим в 5% от суммарных капитальных затрат [24].

Капитальные затраты принимаются равными удвоенной стоимости оборудования.

Расчетный срок службы установки (жизненный цикл) определим в 20 лет из условий выполнения трех капитальных ремонтов за время эксплуатации (межремонтный период – 40 тыс. ч).

При принятых допущениях себестоимость электроэнергии $C_{\text{Э}}^i$ за i -й промежуток времени, определяемый постоянной электрической нагрузкой $N_{\text{Э}}^i$, рассчитывается следующим образом

$$C_{\text{Э}}^i = \frac{CG \cdot G_{\Gamma}^i}{N_{\text{Э}}^i} + \frac{0,25 \cdot 10^{-4} CO}{N_{\text{Э}}^i}, \quad (4.10)$$

где CG – цена газа; G_{Γ}^i – расход газа в i -й промежуток времени; CO – стоимость оборудования.

С учетом зависимости КПД установки от коэффициента нагрузки расход природного газа, соответствующий электрической мощности установки $N_{\text{Э}}^i$, запишется, как

$$G_{\Gamma} = \frac{N_{\text{Э}}^H k_i}{Q_{\text{P}}^H k_{\text{ГПУ}} (N_{\text{Э}}^i)}, \quad (4.11)$$

где $N_{\text{Э}}^H$ – номинальная электрическая мощность мини-ТЭЦ; k_i – коэффициент нагрузки, $k_i = N_{\text{Э}}^i / N_{\text{Э}}^{\text{ном}}$; Q_{P}^H – низшая теплота сгорания природного газа ($Q_{\text{P}}^H = 33,44$ МДж/нм³); $k_{\text{ГПУ}}$ – коэффициент полезного действия (эл.) установки.

Результаты расчетов себестоимости электроэнергии при условии работы мини-ТЭЦ на номинальной мощности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчетов себестоимости электроэнергии при условии работы мини-ТЭЦ на номинальной мощности

Тип	Ном. эл мощность $N_{\text{Э}}^H$, кВт	Топливная составляющая, руб./кВтч	Амортизационная составляющая и эксплуатационные расходы, руб./кВтч	Себестоимость, руб./кВтч
АГ200С-Т400-1Р	180	1,41	0,35	1,76
АГ315С-Т400-1Р	315	1,29	0,33	1,62

Результаты расчета зависимости себестоимости энергии ГПУ АГ-200 от нагрузки приведены на рис. 4.8.

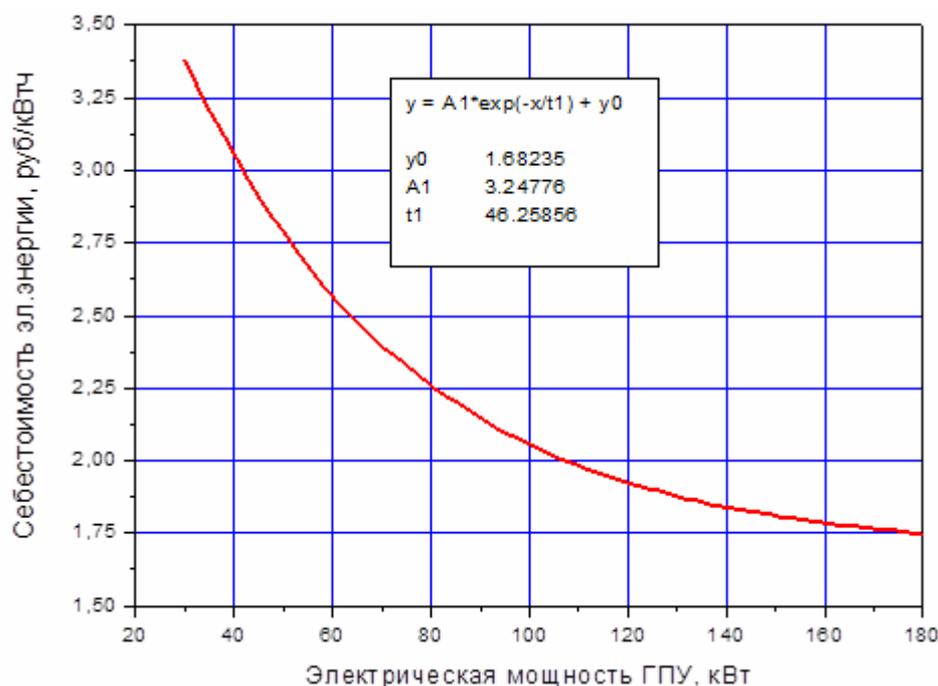


Рисунок 4.8 – Зависимость себестоимости энергии ГПУ АГ-200 от нагрузки

При расчетах себестоимости электроэнергии ГПУ использовалась аппроксимационная зависимость

