

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи



Майоров Глеб Сергеевич

**ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО СОСТАВА ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ И РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ В
ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ НА ОСНОВЕ
МУЛЬТИАГЕНТНОГО ПОДХОДА**

Специальность 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

Кандидат технических наук, доцент
Барахтенко Евгений Алексеевич

Иркутск – 2023

Оглавление

Введение	6
Глава 1 Обзор методов развития энергетических систем и мультиагентного подхода для построения интегрированных энергетических систем.....	15
1.1 Основные принципы построения интегрированных энергетических систем и методы управления ими	15
1.2 Современные подходы для создания интегрированных энергетических систем с распределенной генерацией	21
1.3 Применение мультиагентного подхода для исследования интегрированных энергетических систем	25
1.4 Выводы по главе.....	30
Глава 2 Разработка методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии интегрированной энергетической системы	32
2.1 Математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности при развитии интегрированной энергетической системы	32
2.1.1 Математическая модель активных потребителей.....	39
2.1.2 Математическая модель распределенных систем.....	41
2.1.3 Математическая модель централизованной системы.....	43
2.2 Решение задачи развития интегрированной энергетической системы с использованием мультиагентных технологий	46
2.2.1 Основные преимущества мультиагентного подхода для решения задачи развития интегрированной энергетической системы	46
2.2.2 Тип и архитектура управления мультиагентной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	47
2.2.3 Структура мультиагентной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы.....	51
2.2.4 Взаимодействие агентов блока расчета схемы интегрированной энергетической системы.....	53
2.2.5 Взаимодействие агентов блока управления развитием интегрированной энергетической системы.....	57
2.3 Описание алгоритма поиска оптимальной траектории развития интегрированных энергетических систем на долгосрочный период	60

2.4 Описание методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии интегрированной энергетической системы	69
2.5 Выводы по главе.....	78
Глава 3 Разработка мультиагентной модели интегрированной энергетической системы.....	80
3.1 Анализ программного обеспечения для реализации мультиагентной модели интегрированной энергетической системы	80
3.1.1 Программная среда JADE	80
3.1.2 Программная среда NetLogo.....	81
3.1.3 Программная среда AnyLogic.....	82
3.2 Разработка мультиагентной модели интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic.....	84
3.3 Описание логики работы агентов мультиагентной модели в программной среде AnyLogic при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	93
3.3.1 Описание логики работы агентов обычных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	93
3.3.2 Описание логики работы агентов активных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	94
3.3.3 Описание логики работы агентов участков сети при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	96
3.3.4 Описание логики работы агентов источников энергии при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	98
3.3.5 Описание логики работы сетевых агентов распределенных систем при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	100
3.3.6 Описание логики работы сетевого агента централизованной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	102
3.3.7 Описание логики работы агента развития при решении задачи развития интегрированной энергетической системы.....	104
3.3.8 Описание логики работы агента формирования расчетной схемы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	106
3.3.9 Описание логики работы агента анализа результатов при решении задачи развития интегрированной энергетической системы	108
3.3.10 Описание логики работы агента данных при решении задачи развития интегрированной энергетической системы.....	110

3.4 Выводы по главе.....	112
Глава 4 Практическая апробация разработанного методического и программного обеспечения.....	113
4.1 Выбор рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в интегрированной энергетической системе на тестовой схеме.....	113
4.1.1 Расчет исходной избыточной тестовой схемы интегрированной энергетической системы.....	113
4.1.2 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 0 по 5 год.....	116
4.1.3 Уточнение данных и перерасчет схемы интегрированной энергетической системы для первого периода.....	118
4.1.4 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 5 по 10 год.....	120
4.1.5 Перерасчет схемы интегрированной энергетической системы из-за незапланированного события № 1.....	121
4.1.6 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 6,5 по 11,5 год.....	123
4.1.7 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 11,5 по 16,5 год.....	124
4.1.8 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 16,5 по 21,5 год.....	126
4.1.9 Комплексный анализ результатов полученного решения развития тестовой схемы интегрированной энергетической системы.....	127
4.2 Расчет интегрированной схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска.....	131
4.2.1 Общее описание схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска.....	131
4.2.2 Расчет энергоснабжения без учета ограничений на минимальную поставку от централизованных энергоисточников.....	135
4.2.3 Расчет энергоснабжения с учетом системных ограничений на минимальную поставку от централизованных энергоисточников.....	139
4.2.4 Комплексный анализ результатов расчета схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска.....	143
4.3 Выводы по главе.....	147
Заключение.....	149

Список сокращений.....	153
Список литературы	155
Приложение А Исходные данные для расчета избыточной тестовой схемы интегрированной энергетической системы	167
Приложение Б Результаты расчета избыточной тестовой схемы интегрированной энергетической системы	172
Приложение В Исходные данные для расчета интегрированной схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска	175
Приложение Г Результаты расчета интегрированной схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска	177

Введение

Актуальность темы исследования. Задача выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в интегрированных энергетических системах (ИЭС) является сложной и перспективной, учитывая современные тенденции, формирующиеся в энергетической сфере. В развитых странах они проявляются по-разному, вместе с тем, общим трендом для них является смена технологической парадигмы в направлении повышения роли распределенной генерации, снижения приоритета централизованного управления и поиска компромиссных решений для субъектов, участвующих в процессе энергоснабжения [1-2]. Наряду с развитием централизованного энергоснабжения, все более активно проявляется тенденция широкомасштабного развития распределенной генерации энергии [3-4], позволяющей активным потребителям принимать участие в своем энергоснабжении, в том числе обеспечивать поставку энергии в систему. Ситуация, сложившаяся в российской энергетике, характеризуется обострением организационного и технологического несоответствия в развитии и функционировании ее систем. Энергетика строилась под размещение производственных сил и вертикально-интегрированное управление [5]. С начала реформирования энергетике иными стали отношения собственности, претерпела изменение система управления энергетикой, вместе с тем философия управления, технические системы остались прежними. Принципы формирования, управления и технологии функционирования, как и ранее, направлены на работу систем независимо друг от друга, учитывающие их локальные интересы, а не общие интересы энергосистемы и потребителей, включающих в себя потребности как обычных потребителей, так и активных потребителей с распределенными источниками энергии. Значительно усиливается конкуренция между централизованным и децентрализованным энергоснабжением, между крупной и распределенной генерацией энергии. Эта ситуация требует применения новых методов формирования энергетических систем и управления централизованно-

распределенными источниками энергии, определяющих оптимальный баланс между ними. Необходимы организационные и технологические изменения, разработка новой концепции создания энергетических систем и управления ими, построенной на принципах сетецентричности с развитыми горизонтальными связями в технологическом отношении.

С ростом численности городского населения, потребление энергии в городах составляет значительную часть общего конечного потребления энергии [6]. Устойчивость городских энергетических систем играет ключевую роль в функционировании единой энергосистемы и сокращению выбросов углерода в атмосферу. Традиционно планирование систем городского электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения и холодоснабжения ведется отдельно. Однако с развитием распределенной и возобновляемой энергетики городские энергетические системы становятся все более и более связанными, поэтому требуются новые подходы для оптимального совместного планирования систем тепло-, холодо-, электро- и газоснабжения.

Создание ИЭС с активными потребителями и распределенными функциями управления, использующих совместно с традиционной генерацией возобновляемые источники энергии (ВИЭ), является перспективным направлением исследования. Объединение разрозненных систем различного типа в единый технологический комплекс может обеспечить реализацию новых функциональных возможностей, применение более совершенных технологий в эксплуатации и создание интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе энергоснабжения.

Степень изученности проблемы. ИЭС получили развитие в ряде европейских стран, таких как: Германия, Дания, Нидерланды, Финляндия, Франция, Швеция, а также в Китае [7-8]. Изучением вопросов управления энергопотреблением в ИЭС занимаются многие иностранные ученые: Xiaoling Song, Yudong Wang, Zhe Zhang, Charles Shen, Feniosky Peña-Mora, Eduardo Alejandro Martínez Ceseña, Emmanouil Loukarakis, Nicholas Good, Pierluigi

Mancarella, Changming Chen, Xueyan Wu, Yan Li, Xiaojun Zhu, Zesen Li, Jien Ma, Weiqiang Qiu, Chang Liu, Zhenzhi Lin, Li Yang, Qin Wang, Yi Ding, Houhe Chen, Yutong Zhang, Rufeng Zhang, Xue Li, Bonan Huang, Yong Wang, Chao Yang, Nikita Gupta, Seethalekshmi K, Stuti Shukla Datta, Hossein Shayeghi, Nicu Bizon и др.

Исследование вопросов проектирования ИЭС разного уровня представлены в работах Georgios Zisopoulos, Athanasios Nesiadis, Konstantinos Atsonios, Nikos Nikolopoulos, Driss Stitou, Adriana Coca-Orteg'on, Zhihao Chen, Styliani Avraamidou, Pei Liu, Zheng Li, Weidou Ni, Efstratios N. Pistikopoulos, Zhihui Zhang, Rui Jing, Jian Lin, Xiaonan Wang, Shan Xie, Yingru Zhao, Xian Biao Oh, Nor Erniza Mohammad Rozali, Peng Yen Liew, Jiri Jaromir Klemes, O. Siddiqui, I. Dincer, George N. Sakalis, Christos A. Frangopoulos, Natasa Nord, Live Holmedal Qvistgaard, Guangyu Cao и др.

В России различные вопросы, связанные с исследованием ИЭС, рассматривались в работах Барина В.А., Лунина К.А., Редько И.Я., Жукова В. П., Барочкина Е.В., Колотилова Ю.В., Сулова К.В., Блинова А.М., Жуковского Ю.Л., Потапова В.В. и др. В ИСЭМ СО РАН исследованию вопросов управления, функционирования и проектирования ИЭС посвящены работы Воропая Н.И., Стенникова В.А., Барахтенко Е.А., Ефимова Д.Н., Войтова О.Н., Сендерова С.М.

Объектом исследования в диссертации является ИЭС, включающая системы электроснабжения, теплоснабжения, холодоснабжения и газоснабжения.

Предметом исследования является методика для определения рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС.

Цель диссертационной работы: разработка методики для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС на основе мультиагентного подхода.

В диссертации поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ существующих методов для создания и управления ИЭС и изучение особенностей применения мультиагентного подхода для исследования ИЭС.

2. Разработка структуры мультиагентной системы (МАС) для исследования механизмов взаимодействия объектов в ИЭС при решении задачи ее развития.

3. Математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС и разработка соответствующих математических моделей.

4. Разработка методики для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС на основе мультиагентного подхода.

5. Анализ и выбор инструментальных программных средств для реализации МАС.

6. Разработка мультиагентных моделей ИЭС и логики поведения каждого типа агента системы при решении задачи развития ИЭС.

7. Практическая апробация разработанного методического и программного обеспечения на тестовых и реальных схемах ИЭС.

Научная новизна. В результате выполнения работы получены следующие новые научные результаты:

1. Предложена новая методика для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС на основе мультиагентного подхода. Данная методика позволяет рассматривать большое количество активных элементов со сложным поведением, в том числе распределенные источники энергии и активных потребителей с собственными источниками энергии. Также она позволяет проводить расчет одновременно для систем электро-, тепло-, газо- и хладоснабжения, и учитывать взаимодействие этих систем друг с другом в рамках ИЭС.

2. Разработана оригинальная структура МАС для исследования взаимодействия объектов ИЭС при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС, определены основной состав и типы агентов МАС, их цели и задачи. Данная структура МАС позволяет рационально задействовать распределенную генерацию, активных потребителей и централизованные

источники энергии в процессе энергоснабжения с учетом целесообразности преобразования одного вида энергии в другой при совместном функционировании систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения в рамках ИЭС.

3. Выполнена математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в ИЭС, учитывающая зоны эффективности работы генерирующего оборудования и ограничения на выбросы вредных веществ в атмосферу. Разработаны математические модели основных агентов МАС, осуществляющих контроль и управление объектов ИЭС.

4. Разработан алгоритм формирования мультиагентной модели ИЭС в программной среде AnyLogic. На основании разработанного алгоритма в программной среде AnyLogic сформирована мультиагентная модель ИЭС в соответствии с разработанной схемой и предложенной структурой взаимодействия агентов в МАС. В этой модели представлены агенты отдельных технологических систем тепло-, электро-, газо- и холодоснабжения. Разработаны алгоритмы поведения каждого типа агента, определены выполняемые ими функции, а также реализованы логические взаимодействия агентов друг с другом.

5. Выполнена апробация разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС с использованием мультиагентного подхода. Проведен ряд вычислительных экспериментов на двух различных схемах энергоснабжения для демонстрации работы блока расчета схемы (БРС) ИЭС и блока управления развитием (БУР) ИЭС.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Содержание диссертационной работы соответствует паспорту научной специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы:

п. 1. Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и

альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования. (пп. 1, 2, 4 новизны)

п. 2. Математическое моделирование, численные и натурные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии. (пп. 3 новизны)

п. 5. Разработки и исследования в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке тепловой, электрической энергии и энергоносителей в энергетических системах и комплексах. (пп. 5 новизны)

Теоретическая значимость результатов диссертации заключается в разработке методики для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в ИЭС на основе мультиагентного подхода, которая позволит проводить расчет одновременно для систем электро-, тепло-, газо- и хладоснабжения, и учитывать взаимодействие этих систем друг с другом в рамках ИЭС. Также она позволит учитывать взаимодействие активных потребителей с энергосистемой и регулировать соотношение мощности от централизованных и распределенных источников энергии при решении задачи развития ИЭС.

Практическая значимость определяется разработкой программного прототипа МАС для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС в рамках разработанной методики и возможностью моделировать и исследовать реальные схемы энергоснабжения на базе этого прототипа. На практике данный программный прототип позволит разрабатывать схемы энергосистем с учетом интеграции и возрастающего влияния распределенной генерации и активных потребителей.

Методология и методы исследования: системный подход, методы системного анализа, имитационное моделирование, дискретно-событийное

моделирование, математическое программирование, мультиагентный подход, теория графов, теория гидравлических цепей, теория электрических цепей, сопоставительный анализ принципов и особенностей создания ИЭС, методы обоснования создания ИЭС, методы управления развитием энергосистем с учетом активности потребителей и внедрением новейших технологий, методы тестирования разработанных подходов на конкретных примерах ИЭС. Программная реализация мультиагентной модели ИЭС выполнялась на языке программирования Java.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Новая методика для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС на основе мультиагентного подхода.
2. Оригинальная структура МАС для исследования механизмов взаимодействия объектов в ИЭС при решении задач ее развития.
3. Математические модели основных агентов, осуществляющих контроль и координацию объектов ИЭС.
4. Мультиагентная модель ИЭС и алгоритмы поведения агентов при решении задачи развития ИЭС.
5. Результаты исследования схем энергоснабжения ИЭС при решении задачи их развития.

Достоверность результатов работы. Уровень достоверности научных положений, изложенных в диссертационной работе, определяется их корректностью с точки зрения математических моделей и методов исследования систем энергоснабжения, применением положений из теории электрических цепей и теории гидравлических цепей.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы представлялись и докладывались на следующих научно-практических конференциях: Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использование энергии в условиях Сибири» (2019, 2020, 2021, 2022, 2023 гг.),

Всероссийская молодежная конференция с международным участием «Системные исследования в энергетике» (2019, 2021, 2022 гг.), Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (2019 г.), Международная конференция «Energy-21: Sustainable Development & Smart Management» (2020 г.), The 9th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2022), 4th International Workshop on Information, Computation, and Control Systems for Distributed Environments (ICCS-DE 2022), International Conference on Simplicity and Complexity in SMART Automatics and Energy Systems (SMART-SYSTEMS 2022).

Результаты работы применялись при выполнении:

- Проекта по госзаданию ИСЭМ СО РАН «Теоретические основы создания интегрированных интеллектуальных энергетических систем и управления ими», под руководством академика РАН В.А. Стенникова, рег. № АААА-А17-117030310432-9.

- Проекта по госзаданию ИСЭМ СО РАН «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных трубопроводных систем энергетики», под руководством академика РАН В.А. Стенникова (FWEU-2021-0002).

- Гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 20-38-90266 «Исследование свойств интегрированных энергетических систем на основе мультиагентного подхода», под руководством к.т.н. Е.А. Барахтенко.

- Проекта Российского научного фонда № 22-29-01611 «Интеллектуальный синтез цифрового двойника для проектирования интегрированных энергетических систем», под руководством академика РАН В.А. Стенникова.

Личный вклад. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит разработка моделей и методов, реализация и тестирование методов в программно-вычислительных комплексах. На защиту выносятся материалы, полученные лично соискателем.

Публикации. По теме исследования опубликованы 19 статей, из них: 6 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности

2.4.5. Энергетические системы и комплексы (в том числе 3 статьи в журналах из категории К1 и 2 статьи в журналах из категории К2), 6 – в рецензируемых изданиях, индексируемых в Scopus и Web of Science Core Collection, 7 – в иных изданиях.

Объем и структура работы. Диссертация объемом 178 страниц состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 101 наименования, 4 приложений, основной текст изложен на 152 страницах.

Глава 1 Обзор методов развития энергетических систем и мультиагентного подхода для построения интегрированных энергетических систем

1.1 Основные принципы построения интегрированных энергетических систем и методы управления ими

В настоящее время во всем мире широко развивается направление, связанное с разработкой и развитием моделей и методов для исследования ИЭС, поскольку данное направление обеспечивает реализацию новых функциональных возможностей в сравнении с традиционными энергетическими системами. Создание энерготехнологической метасистемы, объединяющей системы электро-, тепло-, холодо-, газоснабжения на интеллектуальной основе в единой информационной среде, является перспективной технологией для создания энергетических систем нового поколения (Рисунок 1.1). Интегрированные интеллектуальные системы энергоснабжения сочетают многокомпонентность, интеллект, эффективность, надежность, управляемость, гибкое использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и предполагают участие активного потребителя в процессе энергоснабжения [5].

ИЭС - это новая концепция гибридной энергетической системы, которая направлена на удовлетворение множественного спроса на энергию за счет использования доступных энергетических ресурсов, а также является эффективным способом обеспечения экологически чистой энергией потребителей и содействия развитию ВИЭ, что может позволить добиться снижения загрязнения окружающей среды [9]. По сравнению с традиционным рассмотрением отдельных систем энергоснабжения, ИЭС содержат несколько подсистем, которые обеспечивают снабжение теплом, электричеством, газом и холодом, одновременно удовлетворяя несколько типов нагрузок путем объединения различных видов генерации, в том числе ВИЭ, накопителей энергии и других устройств для выработки и преобразования энергии. С ростом количества ВИЭ и числа активных потребителей необходимы новые принципы построения энергетических систем и

управления ими, учитывающие сложный характер поведения и взаимодействия объектов.

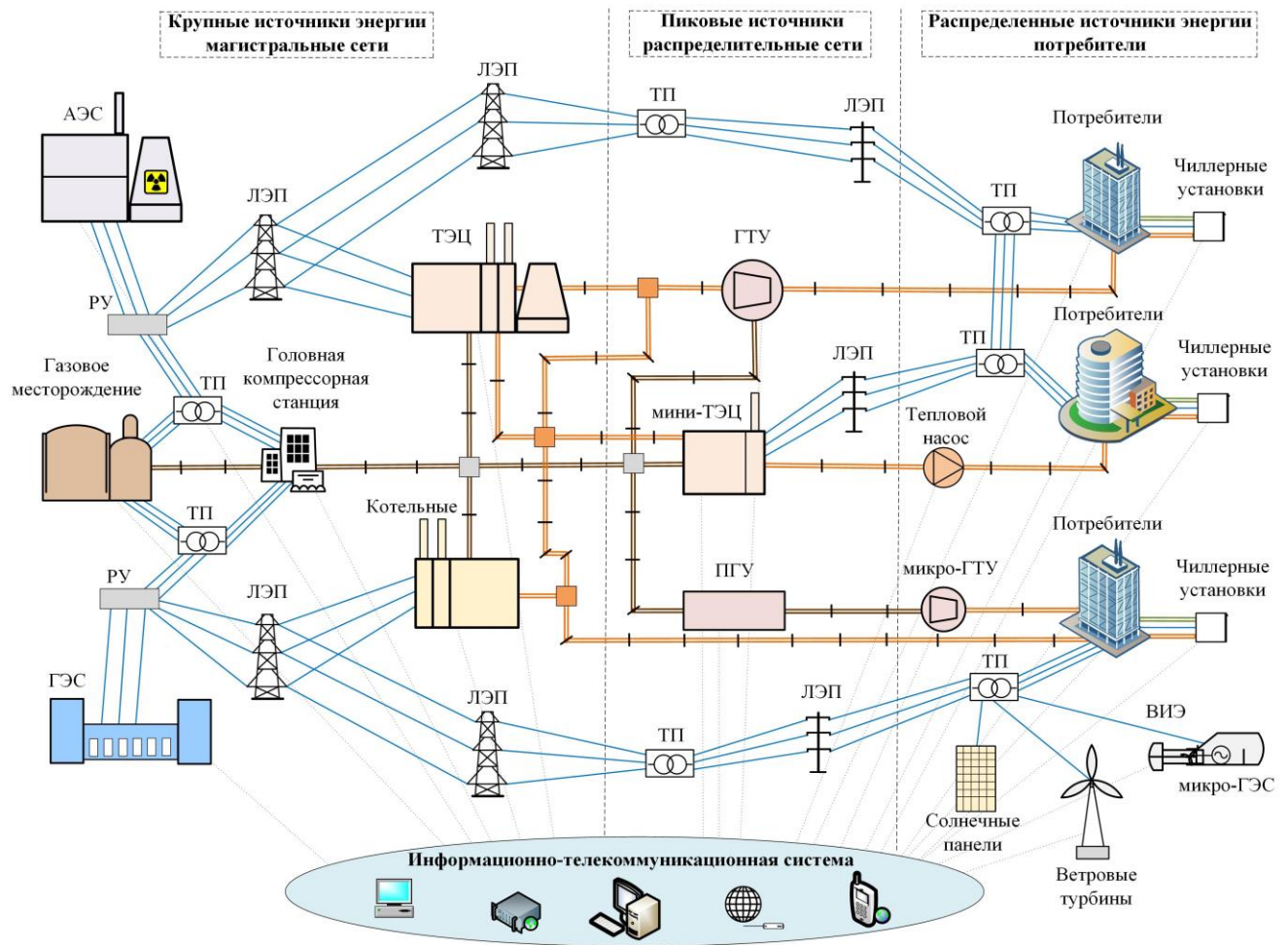


Рисунок 1.1 – Общая структура интегрированной энергетической системы

Развитие новых технологий и внедрение инновационного энергетического оборудования оказывает значительное влияние на функционирование энергетических инфраструктур, включающих системы газоснабжения, электроснабжения, теплоснабжения, холодоснабжения. Усиливается интеграция энергетических систем как на технологическом уровне, так и на уровне их управления и организации. Возможность преобразования одного вида энергии в другой в нормальных и аварийных режимах работы энергосистем обеспечивает расширение их возможностей, повышение надежности и гибкости управления [10].

Основными целями технологической и организационной интеграции и интеллектуализации энергетических систем являются достижение более высокого уровня управления с целью обеспечения высокого уровня комфорта в жилых, общественных и производственных зданиях, обеспечение экономичности энергоснабжения, снижение негативного воздействия на окружающую среду [11-12]. Интеграция систем в единую метасистему повышает уровень ее управляемости, при этом увеличивается количество и интенсивность взаимосвязей и взаимодействия между отдельными элементами, что в свою очередь вносит существенное усложнение для систем управления и противоаварийной автоматики.

Основные принципы создания ИЭС [11-12]:

- Переход от функционирования нескольких разрозненных систем к общей метасистеме с единым управлением и общей информационной средой;
- Комплексное синергическое взаимодействие отдельных систем, совместное влияние которых на результат значительно превышает эффект каждой системы и превышает результат их простого суммирования;
- Эмерджентность, выраженная в приобретении метасистемой новых свойств, не присущих ее элементам;
- Взаиморезервирование систем в процессе их функционирования через узлы преобразования энергии;
- Переход от вертикально-подчиненного управления к мультиагентному управлению (от вертикального к горизонтальному), когда каждая система принимает воздействие от внешней среды и осуществляет реакцию на это воздействие. Решения принимаются и реализуются независимыми центрами;
- Интеграция управления режимами ИЭС посредством сетевой (распределенной) координации мониторинга.

Представленные на Рисунке 1.2 традиционная схема (а) построения энергетической системы имеет вертикально-интегрированную систему управления энергетическими объектами, распределенная (б) основана на горизонтальной схеме управления. Второй вариант построения современных энергетических систем, имеющих горизонтальные связи, соответствует перспективным тенденциям,

связанными с развитием ИЭС и распространением значительного количества распределенных источников энергии. Благодаря такому построению энергетических систем, можно сложную систему разделять на ряд подсистем, имеющих свои центры принятия решений.

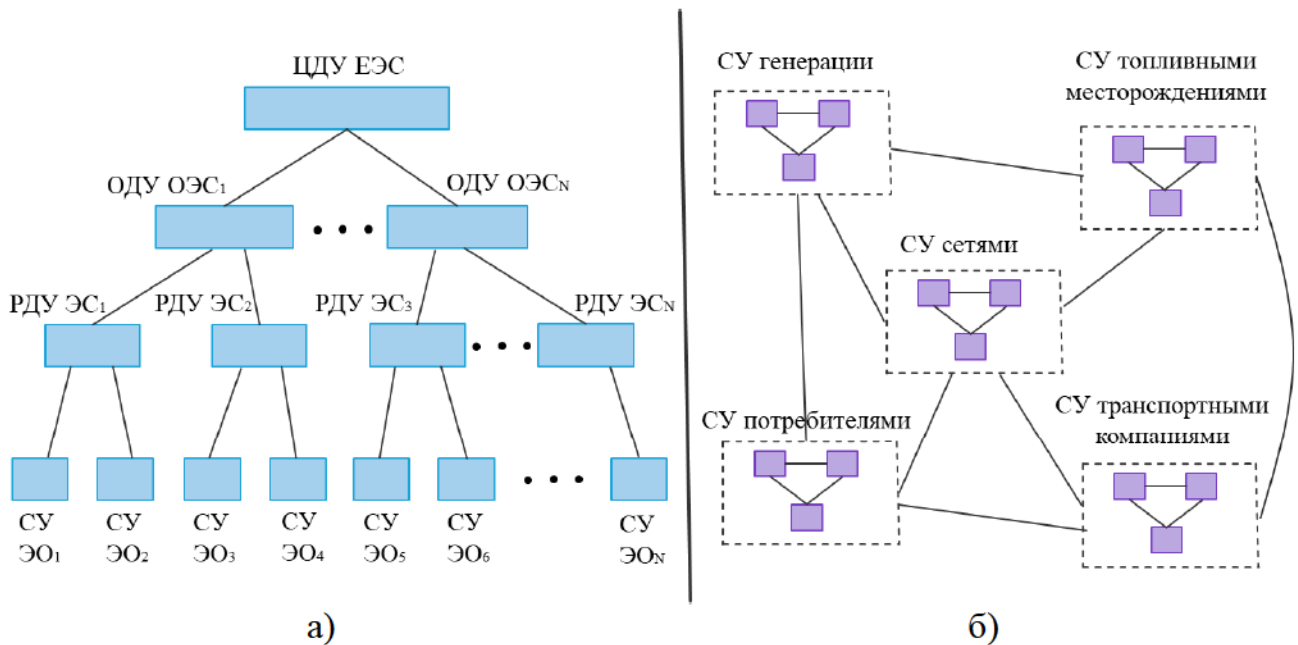


Рисунок 1.2 – Схемы построения энергетических систем:

- а) традиционная иерархическая схема построения энергетической системы: ЦДУ ЕЭС – центральное диспетчерское управление единой энергетической системы; ОДУ ОЭС – оперативно-диспетчерское управление объединенных энергосистем; РДУ ЭС – региональное диспетчерское управление энергетических систем; СУ ЭО – системы управления энергообъединений; б) схема построения распределенной энергетической системы: СУ – системы управления

Большое количество научных работ рассматривают задачи, связанные с управлением ИЭС. При решении задач управления необходимо учитывать неопределенность и сложность, вызванные наличием большого количества активных элементов в ИЭС, имеющих собственные интересы и предпочтения, а также определенные ограничения, накладываемые ИЭС и обусловленные протеканием сложных технологических процессов, в том числе связанных с функционированием активных элементов системы.

Активизация исследований в рамках концепции Smart Grid способствовала выполнению работ по разработке и созданию ИЭС с учетом активности потребителей в управлении собственным энергоснабжением, использования накопителей энергии, современных информационно-телекоммуникационных технологий и др. [13-16]. При этом рассматриваются различные типы ИЭС, объединяющих, например, системы электро- и теплоснабжения; электро-, водо- и газоснабжения; электро- и газоснабжения; электро-, тепло- и холодоснабжения; и т.п. ИЭС состоят из множества различных компонентов, которые сложно контролировать на централизованном уровне, а также обеспечивать такие их свойства, как адаптируемость, мобильность и отказоустойчивость [17-18].

В качестве примера применения технологий ИЭС на практике в России рассмотрены следующие проекты. В Сколково в рамках проекта «Умный город» разработана концепция иннограда [19], которая подразумевает возведение инновационных зданий, спроектированных и построенных с применением новейших технологий. Гиперкуб – первое здание на территории Сколково, возведённое с учётом принципов «4Э»: энергоэффективность, экологичность, эргономичность, экономичность. В здании Гиперкуба установлена система автоматизации и диспетчеризации DESIGO Insight, которая не ограничивается лишь управлением системами отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. Это комплексная система управления зданием, охватывающая все его службы, в том числе управление освещением и распределением энергии. Разработан программно-технический комплекс, обеспечивающий режимное и противоаварийное управление, а также переход из одного нормального состояния в другое и обратно [20]. С помощью данного комплекса осуществляется децентрализованное интеллектуальное управление в нормальных и послеаварийных режимах работы, ограничивающее негативное влияние систем друг на друга при различных аварийных ситуациях. Разработанная автоматика успешно применена в г. Новосибирске в 2021 году для интеграции локальной интеллектуальной энергосистемы. Схема энергосистемы включает в себя мини-

ТЭЦ, которая состоит из 5 газопоршневых установок Caterpillar G3520C мощностью 2000 кВт каждая, работающих на природном газе.

Далее приведены некоторые из современных методов управления ИЭС различного уровня, предложенные иностранными учеными. В статье [21] авторы предлагают распределенную модель оптимального планирования скоординированной работы региональных ИЭС, включающих системы электроснабжения и централизованного теплоснабжения. На основе алгоритма метода переменных направлений множителей (Alternating Direction Method of Multipliers) предлагается распределенный метод решения задачи скоординированной работы региональных ИЭС и централизованного теплоснабжения. В работе [22] предложен метод распределенного управления энергией для локальных ИЭС. Модель управления учитывает потери при передаче энергии и рассматривает компоненты локальных ИЭС как независимые субъекты, принимающие решения. В статье [23] рассматривается ИЭС, состоящая из нескольких систем децентрализованного производства энергии, подключенных к существующей централизованной энергетической системе. Предложена модель, учитывающая потери при распределении и передаче, а также влияние рабочей нагрузки на тепловую мощность электростанций. Моделирование ИЭС выполнялось с использованием смешанного целочисленного нелинейного программирования (СЦНЛП). В исследовании [24] предлагается двухуровневая модель экономического и экологического равновесия для оптимизации стратегии диспетчерского управления ИЭС, которая включает в свой состав объекты генерации, использующие технологии совместного производства холода, тепла и электроэнергии, а также технологии, в которых с помощью электроэнергии осуществляется производство газообразного топлива.

1.2 Современные подходы для создания интегрированных энергетических систем с распределенной генерацией

В настоящее время при решении задач развития энергетических систем требуется учитывать глубокие изменения, связанные с переходом от рассмотрения централизованного государственного планирования и управления к новой парадигме многостороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности несовпадающих интересов [25]. Развитие современных энергетических систем требует применения инновационных методов и технологий к их исследованию, предполагающих наличие множества центров принятия решений и учитывающих сложную структуру этих систем. Для достижения высокой эффективности в системах энергоснабжения важно оптимально определить проектные характеристики вместе с операционными стратегиями, соответствующими сезонным изменениям потребности в энергии. Необходимо учитывать, что потребности в энергии имеют некоторую неопределенность, и разрабатывать оптимальные системы энергоснабжения с учетом распределенных энергетических систем, которые играют важную роль в интеграции технологий ВИЭ.

Созданию ИЭС с распределенной генерацией посвящено большое количество работ, отражающих различные аспекты создания и применяемые подходы. Рассмотрение нескольких типов энергоисточников приводит к тому, что разработка ИЭС становится чрезвычайно сложной задачей, которая требует комплексного подхода. Исследователи нередко используют стохастические методы, для того чтобы учесть неопределенность, которая возникает при разработке систем ИЭС с распределенной генерацией. В работе [26] авторами представлен иерархический подход, который позволяет с помощью кластеризации разделить общую задачу моделирования крупномасштабных городских энергетических систем на подзадачи, каждая из которых рассматривает городской район. Далее предлагаются два технических решения: (1) режим энергетического

хаба использует методы теории графов для быстрого получения оптимального решения с небольшой вычислительной погрешностью; (2) распределенный режим обеспечивает высокую точность расчета, но требует значительно больших вычислительных затрат. Оба решения имеют дело с множественной неопределенностью, связанной с потребностью в холодоснабжении и теплоснабжении, которая учитывается посредством применения стохастического программирования. Работа [27] направлена на разработку универсального инструмента для поддержки оптимального проектирования городских ИЭС. Для его создания используются методы проектирования энергетических систем, включая моделирование на основе надстройки, смешанное целочисленное линейное программирование (СЦЛП), многокритериальную оптимизацию и стохастическое программирование. Возможности интегрированного проектирования иллюстрируются синтезом централизованных и распределенных источников энергии и интеграцией технологических процессов. В исследовании [28] предлагается метод оптимального проектирования с использованием метода иерархического СЦЛП для повышения надежности систем энергоснабжения при неопределенном спросе на энергию на основе решения задачи СЦЛП. Задача робастного оптимального проектирования формулируется как трехуровневая задача СЦЛП типа «минимум-максимум-минимум» путем описания неопределенности энергопотребления по интервалам, оценки устойчивости и рассмотрения взаимосвязей между целочисленными переменными моделями, неопределенностью потребности в энергии, а также целыми и непрерывными переменными.