$$S = 3,247 \exp\left(-\frac{N}{46,26}\right) + 1,68, \quad (4.12)$$

где S – себестоимость электроэнергии, руб./кВтч; N – мощность ГПУ, кВт.

При расчетах эффективности реализуемых режимов применялись действующие в 2011-2012 тарифы на электроэнергию и тепловую энергию в соответствии с постановлением Правительства Москвы от 29 ноября 2011 г. N 571-ПП:

Электроэнергия

Одноставочный тариф – 3,79 руб./кВтч.

Двухставочный тариф:

23.00 – 7.00 (ночь) – 0,95 руб./кВтч;

7.00 – 23.00 (день) – 3,80 руб./кВтч.

Тепловая энергия (поставщик МОЭК)

Отопление – 1325,70 руб./Гкал (1,14 руб./кВтч).

Нагрев воды ГВС – 82,14 руб./м³.

Стоимость природного газа принималась 4421 руб/1000 м³ (по данным энергобюро ОИВТ РАН).

Моделирование энергоснабжения жилого здания осуществлялось в рамках двух экспериментов, продолжительностью 6 и 4 часа, при этом моделировались суточные графики нагрузки коммунального и промышленного потребителей в масштабах 1:4 и 1:6, соответственно. Интегральные значения электрической и тепловой энергии, отданной потребителю, представлены в табл. 4.3.

Таблица 4.3 – Интегральные значения электрической и тепловой энергии

№ режима	Интервал времени, ч	Электроэнергия, кВтч			Тепло, кВтч	Газ, м ³
		Генератор ГПУ	Сеть	Сумма		
1	6	283,75	43,3	327,05	726,8	127,3
	24 (сутки)	1135	173,2	1308,2	2907,2	509,2
2	4	221	65,9	286,9	300,9	106,2
	24 (сутки)	1330	395	1725	1805,4	637,2

Результаты расчета стоимости электроэнергии в течение суток с учетом дифференцированного тарифа и переменной себестоимости электроэнергии ГПУ приведены в таблице 4.4.

Итоговые результаты расчета стоимости энергии приведены в табл. 4.5.

Результаты эксперимента, как и расчет показывают, что при работе энергокомплекса на покрытие собственных нужд собственника АЭК (без продажи энергии на сторону и, соответственно, без учета потерь на транспортировку, прибыли, налогов) затраты на производство энергии даже с учетом низких значений КПД ГПУ на частичных нагрузках значительно ниже, чем покупка электроэнергии и тепла у централизованных поставщиков.

Таблица 4.4 – Расчет стоимости электроэнергии

№ режима	Интервалы времени суток, ч	Нагрузка генератора ГПУ, кВт (энергия, кВтч)	Себестоимость электроэнергии (ГПУ)*, руб./кВтч	Стоимость, руб.	Нагрузка сети, кВт, (энергия, кВтч)	Тариф, руб./кВтч	Стоимость, руб.
1	0.00-2.00	40 (80)	3,05	243,91	0 (0)	0,95	0
	2.00-4.40	0 (0)	0	0	20 (53,2)	0,95	50,54
	4.40-6.40	55 (110)	2,67	293,68	0 (0)	0,95	0
	6.40-10.00	75 (250)	2,32	580,59	0 (0)	3,80	0
	10.00-11.00	30 (30)	3,38	101,38	0 (0)	3,80	0
	11.00-18.00	30 (210)	3,38	709,63	0 (0)	3,80	0
	18.00-20.00	100 (200)	2,05	410,83	0 (0)	3,80	0
	20.00-22.00	100 (200)	2,05	410,83	40 (80)	3,80	304
	22.00-23.00	55 (55)	2,67	146,84	0 (0)	3,80	0
	23.00–24.00	0	0	0	40 (40)	0,95	38
	ИТОГО	(1135)	--	2897,68	(173,2)	-	392,54
2	0.00-7.00	0 (0)	0	0	40 (280)	0,95	266,2
	7.00-8.00	60 (60)	2,57	154,10	0(0)	3,80	0
	8.00-13.00	90 (450)	2,14	965,01	0 (0)	3,80	0
	13.00-14.00	100 (100)	2,05	205,83	30 (30)	3,80	114
	14.00-18.00	90 (360)	2,14	772,01	0 (0)	3,80	0
	18.00-19.00	100 (100)	2,05	205,83	45 (45)	3,80	171
	19.00-21.00	90 (180)	2,14	386,00	0 (0)	3,80	0
	21.00-23.00	40 (80)	3,05	243,30	0 (0)	3,80	0
	23.00-24.00	0 (0)	0	0	40 (40)	0,95	38,2
		ИТОГО	(1330)	-	2932,08	(395)	-