В большинстве работ по проектированию сложных энергетических систем используются детерминированные методы, в которых четко заданы исходные параметры и определены зависимости между ними. Так, статья [29] посвящена интегрированному управлению и проектированию распределенных энергетических систем с солнечной генерацией и хранением энергии. Статья направлена на преодоление разрыва между традиционными стратегиями проектирования распределенных энергетических систем, выполненными в один

этап в течение одного периода, и стратегиями развития систем в рамках нескольких временных периодов. В частности, в статье исследуется в какой степени ценность модели увеличивается, когда старение оборудования контролируется в течение срока службы системы, по сравнению со стандартными методами. В работе [30] авторы исследуют концептуальное проектирование распределенных энергетических систем с помощью многоцелевой стратегии оптимизации для одновременного учета экономических, экологических и социальных аспектов проектирования энергетических систем. Для проведения тщательного и всестороннего анализа были поставлены и решены четыре оптимизационные задачи, включающие различные комбинации показателей устойчивости. Был выявлен компромисс между значениями целевых функций, а полученные данные по наборам Парето были исследованы с целью выявления изменений в конструкции и условиях эксплуатации по результатам оптимизации. В исследовании [31] предлагается многоцелевая оптимизационная модель для проектирования ИЭС с электрической, тепловой и холодоснабжающей подсистемами, учитывающая экономический, технический и экологический критерии. Она позволяет получать оптимальные параметры следующих компонентов системы: фотоэлектрическая панель; ветроэлектрическая установка (ВЭУ); аккумуляторная система накопления энергии; комбинированная система холодоснабжения, отопления и выработки электроэнергии; резервуар для хранения тепла; газовый котел; электрокондиционер. В статье [32] авторами рассматривается ИЭС на основе ВИЭ, в которой обеспечивается хранение избыточной вырабатываемой энергии в виде аммиака. Разработанная система объединяет ресурсы как солнечной, так и ветровой энергии. Динамическое моделирование выполняется с учетом изменений в течение года интенсивности солнечного излучения, а также скорости ветра. Предлагаемая методология использует избыточную мощность, доступную в периоды высокой солнечной радиации или скорости ветра, для синтеза и хранения аммиака, который можно использовать для выработки электроэнергии в периоды низкой доступности энергии с помощью твердооксидных топливных элементов, питаемых аммиаком. В работе [33]

представлена модель СЦЛП для одновременного проектирования и эксплуатации нескольких городских энергетических систем. Она основана на гибкой веб-инфраструктуре для совместного рассмотрения сетей, обеспечивающих снабжение различного типа ресурсами, и технологий. Ресурсы представляют собой любую энергию (тепло и электричество) или материалы, используемые для предоставления услуг. Технологии представляют собой способ преобразования, транспортировки или хранения ресурсов. Эту модель можно применять при решении задач проектирования городских энергетических систем с различными временными и пространственными масштабами. Влияние изменчивости ВИЭ на оптимальную конфигурацию и надежность ИЭС, предназначенной для энергоснабжения автономной добычи полезных ископаемых, в статье [34] исследуется с помощью двухэтапного подхода. Во-первых, возможные конфигурации ИЭС генерируются путем решения задачи оптимизации детерминированного нелинейного программирования для минимизации капитальных затрат для ряда входных сценариев. Затем для каждой конфигурации оцениваются два показателя надежности: вероятность потери электропитания и энергетический индекс надежности на основе минимизации внешней энергии, необходимой для удовлетворения требований по нагрузке при различных входных условиях. В ряде исследований для оптимизации процесса проектирования используют эвристические алгоритмы «роя частиц», «волчьей стаи», «китов» и т.д. В исследовании, приведенном в [35], представлен метод проектирования экономичной, надежной и экологически безопасной гибридной системы, включающей фотоэлектрические системы, топливные элементы и системы хранения энергии водорода. Этот метод основан на использовании эвристического алгоритма оптимизации «китов», в рамках временного периода 20 лет. Целевая функция определяется как минимизация полной чистой приведенной стоимости, включающей в себя затраты на капиталовложения, техническое обслуживание, ремонт и замену оборудования, а ограничение надежности рассматривается как вероятность потери энергоснабжения.

1.3 Применение мультиагентного подхода для исследования интегрированных энергетических систем

Мультиагентный подход успешно используется учеными во всем мире для исследования технических систем, и находит широкое применение для решения сложных задач [36-39]. Он позволяет адекватно и детально исследовать механизмы взаимодействия и координации элементов в ИЭС [40]. В основе мультиагентного подхода лежит понятие мобильного программного агента, который реализован и функционирует как самостоятельная специализированная компьютерная программа или как элемент искусственного интеллекта. Принципиальная структура МАС представлена на Рисунке 1.3. В классических методах поиск наилучшего решения задачи осуществляется с помощью четко определенного алгоритма, все ресурсы заданы и не меняются в ходе ее решения, а размерность задачи ограничена во избежание замедления процесса решения. Мультиагентные технологии направлены на получение решения в результате взаимодействия множества самостоятельных целенаправленно действующих агентов [41-42], и в этом случае применяется распределенный подход к решению задачи, когда сложная задача разбивается на множество задач меньшей размерности. При этом может быть получено решение для задачи практически любой размерности [43].



Рисунок 1.3 – Принципиальная структура мультиагентной системы

Под агентом понимается любая сущность, которая находится в некоторой среде и воспринимает ее посредством сенсоров, получая данные, которые отражают события, происходящие в среде, интерпретирует эти данные и действует на неё посредством эффекторов (Рисунок 1.4). Таким образом, определяются четыре исходных фактора, образующих агента: среда, восприятие, интерпретация, действие [44].

Интеллектуальный агент должен обладать следующими свойствами [41]:

- способностью функционировать без прямого вмешательства людей или компьютерных средств и при этом осуществлять самоконтроль над своими действиями и внутренними состояниями;
- способностью воспринимать состояние среды (физического мира, пользователя - через пользовательский интерфейс, совокупности других агентов, сети интернет, или сразу все этих компонентов внешней среды);
- способностью взаимодействовать с другими агентами, обмениваясь сообщениями с помощью языков коммуникации;
- способностью реагировать на стимулы, поступающие из среды, и осуществлять целенаправленное поведение, проявляя инициативу.

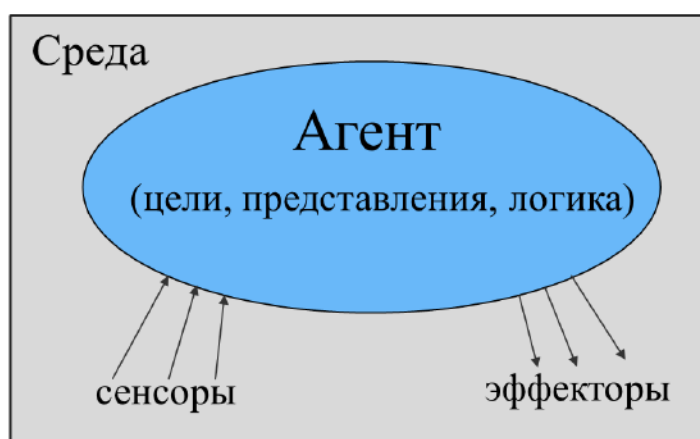


Рисунок 1.4 – Архитектура агента

Для разработки стандартов в области создания МАС была сформирована международная организация Foundation for Intelligent Physical (FIPA), занимающаяся продвижением индустрии интеллектуальных агентов путем

открытой разработки спецификаций, поддерживающих взаимодействие между агентами и приложениями на основе агентов [45]. Было достаточно большое число разработок, которые поддерживали стандарты, предложенные FIPA, среди них такие, как: Java Intelligent Agent Componentware, The SPADE Multiagent and Organizations Platform, JACK Intelligent Agents, The FipaOS agent platform, AgentService, Zeus Agent Building Toolkit и другие [46].

В ряде научных исследований авторы успешно применяют мультиагентный подход для решения задачи управления функционированием энергетических систем. В статье [47] предлагается архитектура системы управления микросетями, основанная на мультиагентном подходе. Эта архитектура ориентирована на конечного пользователя и обеспечивает мониторинг, управление и контроль энергоресурсов. Предлагаемая архитектура позволяет синтезировать показания датчиков для организации учета и эффективной оптимизации ресурсов. Создаваемая информационно-технологическая архитектура платформы получила название μ GIM, от «microgrid intelligent management». В работе [48] для обмена энергией и создания комфортных условий в умном здании представлена иерархическая МАС управления. Технология иерархической МАС применяется для управления инфраструктурным комплексом интеллектуального здания. Агенты в предложенной МАС в зависимости от выполняемых функций классифицируются на следующие четыре группы: агент переключения, центральный агент-координатор, агент-локальный контроллер и агент загрузки. Эти агенты взаимодействуют друг с другом для достижения общих целей управления. Для оптимизации режимов функционирования всей системы и интеллектуального поиска решения при управлении интегрированными микросетями успешно применяется метод роя частиц. В исследовании, излагаемом в [49], предлагается модель МАС, используемая для оптимального управления микросетями, интегрированными с ВИЭ. Производство электроэнергии распределенной генерацией, работающей на разных видах энергоресурсов, имеет нагрузки различной категоричности и предпочтительности их покрытия от собственного источника и/или поставок из централизованной системы.

Управляемая архитектура микросетями, основанная на мультиагентном подходе, используется для повышения качества управления микросетями и обеспечения поставки необходимой мощности и энергии, а также реализует интеллектуальное управление ими на уровне распределенной системы. В работе [50], авторы применяют агентный подход для оптимизации надежности электроэнергетической системы в процессе восстановления после аварии. Они рассматривают сбалансированность нагрузки как ограничение. Модифицированная стратегия восстановления, основанная на обучении с подкреплением в виде алгоритма волчьей стаи, предлагается в рамках структуры МАС. В статье [51] авторы моделируют энергетическую систему с накопителем энергии как МАС. В работе рассматриваются потребители, с одной стороны подключенные к системе централизованного энергоснабжения, а с другой стороны имеющие тепловые насосы. В зависимости от тарифа на электроэнергию модель определяет индивидуальный или централизованный режим работы актуален для потребителей.

Мультиагентный подход широко применяется для моделирования и исследования ИЭС. Некоторые из полученных результатов отражены в ряде работ зарубежных ученых. В работе [52] авторы применяют МАС управления энергопотреблением, основанную на онтологии, для решения задач мониторинга и оптимального управления интегрированными системами зданий и микросетями с разнотипными ВИЭ и подключенными к ним контролируемые нагрузки потребителей. Для формирования оптимальной стратегии функционирования систем разрабатываются и реализуются различные агенты, начиная от рефлекторных и заканчивая сложными обучающимися агентами. В статье [53] предлагается целостный подход, объединяющий моделирование спроса на энергию с проектированием ИЭС и оптимизацией при диспетчерском управлении ИЭС. Подход можно разбить на два этапа. Во-первых, на этапе моделирования спроса применяется агентное моделирование для создания сценариев неопределенности спроса для энергетических сообществ, а потребление энергии для различных типов домохозяйств и многоквартирных домов, моделируется на основе вероятностных моделей и демографической информации. Десятки сценариев спроса получаются с

помощью итеративного моделирования, а затем применяется подход кластеризации k -средних для создания репрезентативных стохастических сценариев. Во-вторых, на этапе оптимизации системы сценарии неопределенности спроса используются в качестве входных данных разработанной стохастической модели СЦЛП, с помощью которой можно одновременно оптимизировать конфигурацию системы и стратегию ее диспетчерского управления. В исследовании [54] представлен подход к оценке надежности мультиагентных ИЭС, использующий открытые базы данных. Создается модель оценки надежности объектов ИЭС, где в их структуре рассматривается наличие ВЭУ, электромобилей и газовых хранилищ. Предлагается метод оценки состояния с открытыми базами данных для сокращения объема обмениваемой информации, который основан на методе Монте-Карло и методе переменного направления множителей с обратной заменой Гаусса. В статье [55] авторы предлагают МАС для планирования энергетических ресурсов изолированной энергосистемы с распределенными источниками энергии, которая состоит из интегрированных микросетей и сосредоточенных нагрузок. Распределенный интеллектуальный мультиагентный подход применяется для того, чтобы сделать энергосистему более надежной, эффективной и способной использовать и интегрировать альтернативные источники энергии.

Представленные публикации показывают, что мультиагентный подход является актуальным, востребованным методом и успешно применяется для решения различных задач, возникающих в энергетике. Большинство работ по мультиагентному подходу посвящено решению задач функционирования энергетических систем. Ряд исследований связан с развитием энергетических систем и в основном ограничиваются отдельными системами или их локальными взаимодействиями, чаще всего рассматриваются небольшие по масштабу энергетические системы с ограниченным количеством генерирующего и сетевого оборудования.

В данной диссертационной работе мультиагентный подход использовался для исследования ИЭС с целью решения следующих групп задач:

- создание систем сбора технологической информации, которые предназначены для накопления необходимых данных об ИЭС и для формирования решения по управлению функционированием и развитием системы на основе полученной информации;
- создание структурированной информационно-технологической среды, т.е. создание единой информационной среды для ИЭС, в которой каждый элемент имеет свои задачи, функции, ограничения и связи с другими элементами;
- разработку программного обеспечения для обработки данных в ИЭС, чтобы на основе полученной информации система могла выработать компромиссное решение;
- реализацию управления ИЭС, в которой объекты смогут обмениваться информацией между собой и находить компромиссное решение.

1.4 Выводы по главе

Выполнен анализ предметной области, которая охватывает вопросы, связанные с исследованием ИЭС, рассмотрены основные принципы создания и преимущества ИЭС в сравнении с существующими энергетическими системами, приведены современные методы и модели управления ИЭС различного уровня. Рассмотрены современные методы для развития энергетических систем с распределенной генерацией и создания ИЭС.

Выполнен анализ возможности применения мультиагентного подхода для исследования ИЭС, рассмотрены основные преимущества и принципы создания МАС, приведен ряд исследований, в которых мультиагентный подход успешно применяется для решения задач управления различной сложности и размерности.

Из анализа предметной области можно сделать выводы о том, что всестороннее и детальное исследование и развитие ИЭС позволит в будущем создавать энергетические системы нового поколения, которые будут лишены недостатков энергетических систем, функционирующих в настоящее время. В существующих системах, как показывает практика происходит множество аварий

с серьезными экономическими и техническими последствиями. Дополнительные трудности вносит все более возрастающая роль активных потребителей и распределенных источников энергии в процессе энергоснабжения. Поэтому на стадии разработки ИЭС актуальной является задача выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии, согласованное решение данной задачи в итоге позволит оптимально распределять мощность в процессе функционирования между источниками энергии с учетом узлов преобразования одного вида энергии в другой. Таким образом, в работе ставится проблема выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС с учетом наличия распределенных источников энергии и множества активных потребителей.

Исходя из проведенного литературного обзора, решено использовать мультиагентный подход для исследования ИЭС, который успешно применяется для решения технических задач. В большинстве исследований по мультиагентному подходу рассматриваются задачи функционирования энергетических систем, в ряде исследований решаются задачи, связанные с развитием энергетических систем и в основном ограничиваются отдельными системами или их локальными взаимодействиями. В условиях нынешних реалий из-за появления энергетических объектов с активным поведением, которые могут регулировать собственную нагрузку и управлять собственными источниками энергии, появляется необходимость разработки и применения новых подходов, поскольку общепринятые методы решения подобных задач не могут эффективно применяться при наличии нескольких центров принятия решения и неполноты информации для расчета. Вследствие этого, в данном исследовании для решения задачи развития ИЭС выбран мультиагентный подход, который позволяет учесть сложный характер поведения энергетических объектов и выполнять поиск решения за счет множества взаимодействий агентов между собой.

Глава 2 Разработка методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии интегрированной энергетической системы

2.1 Математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности при развитии интегрированной энергетической системы

Математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС заключается в минимизации затрат на энергоснабжение потребителей от наиболее экономичных источников энергии по оптимальным маршрутам доставки с учетом выполнения технологических и экологических (объем выбросов вредных веществ) ограничений. Для расчета используется избыточная схема ИЭС [56-57]. Заданными являются: электрическая, тепловая и газовая сеть, состоящие из множества участков $J \supset \{J_e \cup J_h \cup J_g\}$ и их пропускной способности, где $J_e \supset \{J_{ce} \cup J_{de}\}$ - это участки электрической сети, включающие линии электропередачи (ЛЭП) в централизованной системе J_{ce} и в распределенных системах J_{de} , $J_h \supset \{J_{ch} \cup J_{dh}\}$ - это участки тепловой сети, включающие тепловые магистрали (ТМ) в централизованной системе J_{ch} и в распределенных системах J_{dh} , и $J_g \supset \{J_{cg} \cup J_{dg}\}$ - это участки газовой сети, включающие газовые магистрали (ГМ) в централизованной системе J_{cg} и в распределенных системах J_{dg} ; временной период $\tau \in [0; \Theta]$; источники энергии $I \supset \{I_{ce} \cup I_{de} \cup I_{ch} \cup I_{dh} \cup I_{cg} \cup I_{dg}\}$, включающие централизованные источники электроэнергии I_{ce} и распределенные источники электроэнергии $I_{de} \supset \{I_{der} \cup I_{dea}\}$, включающие источники в распределенных системах I_{der} и источники у активных потребителей I_{dea} , централизованные источники тепловой

энергии I_{ch} и распределенные источники тепловой энергии $I_{dh} \supset \{I_{dhr} \cup I_{dha}\}$, включающие источники в распределенных системах I_{dhr} и источники у активных потребителей I_{dha} , централизованные источники природного газа I_{cg} и распределенные источники энергии холода I_{dc} у потребителей с заданным объемом, соответственно, вырабатываемой электроэнергии $P_e^{i,\tau}$, тепла $P_h^{i,\tau}$, холода $P_c^{i,\tau}$ и добычи природного газа $P_g^{i,\tau}$; потребители энергии $K \supset \{K_o \cup K_a\}$, состоящие из обычных потребителей $K_o \supset \{K_{oe} \cup K_{oh} \cup K_{oc} \cup K_{og}\}$, включающие потребителей электроэнергии K_{oe} , тепла K_{oh} , холода K_{oc} и газа K_{og} , и активных потребителей $K_a \supset \{K_{ae} \cup K_{ah} \cup K_{ac} \cup K_{ag}\}$ включающие активных потребителей электроэнергии K_{ae} , тепла K_{ah} , холода K_{ac} и газа K_{ag} , для каждого из которых задан объем спроса на энергию $H_r^{i,\tau} \supset \{H_{re}^{i,\tau} \cup H_{rh}^{i,\tau} \cup H_{rc}^{i,\tau} \cup H_{rg}^{i,\tau}\}$, включающие спрос на электроэнергию $H_{re}^{i,\tau}$, тепло $H_{rh}^{i,\tau}$, холод $H_{rc}^{i,\tau}$ и газ $H_{rg}^{i,\tau}$.

При поиске решения по развитию ИЭС требуется минимизировать функцию суммарных затрат на энергоснабжение потребителей от централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС, имеющий вид:

$$C_n = C_p + C_t \rightarrow \min, \quad (1)$$

где C_p – суммарные затраты на производство электроэнергии, тепла, холода и затраты на добычу природного газа приведенные к году, руб.; C_t – суммарные затраты на доставку электроэнергии, тепла и газа потребителям приведенные к году, руб.

Суммарные затраты на производство энергии состоят из затрат на строительство генерирующего оборудования, затрат на выработку электроэнергии на централизованных и распределенных источниках электроэнергии, затрат на выработку тепловой энергии на централизованных и распределенных источниках

тепловой энергии, затрат на природный газ, затрат на выработку холода в чиллерных установках и постоянных эксплуатационных затрат:

$$C_p = \sum_{\tau=0}^{\Theta} \left[\begin{aligned} & \left(\sum_{i \in I_{ce}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{ce} \cdot \rho(P_e^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_e^{i,\tau} + C_{oe}^i \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{de}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{de}^i \cdot P_e^{i,\tau} + C_{oe}^i \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{ch}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{ch} \cdot \rho(P_h^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_h^{i,\tau} + C_{oh}^i \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{dh}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{dh}^i \cdot P_h^{i,\tau} + C_{oh}^i \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{cg}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{cg} \cdot \rho(P_g^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_g^{i,\tau} + C_{og}^i \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{dc}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{dc}^i \cdot P_c^{i,\tau} + C_{oc}^i \right) \right) \end{aligned} \right], \quad (2)$$

где α^i – состояние источника энергии (0 – не задействован, 1 – задействован); C_{ce} – затраты на выработку электроэнергии на централизованных источниках, руб.; C_{de}^i – затраты на выработку электроэнергии на распределенных источниках, руб.; C_{oe}^i – постоянные эксплуатационные затраты для источников электрической энергии, руб.; C_{ch} – затраты на выработку тепловой энергии на централизованных источниках, руб.; C_{dh}^i – затраты на выработку тепловой энергии на распределенных источниках, руб.; C_{oh}^i – постоянные эксплуатационные затраты для источников тепловой энергии, руб.; C_{cg} – затраты на добычу природного газа, руб.; C_{og}^i – постоянные эксплуатационные затраты для источников природного газа, руб.; C_{dc}^i – затраты на выработку энергии холода в чиллерных установках, руб.; C_{oc}^i – постоянные эксплуатационные затраты для чиллерных установок, руб.; C_k^i – капитальные затраты на реконструкцию действующих и строительство новых источников энергии, руб.; v^i – затраты за выбросы вредных веществ в атмосферу,

зависят от типа источника энергии, руб.; ρ – коэффициент эффективности работы генерирующего оборудования централизованных источников энергии; k_1 – коэффициент возврата инвестиций для источников энергии. Переменными в задаче являются: объем вырабатываемой электрической энергии $P_e^{i,\tau}$, тепловой энергии $P_h^{i,\tau}$, газа $P_g^{i,\tau}$ и холода $P_c^{i,\tau}$.

Суммарные затраты на доставку энергии потребителям по сетям состоят из затрат на строительство сетевого оборудования, затрат на потери электроэнергии в ЛЭП, постоянных эксплуатационных затрат в электрических сетях, затрат энергии при перекачке теплоносителя, затрат на потери тепловой энергии в ТМ, постоянных эксплуатационных затрат в тепловых сетях, затрат на потери газа в ГМ, а также постоянных эксплуатационных затрат в газовых сетях:

$$C_t = \sum_{\tau=0}^{\Theta} \left[\left(\sum_{j \in J_e} \beta^j (k_2 \cdot C_k^j + C_{ue} \cdot \Delta P_e^{j,\tau} + C_{oe}^j) \right) + \left(\sum_{j \in J_h} \beta^j (k_2 \cdot C_k^j + C_{ce} \cdot P_p^{j,\tau} + C_{uh} \cdot \Delta P_h^{j,\tau} + C_{oh}^j) \right) + \left(\sum_{j \in J_g} \beta^j (k_2 \cdot C_k^j + C_{ug} \cdot \Delta P_g^{j,\tau} + C_{og}^j) \right) \right], \quad (3)$$

где β^j – состояние участка сети (0 – не задействован, 1 – задействован); C_{ue} – удельные затраты на потери электрической энергии в ЛЭП, руб.; C_{uh} – удельные затраты на потери тепловой энергии в ТМ, руб.; C_{ug} – удельные затраты на потери газа в ГМ, руб.; C_{oe}^j – постоянные эксплуатационные затраты в электрических сетях, руб.; C_{oh}^j – постоянные эксплуатационные затраты в тепловых сетях, руб.; C_{og}^j – постоянные эксплуатационные затраты в газовых сетях, руб.; C_k^j – затраты на реконструкцию действующих и строительство новых участков сетей, руб.; $\Delta P_e^{j,\tau}$ – потери электроэнергии в ЛЭП, МВт; $P_p^{j,\tau}$ – затраты энергии при перекачке

теплоносителя, МВт; $\Delta P_h^{j,\tau}$ – потери тепловой энергии в ТМ, Гкал/ч; $\Delta P_g^{j,\tau}$ – потери газа в ГМ, м³/ч; k_2 – коэффициент возврата инвестиций для участков сети. Переменными в задаче являются: потери электрической энергии $\Delta P_e^{j,\tau}$, тепловой энергии $\Delta P_h^{j,\tau}$, газа $\Delta P_g^{j,\tau}$; затраты электрической энергии при перекачке теплоносителя $P_p^{j,\tau}$.

Потери электрической мощности в ЛЭП рассчитываются по формуле [58-59]:

$$\Delta P_e^{j,\tau} = \left(\frac{S^{2,j,\tau}}{U_{nom}^2} \cdot r_0^j \cdot L^j \right), \quad (4)$$

где S^j – полная мощность, передаваемая по ЛЭП, МВА; U_{nom} – номинальное напряжение сети, кВ; r_0^j – погонное сопротивление ЛЭП, Ом/км; L^j – длина ЛЭП, км.

Затраты электрической энергии при перекачке теплоносителя рассчитываются по формуле [60-61]:

$$P_p^{j,\tau} = \frac{G^{j,\tau} \cdot \Delta p^{j,\tau} \cdot n}{\sigma \cdot \eta}, \quad (5)$$

где G^j – расход воды в сети (подача насоса), кг/с; Δp^j – перепад давления, развиваемый насосом, Па; n – число часов работы насоса за год; σ – плотность воды, кг/м³; η – КПД насосной установки.

Потери тепловой мощности в ТМ рассчитываются по формуле [60-61]:

$$\Delta P_h^j = \frac{2\pi \cdot \lambda_{mu} \cdot L^j (t_{вн} - t_{oc})}{\ln(D^j / d^j)} \cdot K, \quad (6)$$

где λ_{mi} – коэффициент теплопроводности изоляции; L^j – длина трубы, км; $t_{вн}$ – температура жидкости в трубопроводе, $С^0$; t_{oc} – температура окружающей среды, $С^0$; D^j – наружный диаметр трубопровода с теплоизоляцией, мм; d^j – внутренний диаметр трубопровода, мм; K – коэффициент запаса мощности.

Потери газа в ГМ рассчитываются по формуле [62-63]:

$$\Delta P_g^{j,\tau} = u^j \cdot \pi \cdot d_2^j \cdot L^j, \quad (7)$$

где u^j – удельные потери газа на 1 м² поверхности трубы; L^j – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, км; d_2^j – диаметр газопровода, мм.

При решении этой задачи должны выполняться следующие условия и ограничения:

- ограничения мощности на источниках тепловой, электрической, энергии холода, газа:

$$\underline{P}^i \leq P^{i,\tau} \leq \overline{P}^i, \quad i \in I; \quad (8)$$

- ограничение на резерв мощности в системе:

$$\sum_{i \in I_{ce}} P_{e,ycm}^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{de}} P_{e,ycm}^{i,\tau} \geq \left(\sum_{i \in I_{ce}} P_e^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{de}} P_e^{i,\tau} \right) \cdot \omega; \quad (9)$$

$$\sum_{i \in I_{ch}} P_{h,ycm}^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{dh}} P_{h,ycm}^{i,\tau} \geq \left(\sum_{i \in I_{ch}} P_h^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{dh}} P_h^{i,\tau} \right) \cdot \omega; \quad (10)$$

$$\sum_{i \in I_{cg}} P_{g,ycm}^{i,\tau} \geq \sum_{i \in I_{cg}} P_g^{i,\tau} \cdot \omega; \quad (11)$$

$$\sum_{i \in I_{dc}} P_{c,ycm}^{i,\tau} \geq \sum_{i \in I_{dc}} P_c^{i,\tau} \cdot \omega, \quad (12)$$

где ω – коэффициент нормативного резерва мощности для источников энергии, $\omega \geq 1$; $P_{e,ycm}^{i,\tau}$ – суммарная установленная мощность на источниках электрической энергии, МВт; $P_{h,ycm}^{i,\tau}$ – суммарная установленная мощность на источниках тепловой энергии, Гкал/ч; $P_{g,ycm}^{i,\tau}$ – суммарная установленная мощность на источниках газа, м³/ч; $P_{c,ycm}^{i,\tau}$ – суммарная установленная мощность на источниках холода, МВт.

- ограничения на пропускную способность ЛЭП, ТМ и ГМ:

$$\underline{x}^j \leq x^{j,\tau} \leq \overline{x}^j, \quad j \in J, \quad (13)$$

где $x^{j,\tau}$ – пропускные способности участков сети.

- ограничения на финансовые вложения:

$$\sum_{i \in I} (\alpha^i \cdot C_k^i) + \sum_{j \in J} (\beta^j \cdot C_k^j) \leq C_{kn}, \quad (14)$$

где C_{kn} – ограничения на финансовые вложения для строительства или развития системы для рассматриваемого периода времени, руб.

- условия баланса вырабатываемой и потребляемой энергии:

$$\sum_{i \in I_{ce}} P_e^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{de}} P_e^{i,\tau} \geq \sum_{i \in K_{oe}} H_{re}^{i,\tau} + \sum_{i \in K_{ae}} H_{re}^{i,\tau} + \sum_{j \in J_e} \Delta P_e^{j,\tau}; \quad (15)$$

$$\sum_{i \in I_{ch}} P_h^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{dh}} P_h^{i,\tau} \geq \sum_{i \in K_{oh}} H_{rh}^{i,\tau} + \sum_{i \in K_{ah}} H_{rh}^{i,\tau} + \sum_{j \in J_h} \Delta P_h^{j,\tau}; \quad (16)$$

$$\sum_{i \in I_{cg}} P_g^{i,\tau} \geq \sum_{i \in K_{og}} H_{rg}^{i,\tau} + \sum_{i \in K_{ag}} H_{rg}^{i,\tau} + \sum_{j \in J_g} \Delta P_g^{j,\tau}; \quad (17)$$

$$\sum_{i \in I_{dc}} P_c^{i,\tau} \geq \sum_{i \in K_{oc}} H_{rc}^{i,\tau} + \sum_{i \in K_{ac}} P_{rc}^{i,\tau}. \quad (18)$$

Поскольку общая математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС не в полной мере учитывает интересы активных

потребителей, а осуществляет минимизацию суммарных затрат для всей ИЭС, то для решения проблемы согласования разнонаправленных интересов данная математическая постановка разбивается на составляющие для трех иерархических уровней: централизованная система; распределенные системы; системы энергопотребления. Таким образом, за счет решения задачи минимизации суммарных затрат на каждом уровне и учета затрат на энергоснабжение активных потребителей в качестве ограничений, удастся учесть интересы активных потребителей и найти компромиссное решение для всех объектов ИЭС.

На каждом уровне в результате решения задачи минимизации суммарных затрат определяются затраты на производство единицы энергии, которые передаются в качестве цен на нижний иерархический уровень.

2.1.1 Математическая модель активных потребителей

Пусть имеется множество активных потребителей K_a , у которых есть собственные источники энергии I_{dea} , I_{dha} , I_{dc} и известны затраты на производство единицы энергии от этих источников. Известны также узлы подключения централизованной генерации и источников энергии в распределенных системах, и ограничения на максимальную мощность в этих узлах с ценами на энергию, предлагаемыми централизованной системой и источниками энергии в распределенных системах потребителю. Нужно выбрать наиболее выгодные источники энергии и распределить нагрузки между ними так, чтобы затраты на энергоснабжение были минимальными с учетом заданных ограничений.

Требуется минимизировать функцию суммарных затрат на энергоснабжение активного потребителя от централизованных и распределенных источников энергии, состоящую из затрат на электроснабжение C_e , теплоснабжение C_h , газоснабжение C_g , холодоснабжение C_c , имеющую следующий вид:

$$C_{ac} = \left[\begin{aligned} & \left(Z_{ce} \cdot P_e + Z_{der} \cdot P_e + \sum_{i \in I_{dea}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dea}^i \cdot P_e^i) \right) + \\ & + \left(Z_{ch} \cdot P_h + Z_{dhr} \cdot P_e + \sum_{i \in I_{dha}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dha}^i \cdot P_h^i) \right) + \\ & + (Z_{cg} \cdot P_g) + \left(\sum_{i \in I_{dc}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dc}^i \cdot P_c^i) \right) \end{aligned} \right] \rightarrow \min, \quad (19)$$

где $\varphi^i \in \{0,1\}$ – состояние источников распределенной генерации (0 – не задействован, 1 – задействован); Z_{ce} – цены на электрическую энергию у централизованных источников, руб.; Z_{der} – цены на электрическую энергию у источников в распределенных системах, руб.; C_{dea}^i – затраты на выработку электроэнергии на источниках активных потребителей, руб.; Z_{ch} – цены на тепловую энергию у централизованных источников, руб.; Z_{dhr} – цены на тепловую энергию у источников в распределенных системах, руб.; C_{dha}^i – затраты на выработку тепловой энергии на источниках активных потребителей, руб.; Z_{cg} – цены на природный газ у централизованных источников, руб. Переменными в задаче являются: объем вырабатываемой электрической энергии P_e^i , тепловой энергии P_h^i , газа P_g^i и холода P_c^i .

При решении этой задачи должны выполняться следующие условия и ограничения:

- ограничения мощности на источниках тепла, электроэнергии, холода, газа:

$$P^i \leq \overline{P^i}, \quad i \in I_{ce} \cup I_{ch} \cup I_{cg} \cup I_{der} \cup I_{dhr}; \quad (20)$$

$$\underline{P^i} \leq P^i \leq \overline{P^i}, \quad i \in I_{dea} \cup I_{dha} \cup I_{dc}; \quad (21)$$

- условия баланса вырабатываемой и потребляемой энергии:

$$\sum_{i \in I} P_e^i \geq H_{re}; \quad (22)$$

$$\sum_{i \in I} P_h^i \geq H_{rh}; \quad (23)$$

$$P_g^r \geq H_{rg}; \quad (24)$$

$$\sum_{i \in I} P_c^i \geq H_{rc}. \quad (25)$$

Задача нахождения рациональной загрузки источников энергии и оптимального распределения энергии формулируется как задача СЦЛП [64-67].

2.1.2 Математическая модель распределенных систем

Пусть имеется множество распределенных систем, у которых есть собственные источники энергии I_{der} , I_{dhr} и известны затраты (которые для нижнего иерархического уровня являются ценами) на производство единицы энергии от этих источников, также распределенные системы включают в себя активных потребителей K_a с их источниками энергии. Известны узлы подключения централизованной генерации к данным системам, ограничения на максимальную мощность в этих узлах с ценами на энергию, предлагаемыми централизованной системой распределенным системам. Нужно выбрать наиболее выгодные источники энергии и пути ее доставки к активным потребителям и распределить нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации так, чтобы затраты на энергоснабжение были минимальными с учетом заданных ограничений для каждой распределенной системы.

Требуется минимизировать функцию суммарных затрат на энергоснабжение активных потребителей распределенных систем от централизованных и распределенных источников энергии, имеющую следующий вид:

$$C_{ds} = \left[\begin{aligned} & \left(Z_{ce} \cdot P_e + \sum_{i \in I_{der}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{der}^i \cdot P_e^i) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{dea}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dea}^i \cdot P_e^i) + \sum_{j \in J_e} C_{ue} \cdot \Delta P_e^j \right) + \\ & + \left(Z_{ch} \cdot P_h + \sum_{i \in I_{dhr}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dhr}^i \cdot P_h^i) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{dha}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dha}^i \cdot P_h^i) + \sum_{j \in J_h} (Z_{ce} \cdot P_p^j + C_{uh} \cdot \Delta P_h^j) \right) + \\ & + \left(Z_{cg} \cdot P_g + \sum_{j \in J_g} C_{ug} \cdot \Delta P_g^j \right) + \left(\sum_{i \in I_{dc}} \varphi^i (k_1 \cdot C_k^i + C_{dc}^i \cdot P_c^i) \right) \end{aligned} \right] \rightarrow \min, \quad (26)$$

где C_{der}^i – затраты на выработку электроэнергии на источниках распределенных систем, руб.; C_{dhr}^i – затраты на выработку тепловой энергии на источниках распределенных систем, руб. Переменными в задаче являются: объем вырабатываемой электрической энергии P_e^i , тепловой энергии P_h^i , газа P_g^i и холода P_c^i ; потери электрической энергии $\Delta P_e^{j,\tau}$, тепловой энергии $\Delta P_h^{j,\tau}$, газа $\Delta P_g^{j,\tau}$.