Таблица 4.5 – Результаты расчетов стоимости энергии, руб.

№ режима	Централизованное энергоснабжение			АЭК оптимальный режим	
	Электроэнергия	Тепло	Сумма	Эксперимент	Расчет
1	4095,6*	3314,2	7409,8	3290,2	2955,0
2	5643*	2058,2	7701,2	3521,5	3120,1

* с учетом ночного тарифа

При существенно меньшей по сравнению с себестоимостью электроэнергии от ГПУ стоимости электроэнергии от централизованной сети в период ночного провала (ночной тариф), несмотря на относительно высокую себестоимость электроэнергии ГПУ при частичных нагрузках, при существующей схеме модели АЭЖ (ограниченная тепловая емкость бака-аккумулятора, отсутствие электродкотла или пикового котла) для обеспечения необходимой тепловой нагрузки и зарядки бака-аккумулятора электроэнергия (соответственно, и тепловая энергия) частично вырабатывается генератором ГПУ.

Выводы к главе 4

Методика расчета на основе простой зонной модели позволяет вполне адекватно описать динамику процессов зарядки/разрядки бака-аккумулятора и может быть использована для инженерных расчетов и при разработке моделей и алгоритмов оптимизации автономных энергетических комплексов малой энергетики и интеллектуальных систем управления подобными комплексами.

Реализованный в стендовом варианте макет системы управления АЭЖ обеспечивает выполнение расчетного оптимального режима работы АЭЖ при переменных нагрузках потребителя.

Расхождения в значениях критерия оптимизации, полученных расчетным путем и по результатам эксперимента, не превышают 3-4 %, что доказывает применимость допущений о незначительном влиянии переходных режимов при эксплуатации АЭЖ на итоговые затраты на энергоснабжение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнен анализ роли распределенной генерации в структуре российской энергетики и определены тенденции развития распределенной энергетики. Обоснована необходимость разработки современных методов моделирования и оптимизации энергетических комплексов для решения задачи минимизации затрат на энергоснабжение потребителя энергии.

2. Проведен анализ методов оптимизации энергетических комплексов малой распределенной энергетики, имеющих в своем составе как традиционные энергогенерирующие установки, так и установки на возобновляемых источниках энергии, накопители электрической и тепловой энергии, и определены целевые критерии выбора схем и режимов работы комплексов.

3. Разработаны обобщенная математическая модель и метод оптимизации схем и режимов работы энергетических комплексов малой распределенной энергетики на основе симплексного алгоритма. Метод позволяет моделировать работу энергетического комплекса с произвольным составом генерирующего и аккумулирующего оборудования и определять оптимальную конфигурацию комплекса и оптимальные режимные карты работы входящего в него оборудования.

4. На основе технологии искусственных нейронных сетей разработан алгоритм краткосрочного прогнозирования энергетических нагрузок обособленных потребителей, позволяющий прогнозировать графики нагрузок в условиях ограниченности исходной информации о потребителе энергии, при которых традиционные методы прогнозирования неприменимы.

5. Разработана зонная модель вертикального бака-аккумулятора тепловой энергии. Методика расчета на основе простой зонной модели позволяет вполне адекватно описать динамику процессов зарядки/разрядки бака-аккумулятора и может быть использована для инженерных расчетов и при разработке моделей и алгоритмов оптимизации энергетических

комплексов малой энергетики и интеллектуальных систем управления подобными комплексами.