- ограничения на производство тепла, электроэнергии, холода, газа для централизованных и распределенных источников:

$$P^i \leq \overline{P^i}, \quad i \in I_{ce} \cup I_{ch} \cup I_{cg}; \quad (27)$$

$$\underline{P^i} \leq P^i \leq \overline{P^i}, \quad i \in I_{de} \cup I_{dh} \cup I_{dc}; \quad (28)$$

- ограничения на пропускную способность ЛЭП, ТМ и ГМ:

$$\underline{x^j} \leq x^j \leq \overline{x^j}, \quad j \in J; \quad (29)$$

- условия баланса вырабатываемой и потребляемой энергии:

$$\sum_{i \in I_{ce}} P_e^i + \sum_{i \in I_{de}} P_e^i \geq \sum_{i \in K_{ae}} H_{re}^i + \sum_{j \in J_e} \Delta P_e^j ; \quad (30)$$

$$\sum_{i \in I_{ch}} P_h^i + \sum_{i \in I_{dh}} P_h^i \geq \sum_{i \in K_{ah}} H_{rh}^i + \sum_{j \in J_h} \Delta P_h^j ; \quad (31)$$

$$\sum_{i \in I_{cg}} P_g^i \geq \sum_{i \in K_{ag}} H_{rg}^i + \sum_{j \in J_g} \Delta P_g^j ; \quad (32)$$

$$\sum_{i \in I_{dc}} P_c^i \geq \sum_{i \in K_{ac}} H_{rc}^i . \quad (33)$$

Для нахождения оптимального распределения нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации в распределенных системах используется СЦПП. При минимизации суммарных затрат определяются затраты на производство единицы энергии у источников в распределенных системах, которые передаются в качестве цен на уровень энергопотребления.

2.1.3 Математическая модель централизованной системы

Пусть в некотором районе имеется множество централизованных источников энергии I_{ce} , I_{ch} , I_{cg} и распределенные системы с собственными источниками энергии I_{de} , I_{dh} , I_{dc} . Также имеется множество потребителей энергии $K \supset \{K_o \cup K_a\}$. Необходимо выбрать наиболее рациональную структуру источников энергии с учетом зон эффективности работы генерирующего оборудования централизованных источников и путей доставки энергии к обычным потребителям и распределенным системам, а также распределить нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации так, чтобы затраты на энергоснабжение были минимальными с учетом заданных системных условий и ограничений. Целевая функция представляет собой минимум суммарных затрат на энергоснабжение обычных потребителей и распределенных систем от централизованных и распределенных источников энергии, которая имеет следующий вид:

$$C_{cs} = \left[\begin{aligned} & \left(\sum_{i \in I_{ce}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{ce} \cdot \rho(P_e^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_e^{i,\tau} \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{de}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{de}^i \cdot P_e^{i,\tau} \right) + \sum_{j \in J_e} \beta^j \left(k_2 \cdot C_k^i + C_{ue} \cdot \Delta P_e^{j,\tau} \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{ch}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{ch} \cdot \rho(P_h^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_h^{i,\tau} \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{i \in I_{dh}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{dh}^i \cdot P_h^{i,\tau} \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{j \in J_h} \beta^j \left(k_2 \cdot C_k^i + C_{ce} \cdot P_p^{j,\tau} + C_{uh} \cdot \Delta P_h^{j,\tau} \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{cg}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + (C_{cg} \cdot \rho(P_g^{i,\tau}) + v^i) \cdot P_g^{i,\tau} \right) + \right. \\ & \left. + \sum_{j \in J_g} \beta^j \left(k_2 \cdot C_k^i + C_{ug} \cdot \Delta P_g^{j,\tau} \right) \right) + \\ & \left(\sum_{i \in I_{dc}} \alpha^i \left(k_1 \cdot C_k^i + C_{dc}^i \cdot P_c^{i,\tau} \right) \right) \end{aligned} \right] \rightarrow \min; \quad (34)$$

Переменными в задаче являются: объем вырабатываемой электрической энергии $P_e^{i,\tau}$, тепловой энергии $P_h^{i,\tau}$, газа $P_g^{i,\tau}$ и холода $P_c^{i,\tau}$; потери электрической энергии $\Delta P_e^{j,\tau}$, тепловой энергии $\Delta P_h^{j,\tau}$, газа $\Delta P_g^{j,\tau}$; затраты электрической энергии при перекачке теплоносителя $P_p^{j,\tau}$.

При решении этой задачи должны выполняться следующие условия и ограничения:

- ограничения на производство тепла, электроэнергии, холода, газа для централизованных и распределенных источников:

$$\underline{P}^i \leq P^i \leq \overline{P}^i, \quad i \in I; \quad (35)$$

- ограничение на резерв мощности в системе:

$$\sum_{i \in I_{ce}} P_{e,ycm}^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{de}} P_{e,ycm}^{i,\tau} \geq \left(\sum_{i \in I_{ce}} P_e^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{de}} P_e^{i,\tau} \right) \cdot \omega; \quad (36)$$

$$\sum_{i \in I_{ch}} P_{h,ycm}^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{dh}} P_{h,ycm}^{i,\tau} \geq \left(\sum_{i \in I_{ch}} P_h^{i,\tau} + \sum_{i \in I_{dh}} P_h^{i,\tau} \right) \cdot \omega; \quad (37)$$

$$\sum_{i \in I_{cg}} P_{g,ycm}^{i,\tau} \geq \sum_{i \in I_{cg}} P_g^{i,\tau} \cdot \omega; \quad (38)$$

$$\sum_{i \in I_{dc}} P_{c,ycm}^{i,\tau} \geq \sum_{i \in I_{dc}} P_c^{i,\tau} \cdot \omega; \quad (39)$$

- ограничения на пропускную способность ЛЭП, ТМ и ГМ:

$$\underline{x}^j \leq x^j \leq \overline{x}^j, \quad j \in J; \quad (40)$$

- ограничения на финансовые вложения:

$$\sum_{i \in I} (\alpha^i \cdot C_k^i) + \sum_{j \in J} (\beta^j \cdot C_k^j) \leq C_{kn}; \quad (41)$$

- условия баланса вырабатываемой и потребляемой энергии:

$$\sum_{i \in I_{ce}} P_e^i + \sum_{i \in I_{de}} P_e^i \geq \sum_{i \in K_{oe}} H_{re}^i + \sum_{i \in K_{ae}} H_{re}^i + \sum_{j \in J_e} \Delta P_e^j; \quad (42)$$

$$\sum_{i \in I_{ch}} P_h^i + \sum_{i \in I_{dh}} P_h^i \geq \sum_{i \in K_{oh}} H_{rh}^i + \sum_{i \in K_{ah}} H_{rh}^i + \sum_{j \in J_h} \Delta P_h^j; \quad (43)$$

$$\sum_{i \in I_{cg}} P_g^i \geq \sum_{i \in K_{og}} H_{rg}^i + \sum_{i \in K_{ag}} H_{rg}^i + \sum_{j \in J_g} \Delta P_g^j; \quad (44)$$

$$\sum_{i \in I_{dc}} P_c^i \geq \sum_{i \in K_{oc}} H_{rc}^i + \sum_{i \in K_{ac}} H_{rc}^i. \quad (45)$$

Для нахождения оптимального распределения нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации в ИЭС используется СЦНЛП [68-69]. При минимизации суммарных затрат определяются затраты на производство единицы энергии на централизованных источниках энергии, которые передаются в

качестве цен на уровень распределенных систем и уровень систем энергопотребления.

2.2 Решение задачи развития интегрированной энергетической системы с использованием мультиагентных технологий

2.2.1 Основные преимущества мультиагентного подхода для решения задачи развития интегрированной энергетической системы

Мультиагентный подход, как уже было отмечено выше, представляет интерес для моделирования и исследования поведения объектов в ИЭС. Преимущества мультиагентного подхода для решения поставленных задач состоят в следующем:

- ИЭС может быть представлена в виде большого количества различных элементов, ее можно разделить на составляющие части, которые моделируются своими агентами с индивидуальным алгоритмом поведения.
- Каждый объект ИЭС через своих агентов участвует в формировании решения и отстаивает свои интересы, исходя из условий эффективного энергоснабжения.
- Наличие широких возможностей осуществить декомпозицию сложной задачи на ряд более простых в ходе поиска решения.
- Прямая и обратная связь между элементами ИЭС может быть реализована путем организации связей агентов между собой для обеспечения их взаимодействия. Это позволяет каждому агенту, участвующему в поиске решения, использовать информацию о других агентах и корректировать свое решение, исходя из полученных данных.
- Решение задачи развития ИЭС находится независимыми друг от друга центрами принятия решений, отвечающими за свою территориальную область в системе и обменивающимися между собой различной информацией, а затем на этапе согласования путем сравнения полученных решений и введения

необходимых корректировок находится компромиссное решение, учитывающее интересы всех участников энергоснабжения. Данный принцип предоставляет широкие возможности для участия активных потребителей в процессе энергоснабжения.

2.2.2 Тип и архитектура управления мультиагентной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Тип МАС зависит от внутренней структуры агентов, которая включает в себя цели, знания предметной области, входные и выходные данные датчиков, выполняемые действия и т.д. В зависимости от различий во внутренней структуре агентов МАС разделяются на однородные, в которых все агенты имеют одинаковую структуру, и неоднородные, в которых имеются отличия во внутренней структуре и выполняемых действиях [70]. В данном исследовании применяется неоднородный тип МАС, поскольку агенты представляют различные объекты ИЭС, отличающиеся по конфигурации и выполняемым функциям в системе. Агенты разделены на следующие типы: агенты обычных потребителей (АОП); сетевой агент централизованной системы (САЦС); агенты источников энергии, которые подразделяются на агентов централизованных источников энергии (АЦИЭ) и агентов распределенных источников энергии (АРИЭ); агенты участков сетей, которые подразделяются на агентов участков магистральных сетей (АУМС) и агентов участков сети распределенных систем (АУСРС); агенты активных потребителей (ААП); сетевые агенты распределенных систем (САРС); агент развития (АР), который включает вспомогательных локальных агентов: агент формирования расчетной схемы (АФРС), агент анализа результатов (ААР), агент данных (АД). Каждый из перечисленных типов агентов имеет свои собственные цели и задачи [71], это обуславливает существенные отличия их внутренней конструкции, представленной индивидуальной структурой, знаниями предметной области, входными и выходными данными, выполняемыми действиями и др.

Существует три архитектуры управления МАС: централизованная, распределенная и гибридная [72-73]. При централизованном управлении МАС агент супервизора или агент главного контроллера управляет всей системой, выполняя сложные расчеты и обрабатывая большие объемы информации. Такая архитектура управления имеет ряд недостатков, которые связаны с трудностями в выполнении вычислительных операций, поскольку агент супервизора монополизирован принятием решений и не дает осуществлять параллельное управление системой, также возникают сложности с учетом быстро изменяющихся процессов в системе. В целом эффективность системы в значительной степени зависит от исправности и адекватности принимаемых решений агентом супервизором. В качестве альтернативы предлагается распределенная архитектура управления МАС, в которой агенты принимают решения локально, имеют механизмы синхронизации полученных решений и каналы связи с соседними агентами. Благодаря такому управлению снижается вычислительная сложность и появляется возможность для параллельного управления системой с распределенными источниками энергии, системами хранения энергии и активными потребителями. Распределенная архитектура управления МАС устойчива к сбоям в системе, поскольку в случае отказа одного из ключевых агентов область может быть изолирована и удаленно контролироваться соседними агентами. У данной архитектуры управления МАС также существуют недостатки, такие как загруженность каналов связи для обмена информацией и трудности при нахождении компромиссного решения в системе. Чтобы объединить преимущества обеих архитектур управления МАС, в ряде исследований предлагается использовать гибридную архитектуру управления МАС, в которой агент-супервизор наблюдает за системой и обновляет свои локальные базы данных, не вмешиваясь в план действий агентов. Такое управление реализуется за счет разделения системы на более мелкие контролируемые области, каждая из которых имеет своего управляющего агента, используемого в качестве коммуникационного узла и координирующего органа. Гибридная архитектура управления МАС наиболее подходит для управления ИЭС, которая имеет сложную структуру

энергетических объектов, множество активных элементов и большое количество связей между ними.

Исходя из выше сказанного, в данном исследовании архитектура управления МАС определена как гибридная [72-73], в которой АФРС отправляет данные в БРС ИЭС, включающего уровень централизованной системы, уровень распределенных систем и системы энергопотребления, а затем АР отслеживает изменения в ИЭС, полученные по результатам расчета в БРС ИЭС, и обновляет свои локальные базы данных, при этом не вмешивается в действия агентов в БРС ИЭС во время поиска компромиссного решения по энергоснабжению потребителей. После получения необходимых данных АР вместе со своими вспомогательными локальными агентами анализирует решения по развитию ИЭС, полученные в БРС ИЭС.

Исследование координации взаимодействия агентов является довольно трудной задачей в области МАС, решению которой посвящено множество исследований. Можно обозначить три основных принципа координации в многоуровневых системах: прогнозирование взаимодействий, развязывание взаимодействий и оценка взаимодействий [74]. Механизмы координации в МАС, как правило, являются приближенными и не имеют цели получить оптимальное совместное поведение [39]. Базовым понятием, на котором основано большинство известных методов координации, является понятие «обязательств» агента, которое обуславливает необходимость выполнения агентом последовательности действий для достижения общей цели. Вторым ключевым понятием, которое определяет границы выполнения обязательств для агента и регулирует его поведение в различных ситуациях, является понятие общественных «соглашений».

Основные методы координации, используемые в теории и практике МАС:

1. Координация агентов с помощью выполнения общих правил совместного поведения. Как правило, данный метод применяется в системах с заданной организационной структурой, в которой ограничения и условия совместного функционирования должны строго выполняться [75]. В конечном счете при такой организации агенты являются простейшими автоматами, выполняющими элементарные функции в системе. При этом за счет большого количества правил

совместного поведения создается новая система, которая обладает новыми свойствами и высокоорганизованным поведением.

2. Координация поведения агентов с помощью обмена данными на метауровне. В данном методе происходит обмен данными между агентами, за счет чего все агенты знают основные цели и задачи других агентов и на основании этого в процессе постоянного обмена информацией вырабатывают общую стратегию поведения. Такой вариант координации обычно реализуется с помощью ролевого подхода, в котором у каждого агента есть своя роль и четко определенный алгоритм поведения, каждый агент должен строго выполнять свои функции [76].

3. Командная работа. Основной принцип данного метода заключается в объединении агентов в единую команду с общей мотивацией, в которой агенты за счет совместного функционирования достигают общую глобальную цель и в процессе достижения этой цели противодействуют сопернику или команде соперников. Отличительной особенностью этого метода по сравнению с остальными методами координации является наличие соперника, который пытается помешать достичь поставленную цель. Существенной трудностью при организации агентов с помощью данного метода является объединение их в единую рабочую команду при условии, что агенты обладают ограниченным набором данных [77-78].

4. Координация в условиях конкуренции агентов. При таком методе организации взаимодействий между агентами на первый план выходят личные цели и задачи единичных агентов, для достижения которых они будут игнорировать интересы других агентов и при необходимости противодействовать им. Таким образом таких агентов можно назвать эгоистичными, поскольку каждый из них стремится реализовать только свои интересы [39]. В таких случаях взаимодействие между агентами реализуется в форме переговоров, цель которых разрешение конфликтов. В результате таких переговоров агенты пытаются найти такое решение, которое устроило бы всех участников. Такие переговоры регламентируются строго прописанными правилами, которые известны всем агентам.

В данном исследовании для координации агентов в МАС используются в основном принципы, которые соответствуют методу координации на основе обмена данными на метауровне. Поскольку у каждого агента есть своя роль в рамках уровня, на котором он находится, и на каждом уровне решается своя локальная задача с учетом решений, полученных на другом уровне.

2.2.3 Структура мультиагентной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Укрупненная структура МАС, разработанная для исследования взаимодействия объектов в ИЭС при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии, представлена на Рисунке 2.1.

По выполняемым функциям данная структура МАС разделяется на два больших блока: БУР ИЭС и БРС ИЭС. Все объекты в рассматриваемой ИЭС можно разделить на три группы: потребители, сети и источники энергии. Каждый объект имеет своего агента, отражающего его поведение в системе, связи с другими агентами, характеристики, параметры и индивидуальные ограничения [79]. В БУР ИЭС находится АР и его вспомогательные локальные агенты: АФРС; ААР; АД. Агенты БУР ИЭС осуществляют подготовку данных для расчета схемы на разные периоды времени, производят формирование избыточной схемы ИЭС и отправляют необходимые данные в БРС ИЭС, затем производят анализ полученных данных по найденному решению развития ИЭС на долгосрочный период, также они создают таблицы с базой данных полученных решений за разные периоды времени и выводят статистику пользователям в виде графиков и диаграмм.

Иерархия взаимодействия агентов в БРС ИЭС описывается тремя уровнями: 1-й уровень – уровень централизованной системы; 2-й уровень – уровень распределенных систем; 3-й уровень – уровень систем энергопотребления. На первом уровне находятся АЦИЭ и АУМС, координацию и контроль за

формированием решения для данной системы осуществляет САЦС. Он обменивается информацией с АР и САРС. На втором уровне находятся АРИЭ и АУСРС, здесь координацию и контроль осуществляют САРС. Они в свою очередь обмениваются данными по сформированному решению с АР и САЦС. При необходимости САЦС и САРС осуществляют корректировку полученных решений. На третьем уровне находятся АОП, которые связаны с централизованной системой, и ААП, которые управляют собственными источниками энергии и обмениваются данными с агентами распределенных систем.