6. Для верификации разработанных моделей и программ проведены экспериментальные исследования стендовой модели энергетического комплекса с возможностью импорта электроэнергии из сети в составе газопоршневой мини-ТЭЦ мощностью 180 кВт и аккумулятора тепловой энергии. Результаты расчетов показали удовлетворительное согласие с результатами испытаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Интеллектуальные системы управления автономными энергетическими комплексами в составе локальных распределительных сетей малой энергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2012. № 1. С. 38-49.
2. Сливной В.Н. Актуальность развития малой энергетики // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2012: сб. тр. науч. конф. – Кемерово, 2012. С. 78-81.
3. Фортов В.Е., Попель О.С. Энергетика в современном мире. – М.: Интеллект, 2011. – 167 с.
4. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ.
5. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.2010 N 190-ФЗ.
6. Строительные нормы и правила: СНиП II-58-75 – Электростанции тепловые: нормативно-технический материал. – М.: Стройиздат, 1976.
7. Салихов А.А. Неоцененная и непризнанная «малая» энергетика. – М.: Новости теплоснабжения, 2009. – 175 с.
8. Ахмадиева Р.И., Хамзин А.Н. Особенности развития электроэнергетики. История электрических сетей // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2016. №4-1. С. 182-184.
9. Карцев В.П., Хазановский П.М. Тысячелетия энергетики. – М.: Знание, 1984. – 224 с.
10. Кузнецов А.М. Термодинамические показатели совершенства ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка. 2007. №6. С. 64-66.
11. Приложение к постановлению Правительства Москвы от 9 февраля 2012 г. № 37-ПП.
12. Гибадуллин А.А. Современное состояние малой энергетики России // Вестник Алтайской академии экономики и права. 2013. №2. С. 30-33.

13. Российский статистический ежегодник 2015: статистический сборник / под ред. Суринова А.Е. [и д.р.] – М.: Росстат, 2015. – 728 с.
14. International energy statistics / Официальный сайт агентства Energy Information Administration. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?product=2-12&cy=201>, свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)
15. Статистический ежегодник мировой энергетики / электронное издание. – Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru/>, свободный. (Дата обращения: 24.04.2018 г.)
16. ТЭК РОССИИ – 2014 / Официальный сайт аналитического центра при правительстве Российской Федерации. – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/5451.pdf>, свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)
17. Russia. International energy data and analysis / Официальный сайт агентства Energy Information Administration. – Режим доступа: http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Russia/russia.pdf, свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)
18. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014 году: информационно-аналитический доклад / Официальный сайт министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: [minenergo.gov.ru>system/download-pdf/1161/62131](http://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/1161/62131), свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)
19. Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. – 256 с.
20. Germany had so much renewable energy on Sunday that it had to pay people to use electricity / Новостной ресурс QUARTZ. – Режим доступа: <http://qz.com/680661/germany-had-so-much-renewable-energy-on-sunday-that-it-had-to-pay-people-to-use-electricity/>, свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)

21. Энергетическая стратегия развития России до 2030 года / Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: minenergo.gov.ru/node/1026, свободный. (Дата обращения: 5.09.2016 г.)
22. Тягунов М.Г., Шарапов С.А., Шуркалов П.С. Гибридные энергетические комплексы и алгоритмы управления ими // Вестник МЭИ. 2013. №4. С.64-67.
23. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
24. Зайченко В.М., Цой А.Д., Штеренберг В.Я. Распределенное производство энергии. – М.: БуКос, 2008. – 207 с.
25. Лебедев В.М., Приходько С.В. Источники и системы теплоснабжения предприятий: монография; Омский государственный университет путей сообщения. Омск, 2010. – 232 с.
26. Директор Л.Б., Иванин О.А. О применении электродкотлов в энергетических комплексах малой энергетики // Промышленная энергетика. 2014. №12. С. 23-27.
27. Сайт агентства Блумберг. – Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-04-12/german-solar-business-climate-rises-most-since-2010-survey-says>, свободный. (Дата обращения: 13.04.2017 г.)
28. Weiss W., Spörk-Dür M., Mauther F. Solar Heat Worldwide 2017 Edition. – АЕЕ ИНТЕС, 2017. – 83 р.
29. Столяров С.П. Перспективы применения двигателей Стирлинга в малой энергетике // Естественные и технические науки. 2010. №6(50). С. 402-407.
30. Burr M.T. Reliability demands drive automation investments / Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department, Nov. 1, 2003.
31. Smart Grids European Technology Platform. – Режим доступа: <http://www.smartgrids.eu/>, свободный. (Дата обращения: 13.04.2017 г.)