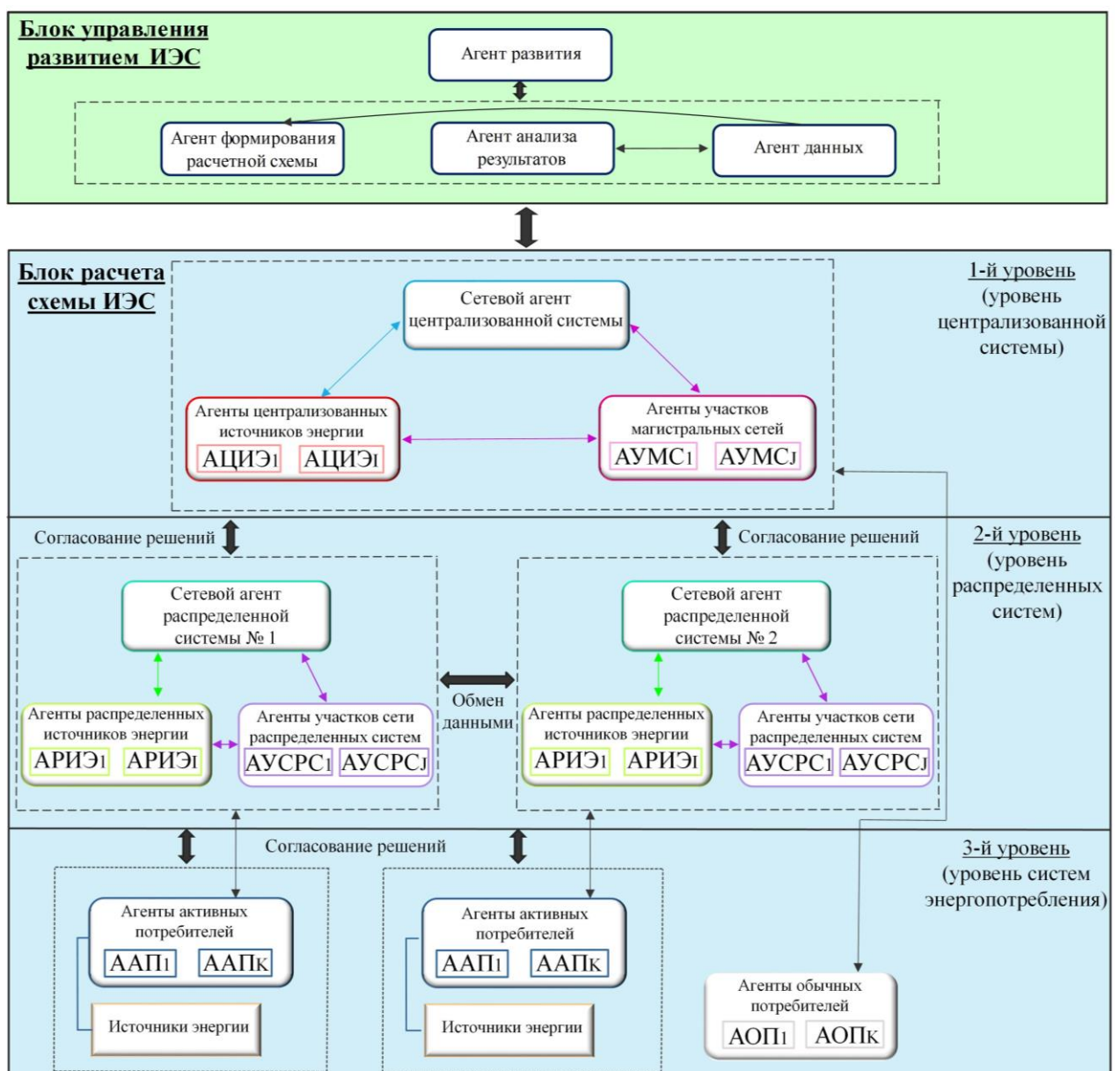


Рисунок 2.1 - Укрупненная структура мультиагентной системы для исследования взаимодействия объектов в интегрированной энергетической системе

2.2.4 Взаимодействие агентов блока расчета схемы интегрированной энергетической системы

Взаимодействие агентов БРС ИЭС в МАС для нахождения компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС показано на блок-схеме, представленной на Рисунке 2.2. Приведем описание в соответствии с этой блок-схемой. АФРС рассылает индивидуальные параметры всем агентам в ИЭС {1}: цены на энергию и производимую мощность в зависимости от зон эффективности работы генерирующего оборудования АЦИЭ и АРИЭ; количество, потребляемой энергии АОП; количество потребляемой энергии, цены и производимую мощность собственных источников энергии ААП; топологию схемы всей ИЭС САЦС (для распределенных систем только основные связи); внутреннюю топологию распределенных систем САРС; пропускные способности и длины участков сетей АУМС и АУСРС. АОП и ААП отправляют данные по своим нагрузкам САЦС {2}. В свою очередь САЦС отправляет запросы на участие в энергоснабжении АЦИЭ, АРИЭ, АУМС и АУСРС {3}. Получив запрос, АУМС и АУСРС индивидуально проверяют возможность участия в энергоснабжении и отправляют значения пропускных способностей, относящихся к ним участков, и потери за передачу единицы энергии через данный участок сети САЦС, САРС и ААП в зависимости от территориальной принадлежности {4}. АЦИЭ и АРИЭ, после получения запроса, осуществляют проверку готовности примыкающих к их источникам участков сетей {5}, получив ответ от АУМС и АУСРС {6}, они индивидуально проверяют возможность своего участия в энергоснабжении и отправляют данные по производимой мощности и предварительные цены на энергию от данного источника САЦС {7}. Получив все необходимые данные, САЦС выполняет расчет избыточной схемы ИЭС одновременно для систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения без учета распределенных источников энергии (распределенные системы представлены объединенными объектами с основными связями между ними) с помощью вызова необходимых

вычислительных компонентов для поиска рационального распределения энергии в системе. На основании результатов расчета выполняется выбор наиболее оптимального состава источников энергии и конфигурации сети из предложенных вариантов на основе критерия минимизации затрат и учета выбросов вредных веществ в атмосферу, а также заданных ограничений в ИЭС {8}. В результате произведенного расчета САЦС формирует изначальную цену на энергию централизованных источников энергии в зависимости от зон эффективности работы генерирующего оборудования {9}. Затем САЦС отправляет значения цен на энергию и мощности централизованных источников энергии ААП {10}. Получив все необходимые данные, ААП выполняют индивидуальный расчет своего энергоснабжения (схема расчета ограничивается примыкающими к активному потребителю участками сетей и узлами с мощностями централизованных источников, а также включает собственные источники энергии) с помощью вызова необходимых вычислительных компонентов {11} и рассчитывают затраты на энергоснабжение для каждого вида энергии {12}. Все данные по нагрузкам, параметрам своих источников энергии и полученным затратам на энергоснабжение ААП отправляют своим САРС {13}. В свою очередь САРС, получив данные по активным потребителям, отправляет запрос САЦС на получение информации о мощности и ценах на энергию централизованных источников {14}. После получения ответа от САЦС {15}, САРС выполняют расчет энергоснабжения своих распределенных систем (схема расчета ограничивается участками сетей, примыкающими к активным потребителям и связывающими их между собой, а также включает узлы с мощностями централизованных и распределенных источников энергии) с помощью вызова необходимых вычислительных компонентов {16}. Во время поиска решения производится сравнение полученных затрат на этом уровне с затратами, полученными при индивидуальном расчете активных потребителей (см. параграф 2.4), и таким образом определяется разница между этими затратами, которая определяет $\Delta_{расч}$ {17}. На основании $\Delta_{расч}$ определяется на какое значение затраты активных

потребителей будут увеличены из-за технических ограничений при энергоснабжении в распределенных системах. Поиск $\Delta_{расп}$ выполняется итерационным способом {18}, с помощью заданного неравенства и постепенного увеличения $\Delta_{расп}$ на 1%, пока не будет найдено компромиссное решение или данные расчета не достигнут нижнего ограничения. Сформировав решение, САРС отправляют данные по полученному решению САЦС {19}. Получив данные по затратам на энергоснабжение распределенных систем {20}, САЦС выполняет расчет схемы ИЭС с учетом распределенных источников энергии с помощью вызова необходимых вычислительных компонентов {21}. Во время поиска решения производится сравнение полученных затрат на этом уровне с затратами, полученными при расчете в распределенных системах (см. параграф 2.4), и таким образом определяется разница между этими затратами, которая определяет $\Delta_{цент}$ {22}. На основании $\Delta_{цент}$ определяется на какое значение затраты активных потребителей будут увеличены из-за технических ограничений при энергоснабжении в централизованной системе. Поиск $\Delta_{цент}$ выполняется итерационным способом {23}, с помощью заданного неравенства и постепенного увеличения $\Delta_{цент}$ на 1%, пока не будет найдено компромиссное решение по выбору рационального состава источников энергии и конфигурации сети, или данные расчета не достигнут нижнего ограничения. Таким образом, если будет найдено компромиссное решение, удовлетворяющие всем условиям и ограничениям, то САЦС переходит к формированию конечной цены на централизованную энергию и сравнению ее с изначальной ценой {24}. Если цены на энергию в первом и втором варианте расчета не совпадают хотя бы для одного вида энергии, то производятся корректировки цен на энергию с учетом последнего расчета {25}, и алгоритм снова начинает функционировать с пункта 10. Если цены на энергию в первом и втором варианте расчета совпадают {26}, то САЦС осуществляет рассылку данных согласованного решения агентам объектов ИЭС и АР {27}.

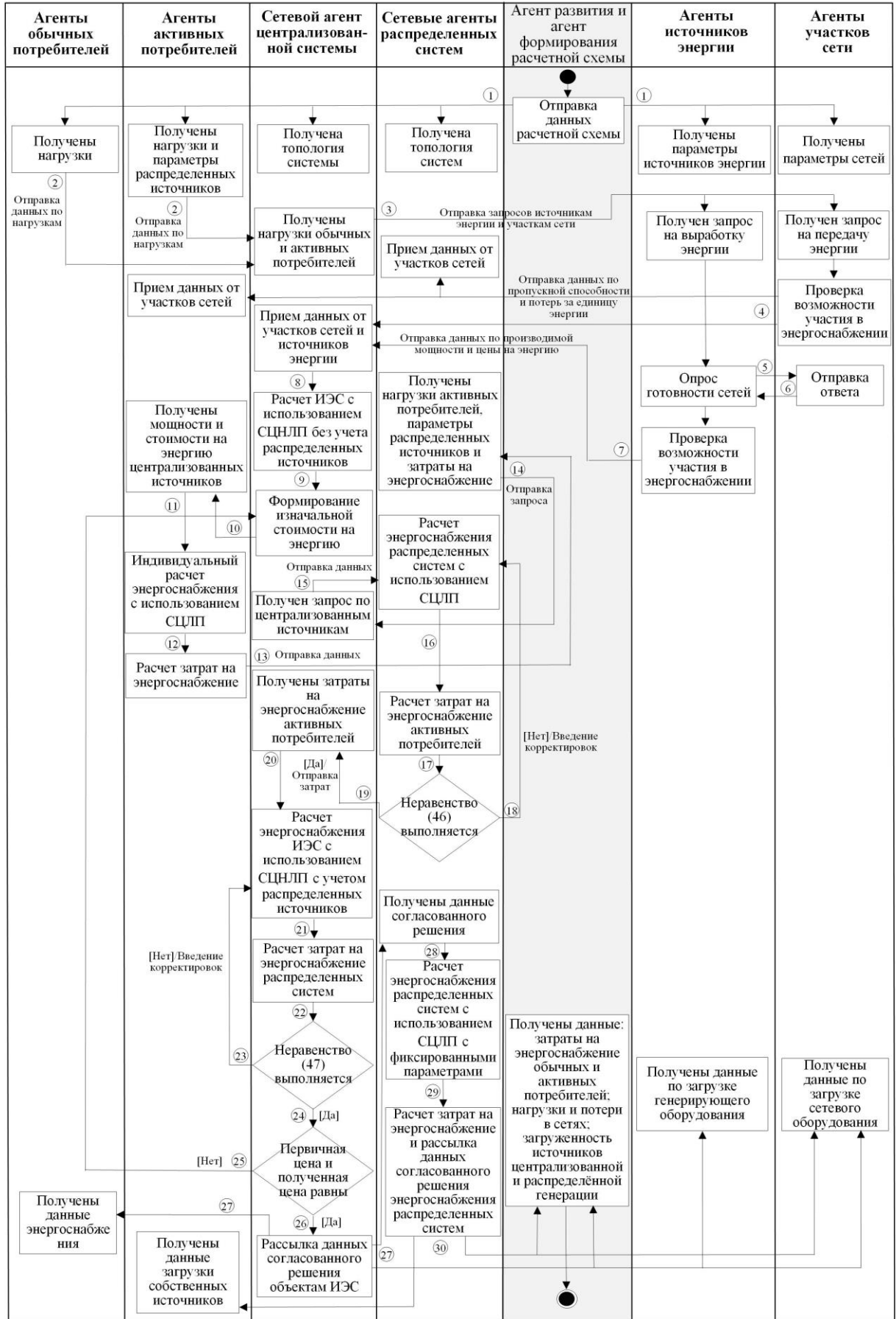


Рисунок 2.2 - Взаимодействие агентов блока расчета схемы в мультиагентной интегрированной энергетической системе

САРС, получив данные по согласованному решению, выполняют расчет энергоснабжения распределенных систем с фиксированными данными с помощью вызова необходимых вычислительных компонентов, для определения перетоков мощности по внутренним сетям распределенных систем {28}. Затем САРС производят расчет окончательных затрат на энергоснабжение для каждого активного потребителя {29} и полученные данные по перетокам мощности и затратам на энергоснабжение отправляют ААП, своим внутренним АУСРС и АР {30}. В результате проведенного расчета по выбору рационального состава источников энергии и конфигурации сети ИЭС, АР получает следующие данные: суммарные затраты для строительства найденной конфигурации ИЭС; суммарные затраты на энергоснабжение обычных и активных потребителей; количество задействованных участков сети, перетоки энергии по ним и потери энергии в них; состав источников централизованной и распределенной генерации, задействованных в энергоснабжении, и их загруженность.

2.2.5 Взаимодействие агентов блока управления развитием интегрированной энергетической системы

Взаимодействие агентов БУР ИЭС в МАС для нахождения оптимальной траектории развития ИЭС показано на блок-схеме, представленной на Рисунке 2.3. Приведем описание в соответствии с этой блок-схемой. Проектировщиком загружаются данные АД по проектируемой ИЭС (избыточная схема) {1}: нагрузки обычных и активных потребителей, значения мощностей и цен на энергию собственных источников энергии у потребителей; значения мощностей и цен на энергию централизованных источников энергии, а также зоны эффективности работы генерирующего оборудования; топология сетей с пропускными способностями и длиной участков; финансовые вложения на изменение схемы ИЭС. АД отправляет все данные АР {2}, в том числе данные по изменению схемы ИЭС на долгосрочный период, связанными со следующими обстоятельствами: добавляются новые потребители или отключаются существующие; выводятся из

эксплуатации или вводятся новые генерирующие блоки и источники энергии; выполняется реконструкция участков сети или изменение схемы энергоснабжения и т.д. АР осуществляет проверку наличия незапланированных событий в ИЭС, если происходили какие-либо события, влияющие на конфигурацию ИЭС {3}, то АР вносит необходимые корректировки в данные и отправляет их АД {4}, где производится формирование данных для расчета с учетом незапланированных событий. Если не происходили незапланированные события, влияющие на конфигурацию ИЭС {5}, то АР проверяет все необходимые данные для расчета и отправляет их АФРС {6}. В свою очередь АФРС формирует необходимые технические ограничения для избыточной схемы ИЭС {7} и осуществляет подготовку необходимых данных для заданного периода времени. Затем он создает расчетный вариант схемы ИЭС с учетом всех внесенных изменений {8} и отправляет параметры схемы ИЭС в БРС ИЭС {9}. В БРС ИЭС производится поиск компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС как показано на блок-схеме Рисунок 2.2, полученное решение агенты БРС ИЭС отправляют АР {10}. АР получает все необходимые данные по найденному решению от агентов БРС ИЭС {11} и отправляет эти данные ААР {12}. В свою очередь ААР осуществляет проверку наличия дефицита мощности в системе {13}, посредством проверки наличия балансирующих источников энергии в схеме ИЭС. Также ААР выполняет расчет и оценку коэффициентов загрузки централизованного и распределенного генерирующего и сетевого оборудования {14}, и в случае перегрузки выполняет проверку возможности модернизации данного источника энергии и подходящих к нему участков сетей, либо проверяет возможность строительства нового источника и соответствующих участков сетей. Затем, в том случае когда рассчитывается первоначальная избыточная схема ИЭС на весь срок реализации, ААР определяет перечень мероприятий M_N для создания требуемой конфигурации ИЭС {15}, эти данные ААР получает из произведенного ранее расчета, в том случае когда выполняются расчеты по реализации

мероприятий M_N для разных периодов времени, на этом шаге никакие вычисления не производятся.