32. Energy Independence and Security Act of 2007 (US Pub. L. 110-140): signed into law by President George W. Bush on December 19, 2007
33. Zhou W., Lou Ch., Lu L., Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems // *Applied Energy*. 2010. V. 87. P. 380-389.
34. Samorani M. The Wind Farm Layout Optimization Problem (December 2, 2011) // *Handbook of Wind Power Systems*. 2011.
35. Телегин В.В. Оптимизация структуры и параметров автономных электрогенерирующих комплексов // *Фундаментальные исследования*. 2013. №8. С. 312-317.
36. Rischmüller E. Development of an Analytical computer tool for building integrated renewable energy and CHP // Thesis submitted to the University of Nottingham for the degree of Doctor of Philosophy, 2009. – 250 p.
37. Тарасенко А.Б., Тетерина Н.В., Киселева С.В. Возможности оптимизации энергетического баланса островного поселения (на примере пос. Соловецкий Архангельской области) // *Альтернативная энергетика и экология*. 2012. № 05-06 (109-110). С. 187-196.
38. Mitchel M. An introduction to genetic algorithms, 5th printing. – Cambridge (Massachussets), London (England): A Brandon Book, The MIT Press, 1999. – 158 p.
39. Oliveira V., Jaschke J., Skogenstad S. Optimal operation of energy storage in buildings: Use of hot water system // *Journal of energy storage*. 2016. V.5. P. 102-112.
40. McDaniel B., Kosanovic D. Modeling of combined heat and power plant performance with seasonal thermal energy storage // *Journal of energy storage*. 2016. V.7. P. 13-23.
41. Smith A.D., Mago P.J., Fumo N. Benefits of thermal energy storage option combined with CHP system for different commercial building types // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2013. V. 1. P. 3-12.

42. Веремей Е.И., Еремеев В.В. Введение в задачи управления на основе предсказаний / портал MATLAB.Exponenta // Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/modelpredict/book1/0.php#1>, свободный. (Дата обращения: 26.03.2018)
43. TRNSYS. Transient System Simulation Tool / Официальный сайт программной среды TRNSYS // Режим доступа: <http://www.trnsys.com/>, свободный (Дата обращения: 26.03.2018)
44. Egan B., Dechant S., Damm C. Building as a power plant: modeling and selection of combined heat and power system for an advanced commercial building // Experiences in Teaching Energy Courses: Conference proceedings – Honolulu, 2007. P. 12.330.1 - 12.330.40.
45. Карамов Д.Н. Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники и накопители энергии: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01. – Иркутск, 2016. – 152 с.
46. Иванов Н.С., Беспалов В.И., Лопатин Н.С. Математическая модель оптимизации краткосрочных режимов работы ТЭЦ в условиях конкурентного рынка // Известия Томского политехнического университета. 2008. Т. 313. №4. С. 37-40.
47. Li Y. F., Li Y. P., Huang G.H., Chen X. Energy and environmental systems planning under uncertainty – An exact fuzzy-stochastic programming approach // Applied Energy. 2010. V. 87. P. 3189-3211.
48. Аттетков А.В., Галкин С.В., Зарубин В.С. Методы оптимизации. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 440 с.
49. Директор Л.Б., Майков И.Л. Решение задач оптимизации сложных энергетических систем // Управление большими системами / Сборник трудов. Выпуск 28: М.: ИПУ РАН, 2010. С. 274-291. ISSN 1819-2440
50. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Майков И.Л. Метод оптимизации нестандартных схем энергокомплексов с когенерационными энергетическими установками // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 6. С. 104-114.

51. Майков И.Л., Директор Л.Б., Зайченко В.М. Решение задач оптимизации энергетических систем с несколькими автономными энергоустановками // Управление большими системами. Выпуск 31. М.: ИПУ РАН, 2010. С.110-129.
52. Майков И.Л., Директор Л.Б. Решение задач оптимизации и управления гибридными энергетическими комплексами в структуре распределенной генерации // Управление большими системами. Сборник трудов. Выпуск 35. М.: ИПУ РАН, 2011. С. 250-264. ISSN 1819-2440.
53. Боглаев, Ю.П. Вычислительная математика и программирование. – М.: Высшая школа, 1990. – 544 с.
54. Хемди А. Таха. Введение в исследование операций, 7-е издание.: пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2005. – 912 с.
55. Остапенко О.П. Энергетическая эффективность систем электроснабжения на основе комбинированных когенерационно-теплонасосных установок и пиковых источников теплоты // Научные труды Винницкого национального технического университета. 2016. №1. С. 20-32.
56. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Марков А.В., Суслов В.А. Результаты стендовых испытаний газопоршневой мини-ТЭЦ на базе двигателя ЯМЗ-240 // Теплоэнергетика. 2008. №11. С. 64-66.
57. Обухов С.Г., Плотников И.А. Экспериментальные исследования дизель-генераторной установки на переменной частоте вращения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т.326. №6. С. 95-102.
58. Ivanin O.A., Director L.B. The solution of the optimization problem of small energy complexes using linear programming methods // Journal of Physics: Conference Series, volume 774, 2016. Doi: 10.1088/1742-6596/774/1/012046.
59. Разработка и экспериментальная апробация технических решений повышения эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжатия топлива [Текст]: отчет о НИР (промежуточ.)

/ Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур Российской академии наук; рук. Зейгарник Ю.А.; исполн.: Синкевич М. В. [и др.]. – М., 2017. – 147 с. – № ГР АААА-А16-116121260026-2.

60. ГТУ-2,5П / официальный сайт ОДК «Пермские моторы» // Режим доступа: http://www.pmz.ru/products/gtu_energy/gtu_2_5p/, свободный. (Дата обращения 8.03.2018)

61. Архив погоды в Жиганске / Погода в 243 странах мира // Режим доступа: https://rp5.ru/Архив_погоды_в_Жиганске, свободный. (Дата обращения: 14.12.2017)

62. Теория систем и системный анализ в управлении организациями: справочник / Баринов В.А. [и др.]; под ред. Волковой В.Н., Емельяновой А.А. – М.: Финансы и статистика, 2006. – 848 с.

63. Новая философская энциклопедия. В 4 тт. Под редакцией Стёпиной В.С. М.: Мысль, 2010. – Т.1 – 744 с., Т.2 – 634 с., Т.3 – 692 с., Т.4 – 736 с.

64. Морозова Н.С. Методы и модели прогнозирования электропотребления и электрических нагрузок систем. Омск.: Изд-во ОмГТУ, 2015. – 112 с.

65. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: МЭИ, 1999. – 472 с.

66. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. №306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме».

67. Бондарчук А.С., Низова Д.П. Сопоставление теоретической и реальной расчетной удельной электрической нагрузки квартир в условиях города Одессы // Труды Одесского политехнического университета. 2011. №1. С. 78-81.

68. Саидходжаев А.Г. Новый метод определения энергетических нагрузок на основе интервальных аналогов интерполяционных сплайнов // Автоматизированные технологии и производства. 2015. №2(8). С. 28-30.
69. Мясоедова Л.А., Мясоедов Ю.В., Савина Н.В. Моделирование токовой нагрузки в активно-адаптивных распределительных электрических сетях // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. науч. конф. – Благовещенск, 2015. С. 33-40.
70. Ештокина П.Е., Пасечная Д.С., Надтока И.И. Анализ характеристик случайных графиков электрической нагрузки многоквартирных жилых домов с электроплитами // Современные энергетические системы и комплексы управления ими: сб. тр. науч. конф. – Новочеркасск, 2015. С. 28-34.
71. Таранов Д.Ю., Павлов А.В., Надтока И.И. Анализ случайной составляющей суточных графиков электрической нагрузки многоквартирных жилых домов // Современные энергетические системы и комплексы управления ими: сб. тр. науч. конф. – Новочеркасск, 2015. С. 42-48.
72. Котельникова А.Ю., Ванин А.С. Методы краткосрочного прогнозирования нагрузки для применения в интеллектуальных электрических сетях // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сб. тр. науч. конф. – Тольятти, 2016. С. 122-125.
73. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е изд., испр. – М.: ООО «ИД Вильямс», 2006. – 1104 с.
74. Горбунов В.А. Научные основы повышения энергоэффективности теплотехнологических установок и систем при недостаточном информационном обеспечении: дис. ... док. техн. наук: 05.14.04. – Иркутск, 2013. – 511 с.
75. Аркыбаев И.М. Прогнозирование электрических нагрузок с помощью нейронных сетей // Наука. Образование. Техника. 2015. № 2. С. 153-160.