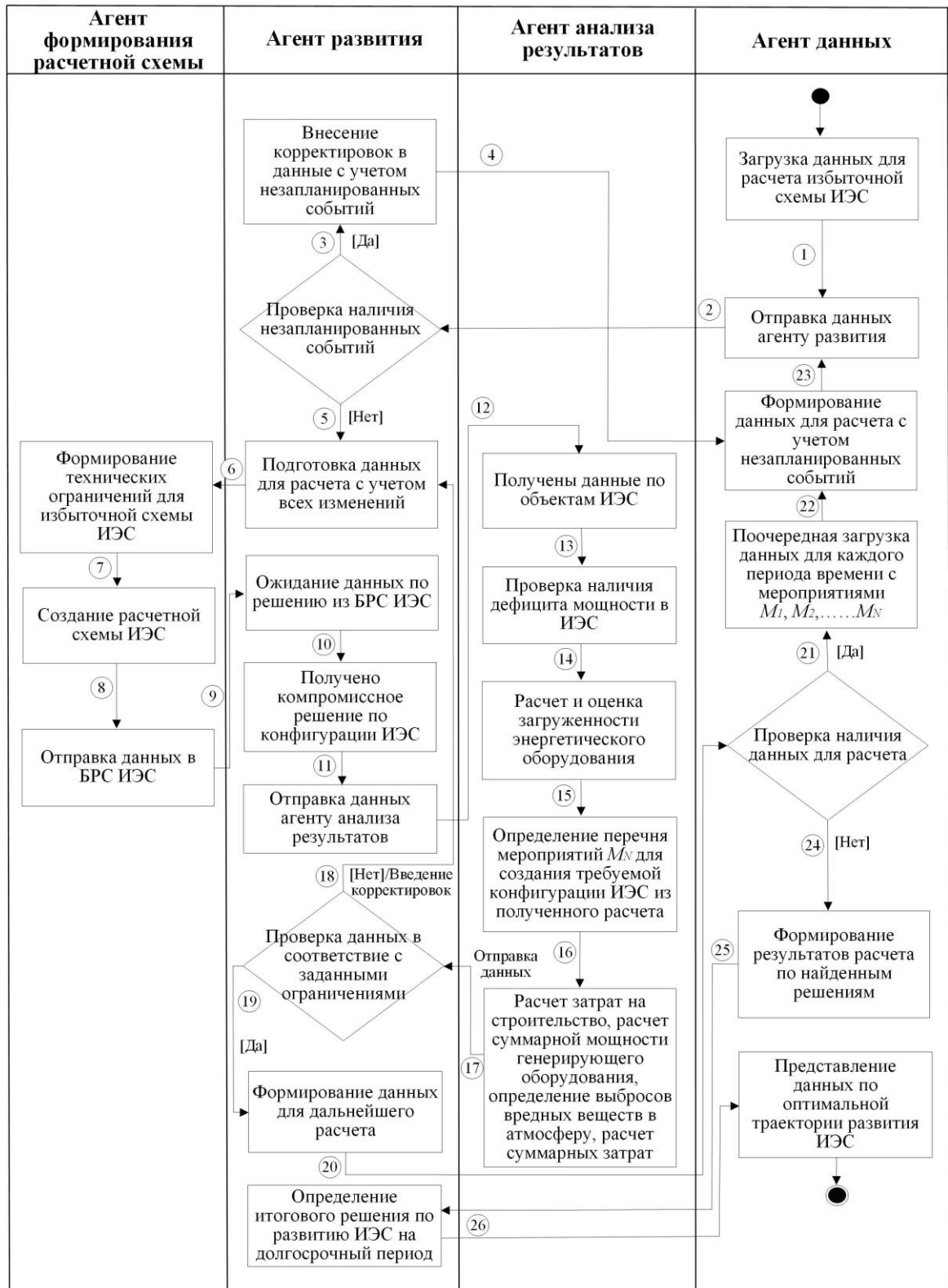


Рисунок 2.3 - Взаимодействие агентов блока управления развитием в мультиагентной интегрированной энергетической системе

После этого выполняется расчет затрат на строительство требуемых объектов в системе, определяется суммарная мощность генерирующего оборудования для каждой системы (электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения), осуществляется расчет выбросов вредных веществ в атмосферу, и в итоге определяются суммарные затраты для данной траектории развития ИЭС {16}. В результате ААР формирует необходимые данные и отправляет их АР {17}. АР осуществляет проверку всех полученных данных на соответствие заданным ограничениям по технологическим, экологическим и экономическим составляющим. Если параметры схемы ИЭС не соответствуют заданным критериям, то АР вносит корректировки и отправляет данные на повторный расчет {18}. Если параметры схемы ИЭС соответствуют всем заданным критериям {19}, то АР формирует данные для дальнейшего расчета по реализации мероприятий M_N и отправляет их АД {20}. В свою очередь АД осуществляет проверку наличия данных для расчета, если результаты проверки положительны {21}, то он поочередно загружает данные для каждого периода времени с мероприятиями M_1, M_2, \dots, M_N и при необходимости осуществляет корректировку данных с учетом незапланированных событий {22}. Все полученные данные АД отправляет АР для дальнейшего расчета {23}. Если результаты проверки наличия данных для расчета отрицательны {24}, то АД формирует результаты расчета по найденным решениям для каждого периода времени и отправляет полученную информацию АР {25}. В свою очередь АР определяет итоговую траекторию развития ИЭС, и отправляет ее АД {26}. АД в соответствие с полученной информацией формирует данные по оптимальной траектории развития ИЭС на различные периоды времени и выводит эти данные пользователю в виде таблиц, графиков и диаграмм.

2.3 Описание алгоритма поиска оптимальной траектории развития интегрированных энергетических систем на долгосрочный период

Цель: разработать алгоритм для поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период.

Основные положения:

1) Расчет производится сразу на весь временной период и определяются мероприятия по строительству и реконструкции схемы ИЭС (Рисунок 2.4). Затем производится расчет для разных периодов времени и определяется набор мероприятий по изменению схемы для заданных промежутков времени, с целью поиска оптимального решения и сравнения полученных результатов. Выполняется анализ результатов расчета и производится фиксация полученного оптимального решения.

2) Данная модель расчета позволяет учитывать факторы, которые могут появиться случайно в процессе развития ИЭС и их невозможно сразу учесть при расчете на долгосрочный период. В качестве таких фактором могут выступать появление новых энерготехнологий, введение новых нормативных документов или внесение изменений в существующие, влияние погодных изменений и пр. Учет этих факторов производится путем пересчета для каждого временного интервала полученного ранее решения с учетом новых изменений в схеме и условиях (Рисунок 2.4). В результате можно получить совершенно новые решения, которых не было в первоначальном расчете.

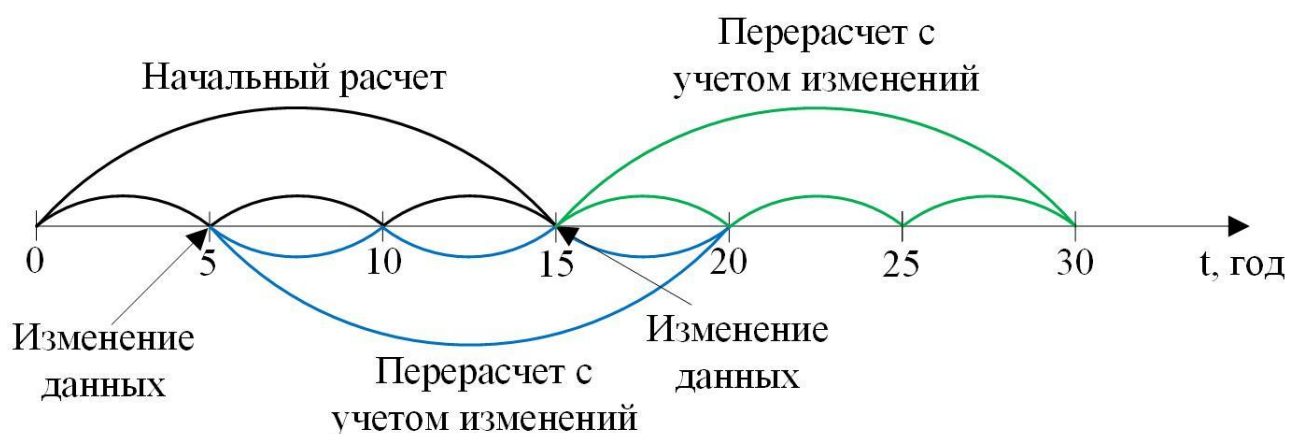


Рисунок 2.4 - Представление алгоритма на временном отрезке

Алгоритм поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период (Рисунок 2.5):

1. Загрузка исходных данных по рассматриваемой схеме ИЭС.
2. Формирование временных периодов для развития ИЭС, весь расчетный временной период 15 лет разделяется на временные периоды по 5 лет, а они в свою очередь на временные периоды по 1 году.
3. Проверка выполнения всех расчетов для заданных периодов времени по развитию ИЭС.
4. Подготовка данных схемы ИЭС для рассматриваемого периода времени.
5. Отправка подготовленных данных в блок расчета схемы ИЭС, где определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех условий и системных ограничений.
6. Получение решения по расчету схемы ИЭС с использованием разработанной мультиагентной модели с учетом требуемой нагрузки потребителей для данного периода времени.
7. Определение временного периода, для которого проводился расчет схемы ИЭС (15 лет или 5 лет):
 - для 15 лет, исходя из проведенного расчета, определяется перечень мероприятий по строительству объектов ИЭС (набор источников энергии и участков сети), которые необходимо выполнить за этот временной период. Подготавливаются данные для пятилеток.
 - для 5 лет и 1 года, исходя из проведенного расчета, определяются энергетические объекты, построенные в рассматриваемый период времени.
8. Проводится расчет затрат на строительство энергетических объектов для рассматриваемого периода времени и расчет суммарной установленной мощности генерирующего оборудования.
9. Осуществляется проверка наличия незапланированных событий и корректировка данных в случае их появления.
10. Алгоритм повторяется с 2 по 9 пункт до тех пор, пока все требуемые расчеты для рассматриваемых периодов времени с учетом уточнений и корректировок данных не будут выполнены.

11. При выполнении всех необходимых расчетов формируется оптимальная траектория развития ИЭС в соответствии с полученными решениями для каждого временного периода.

12. Результаты расчета выводятся пользователю в виде графиков и таблиц.

Исходные данные включают следующую информацию:

- временные промежутки $t_0 \rightarrow t_1$, $t_1 \rightarrow t_2$, $t_2 \rightarrow t_3$, каждый из которых имеет длительность 5 лет, и имеется дополнительное деление по году, в данном исследовании весь расчетный период принимается равный 15 годам. Алгоритм поиска позволяет выполнять расчет для любого периода времени;

- ограничения на финансовые вложения для строительства или развития системы для каждого периода времени (C_{k1} , C_{k2} , C_{k3});

- ограничения на выработку мощности для каждого периода времени (P_{k1} , P_{k2} , P_{k3});

- события $N(t)$, изменения в схеме, появление которых обязательно (например, добавляется новый потребитель или демонтируется неэффективный источник энергии и т.д.);

- мероприятия $M(t)$, перечень возможных изменений в схеме, которые задаются на весь период времени, они реализуются при необходимости в результате поиска решения (например, первое мероприятие $M=1$ - строительство гидроэлектростанции (ГЭС); второе мероприятие $M=2$ - строительство линий электропередачи (ЛЭП) № 1 и 2; третье мероприятие $M=3$ – реконструкция теплоэлектростанции (ТЭС), строительство новых энергоблоков), каждому из этих мероприятий соответствуют свои капиталовложения и издержки при дальнейшей эксплуатации.

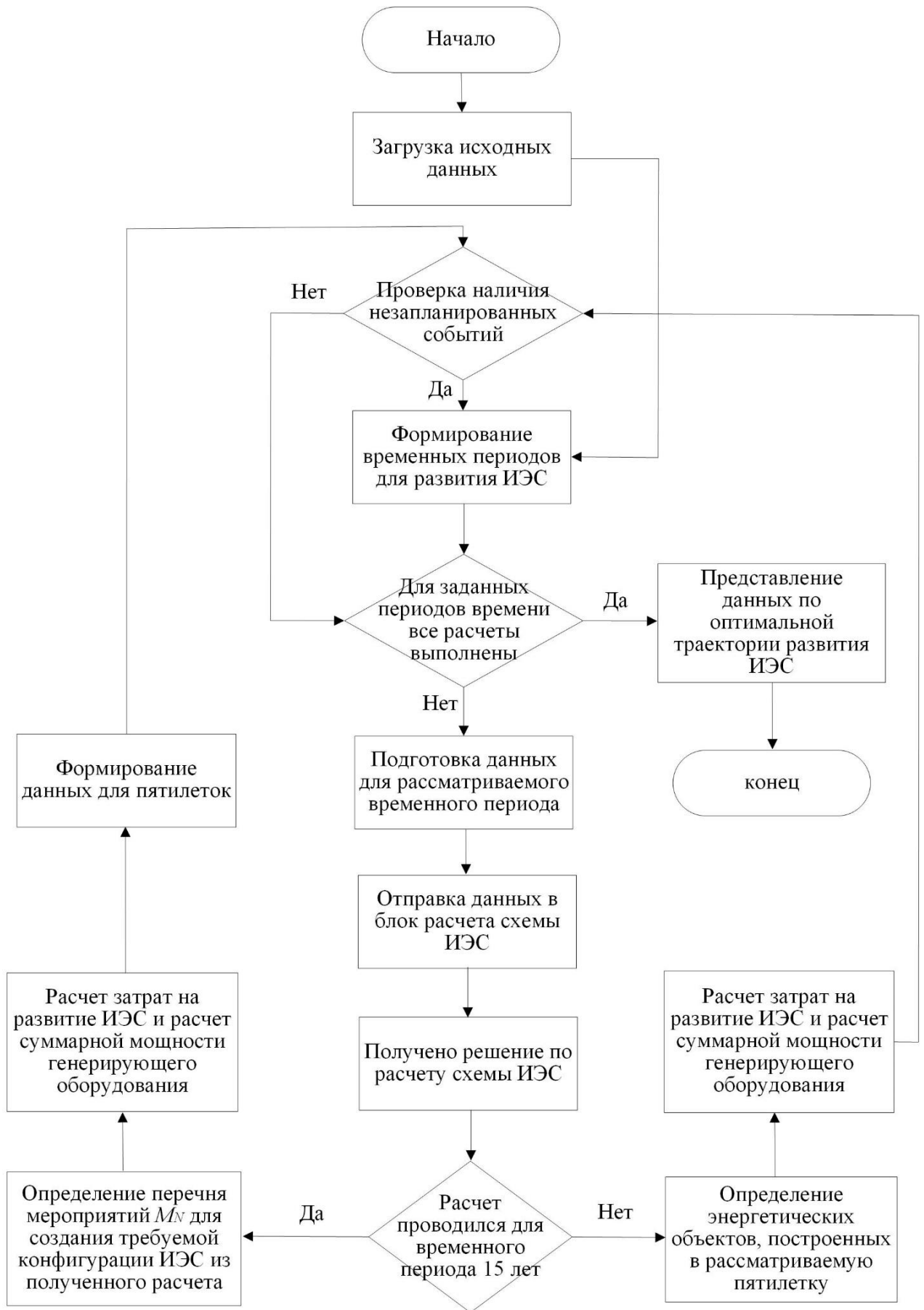


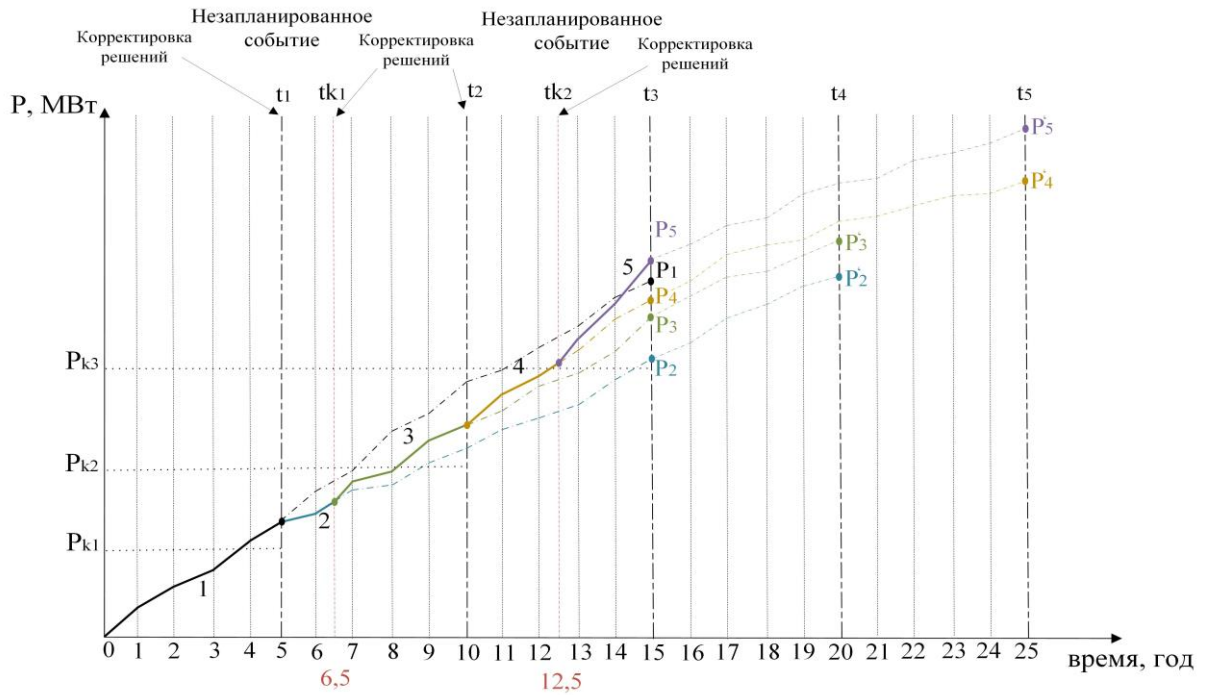
Рисунок 2.5 - Алгоритм поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период