76. Асанов А.К., Джусупбекова Н.К., Тохтамов С.С. Характерные графики электрических нагрузок потребителей г. Бишкек // Вестник Кыргызско-Российского славянского университета. 2013. Т13. №7. С. 80-84.

77. Лукутин Б.В., Климова Г.Н., Обухов С.Г. Исследование закономерностей формирования графиков энергетических нагрузок децентрализованных потребителей Республики Саха (Якутия) // Электрические станции. 2008. №9. С. 53-58.

78. Иванин О.А., Директор Л.Б. Применение искусственных нейронных сетей для прогнозирования энергетических нагрузок обособленных потребителей – статья утверждена на заседании редакционной коллегии журнала "Теплоэнергетика" к публикации в №6_2018.

79. Ivanin O.A. Simulation of short-term electric load using an artificial neural network // *J. Phys.: Conf. Ser.* **946** 012038, 2018. Doi: 10.1088/1742-6596/946/1/012038.

80. Winning methods from npower forecasting challenge 2016 / A blog by Dr. Tao Hong // Режим доступа: <http://blog.drhongtao.com/2016/12/winning-methods-from-npower-forecasting-challenge-2016.html>, свободный. (Дата обращения: 28.11.2017)

81. Директор Л.Б., Иванин О.А., Майков И.Л. «Программа преобразования, обработки и визуализации режимных параметров автономных энергетических комплексов в режиме реального времени». Свидетельства о государственной регистрации в реестре программ для ЭВМ Российской Федерации №2012616045 от 2 июля 2012 г.

82. Директор Л.Б., Иванин О.А., Майков И.Л. Динамическая модель накопителя тепловой энергии // Тепловые процессы в технике. 2013. №3. С113-118. ISSN 2074-2649.

83. Launder В.Е., Spalding D.B. Mathematical models of turbulence. Academic. London, 1972. – 169 p.

84. Wilcox D.C. Turbulence Modeling for CFD. Griffin Printing, Glendale, California, 1995. – 460 p.

85. Даффи Дж.А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. Пер. с английского. – М.: Изд-во «Мир», 1977. – 420 с.

Приложение А

Утверждаю
директор ОИВТ РАН
академик Петров О.Ф.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук О.А. Иванина
«Оптимизация энергетических комплексов малой распределенной энергетики»

Результаты диссертационной работы «Оптимизация энергетических комплексов малой распределенной энергетики» Олега Александровича Иванина внедрены в ОИВТ РАН в процессе проведения прикладных научных исследований и экспериментальных разработок, направленных на повышение эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжатия топлива.

Полученные О.А. Иваниним результаты были использованы при разработке и обосновании принципиальной тепловой схемы энергетического комплекса, оптимального для освоения новых технических решений по повышению топливной эффективности за счет сжатия топлива в термодинамическом цикле ГТУ (внутрицикловое сжатие). Разработанный метод прогнозирования нагрузок обособленных потребителей и программное обеспечение позволили определить условия работы элементов внутрициклового сжатия и сформулировать основные технические требования для их разработки. Работа выполнялась в соответствии с государственным контрактом «Разработка и экспериментальная апробация технических решений повышения

эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжигания топлива» в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы», соглашение № 14.607.21.0157 от 03 октября 2016 года, уникальный идентификатор RFMEFI60716X0157. Главной исполнитель ОИВТ РАН.

Результаты внедрения диссертационной работы О.А. Иванина подтверждены Ученым советом ОИВТ РАН, протокол № 6 от «08» декабря 2017 г.

Руководитель работы

д.т.н.

Зейгарник Ю.А.

Подпись Ю.А. Зейгарника заверяю

ученый секретарь ОИВТ РАН

д.ф.-м.н.



Амиров Р.Х.