Иллюстрация алгоритма поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период на примере:

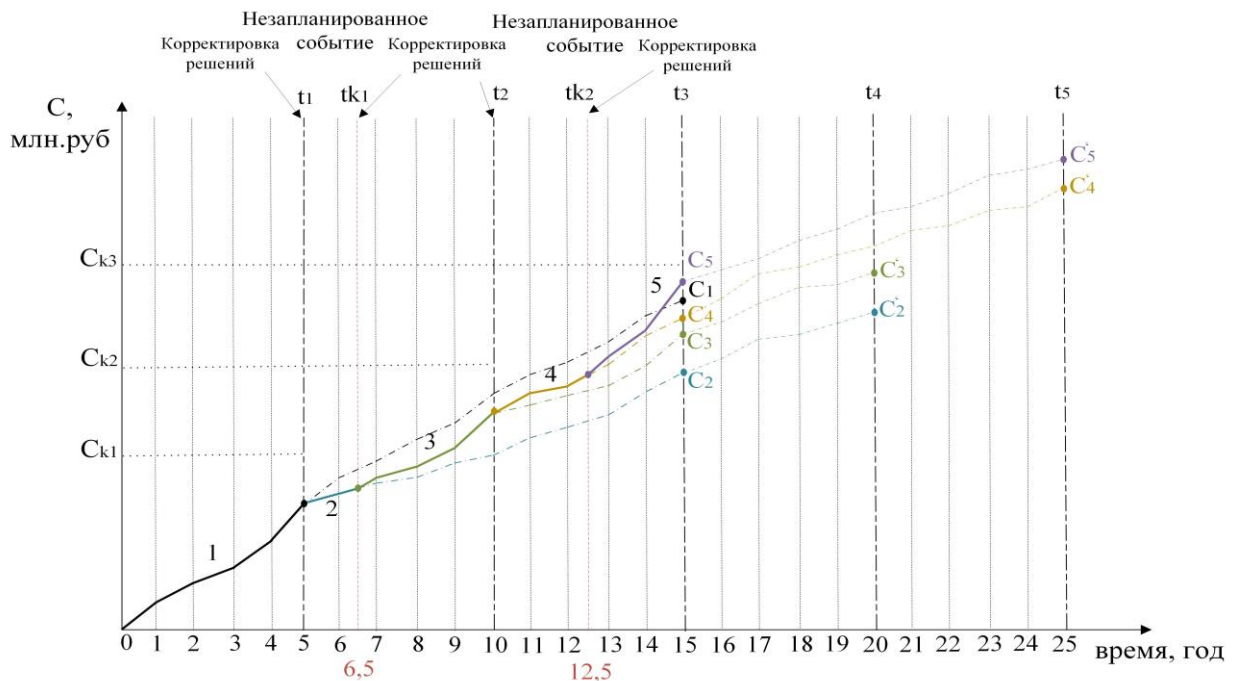
1. Для расчетного периода времени 15 лет (на Рисунок 2.6 t_3) выполняется расчет избыточной схемы системы и определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех ограничений. Для оптимальной конфигурации ИЭС формируется перечень мероприятий M_N по строительству объектов ИЭС (набор источников энергии и участков сети), которые необходимо выполнить за этот временной период. Для представления разработанного алгоритма рассмотрим тестовый пример, приведенный на Рисунке 2.6, полученное решение отображено как C_1 и P_1 .

2. Для расчетного периода времени $t_0 \rightarrow t_1$ выполняется поиск решения с использованием разработанной мультиагентной модели ИЭС с учетом требуемой нагрузки потребителей для данного периода времени. Для этого формируется расчетная схема ИЭС с учетом полученной на первом шаге схемы с перечнем мероприятий M_N . Полученное решение выделено на Рисунке 2.6 цифрой 1.

3. После того как была выполнена реализация мероприятий для временного интервала $t_0 \rightarrow t_1$, для расчетного времени t_1 производится проверка актуальности данных. Если данные на рассматриваемом периоде времени 15 лет изменились, то производится корректировка данных для расчета, и для расчетного времени t_4 выполняется новый расчет избыточной схемы и определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех условий и ограничений, при расчете также учитываются уже построенные объекты на временном интервале $t_0 \rightarrow t_1$. В соответствии с новым решением определяется скорректированный перечень мероприятий M_N по строительству объектов ИЭС. Таким образом для примера на Рисунке 2.6 сформировано новое решение, оно отображено как C'_2 и P'_2 , а для заданного периода времени оно отображено как C_2 и P_2 .



а)



б)

Рисунок 2.6 – Поиск оптимального решения по развитию ИЭС на долгосрочный период: а) проверка решений по ограничению на минимальную мощность; б) проверка решений по ограничению на финансовые вложения.

4. Для расчетного периода времени $t_1 \rightarrow t_2$ выполняется поиск решения с использованием разработанной мультиагентной модели ИЭС с учетом требуемой

нагрузки потребителей для данного периода времени. Для этого формируется расчетная схема ИЭС с учетом полученной на третьем шаге схемы с перечнем мероприятий M_N и с учетом тех объектов, которые были построены для периода времени $t_0 \rightarrow t_1$. Полученное решение выделено на Рисунке 2.6 цифрой 2.

5. Во время реализации мероприятий для временного интервала $t_1 \rightarrow t_2$, в момент времени t_{k1} происходит незапланированное событие и, соответственно, производится корректировка данных с учетом произошедших изменений. Для расчетного времени t_4 выполняется новый расчет избыточной схемы и определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех условий и ограничений, при расчете также учитываются уже построенные объекты на временном интервале $t_0 \rightarrow t_{k1}$ до незапланированного события. В соответствии с новым решением определяется скорректированный перечень мероприятий M_N по строительству объектов ИЭС. Таким образом для рассматриваемого примера получается новое решение, на Рисунке 2.6 оно отображено как C'_3 и P'_3 , а для заданного периода времени оно отображено как C_3 и P_3 .

6. Для расчетного периода времени $t_{k1} \rightarrow t_2$ выполняется поиск решения с использованием разработанной мультиагентной модели ИЭС с учетом требуемой нагрузки потребителей для данного периода времени. Для этого формируется расчетная схема ИЭС с учетом полученной на пятом шаге схемы с перечнем мероприятий M_N и с учетом тех объектов, которые были построены для периода времени $t_0 \rightarrow t_{k1}$. Полученное решение выделено на Рисунке 2.6 цифрой 3.

7. После того как была выполнена реализация мероприятий для временного интервала $t_{k1} \rightarrow t_2$, для расчетного времени t_2 производится проверка актуальности данных. Если данные на 15 лет изменились, то производится корректировка данных для расчета и для расчетного времени t_5 выполняется новый расчет избыточной схемы и определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех условий и ограничений, при расчете также учитываются уже построенные объекты на

временном интервале $t_0 \rightarrow t_2$. В соответствии с новым решением определяется скорректированный перечень мероприятий M_N по строительству объектов ИЭС. Таким образом, для рассматриваемого примера получается новое решение, на Рисунке 2.6 оно отображено как C'_4 и P'_4 , а для заданного периода времени оно отображено как C_4 и P_4 .

8. Для расчетного периода времени $t_2 \rightarrow t_3$ выполняется поиск решения с использованием разработанной мультиагентной модели ИЭС с учетом требуемой нагрузки потребителей для данного периода времени. Для этого формируется расчетная схема ИЭС с учетом полученной на седьмом шаге схемы с перечнем мероприятий M_N и с учетом тех объектов, которые были построены для периода времени $t_0 \rightarrow t_2$. Полученное решение выделено на Рисунке 2.6 цифрой 4.

9. Во время реализации мероприятий для временного интервала $t_2 \rightarrow t_3$, в момент времени t_{k2} происходит незапланированное событие и, соответственно, производится корректировка данных с учетом произошедших изменений. Для расчетного времени t_3 выполняется новый расчет избыточной схемы и определяется оптимальная конфигурация ИЭС с учетом всех условий и ограничений, при расчете также учитываются уже построенные объекты на временном интервале $t_0 \rightarrow t_{k2}$ до незапланированного события. В соответствии с новым решением определяется скорректированный перечень мероприятий M_N по строительству объектов ИЭС. Таким образом, в рамках рассматриваемого примера получается новое решение, на Рисунке 2.6 оно отображено как C'_5 и P'_5 , а для заданного периода времени оно отображено как C_5 и P_5 .

10. Для расчетного периода времени $t_{k2} \rightarrow t_3$ выполняется поиск решения с использованием разработанной мультиагентной модели ИЭС с учетом требуемой нагрузки потребителей для данного периода времени. Для этого формируется расчетная схема ИЭС с учетом полученной на девятом шаге схемы с перечнем

мероприятий M_N и с учетом тех объектов, которые были построены для периода времени $t_0 \rightarrow t_{k2}$. Полученное решение выделено на Рисунке 2.6 цифрой 5.

11. В результате на основе проведенного моделирования в МАС найдено решение для каждого рассматриваемого случая, определен перечень изменений в ИЭС для достижения конечного оптимального состояния ИЭС и рассчитаны затраты необходимые на изменение ИЭС.

12. В конце все полученные решения выводятся пользователю в виде таблиц и диаграмм, и отображаются полученные схемы ИЭС для каждого временного периода.

2.4 Описание методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии интегрированной энергетической системы

Схематично методика выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС с использованием мультиагентного подхода представлена на Рисунке 2.7. Данная методика разбивается на два больших блока: БУР ИЭС и БРС ИЭС. В БУР ИЭС осуществляется подготовка данных для разных периодов времени, формируется расчетная схема ИЭС и ограничения для нее, производится анализ данных полученного решения по рациональной структуре ИЭС, на основе проведенного анализа результатов формируются исходные данные для дальнейшего расчета с учетом найденных мероприятий M_N , производится расчет затрат на строительство объектов ИЭС, определяются суммарные мощности генерирующего оборудования в системе, рассчитываются выбросы вредных веществ в атмосферу для каждого временного периода и определяется наиболее оптимальная траектория развития ИЭС на весь период времени. В БРС ИЭС выполняется поиск компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников

энергии ИЭС с учетом принятых критериев и системных ограничений на основе реализации взаимодействия агентов в МАС. Алгоритм поиска решения в БРС ИЭС имеет трехуровневую структуру, с соответствующим согласованием решений между ними. Выделены следующие уровни: системы энергопотребления; распределенные системы; централизованная система в ИЭС. В процессе нахождения компромиссного решения удается учитывать интересы всех участников процесса энергоснабжения и формировать решения в рамках установленных договоренностей между централизованной системой и активными потребителями. Методика поиска решения включает четыре этапа:

- I этап – подготовка данных избыточной схемы ИЭС;
- II этап – формирование расчетной схемы ИЭС;
- III этап – поиск компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС;
- IV этап – анализ полученных результатов расчета и поиск оптимального решения по развитию ИЭС на долгосрочный период.

Основные преимущества разработанной методики:

- все объекты ИЭС делятся на три группы: потребители, сети и источники энергии. Каждый объект имеет своего агента, отражающего его поведение в системе, связи с другими агентами, характеристики, параметры и индивидуальные ограничения. Каждый объект ИЭС через своих агентов участвует в формировании решения и отстаивает свои интересы, исходя из условий эффективного энергоснабжения;
- позволяет большую и сложную задачу разделить на несколько задач меньшей размерности с помощью делегирования различных функций множеству агентов, таким образом решение формируется несколькими независимыми центрами принятия решений;
- прямая и обратная связь между элементами ИЭС реализована путем организации связей агентов между собой для обеспечения их взаимодействия. Это позволяет каждому агенту, участвующему в поиске решения, использовать

информацию о других агентах и корректировать свое решение, исходя из полученных данных;

- дает возможность учитывать соотношение количества энергии, производимой от распределенной генерации с учетом пропускных способностей сетей и зон эффективной работы генерирующего оборудования централизованных источников энергии;

- позволяет рассматривать большое количество активных элементов со сложным поведением, в том числе распределенные источники энергии и активных потребителей с собственными источниками энергии. В результате чего удается рационально задействовать распределенную генерацию, активных потребителей и централизованные источники энергии в процессе энергоснабжения с учетом целесообразности преобразования одного вида энергии в другой при совместном функционировании систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения в ИЭС;

- позволяет определять оптимальную траекторию развития ИЭС для расчетных периодов времени: 15 лет; 5 лет; 1 год;

- позволяет учитывать факторы, которые могут появиться случайно в процессе развития ИЭС и их невозможно сразу учесть при расчете на долгосрочный период;

- позволяет подключать различные модели для решения задач в зависимости от цели исследований;

- на практике данная методика позволит разрабатывать схемы ИЭС с учетом возрастающего влияния распределенной генерации и активных потребителей.

I этап – подготовка данных избыточной схемы ИЭС.

1. В БУР ИЭС проектировщиком загружаются следующие данные по проектируемой ИЭС (избыточная схема): нагрузки обычных и активных потребителей; мощности и затраты на выработку энергии централизованных источников энергии; мощности и затраты на выработку энергии распределенных источников энергии; топология сетей и параметры участков сетей; капиталовложения на строительство сетевого и генерирующего оборудования.

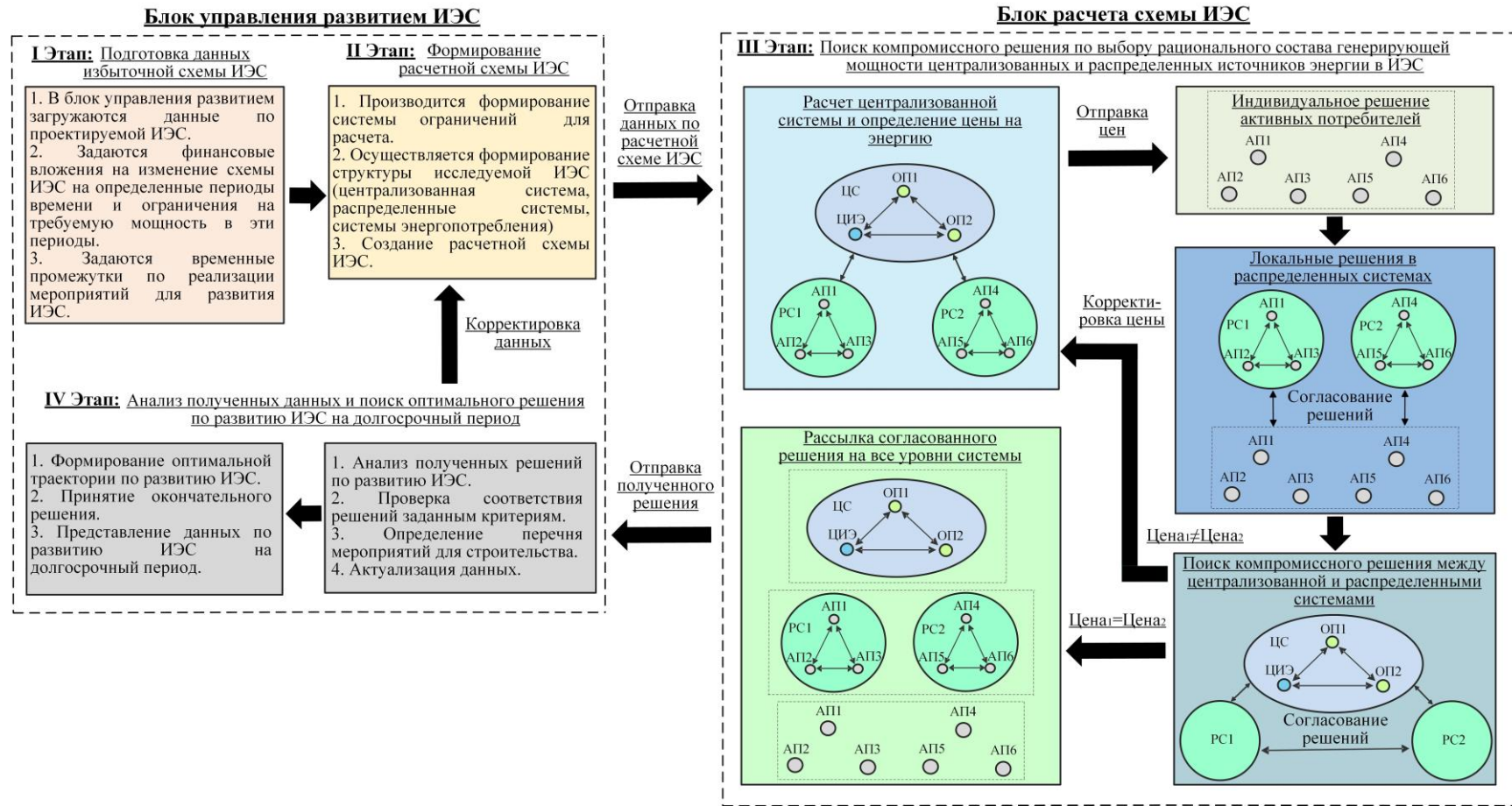


Рисунок 2.7 – Схематичное представление методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в интегрированной энергетической системе на долгосрочный период: ОП-обычный потребитель; ЦИЭ-централизованный источник энергии; ЦС-централизованная система; АП-активный потребитель; РС-распределенная система.

2. Задаются ограничения на объем финансовых вложений, направленных на изменение схемы ИЭС для заданных периодов времени, и ограничения на требуемую мощность в эти периоды.

3. Задаются временные периоды, каждый из которых имеет длительность 5 лет, дополнительно они разделяются на временные промежутки по году, также задается общее время на реализацию траекторий развития ИЭС длительностью 15 лет.

II этап – формирование расчетной схемы ИЭС.

4. В БУР ИЭС производится формирование системы ограничений для расчета (затраты на развитие ИЭС в заданный период времени, ограничения на выбросы вредных веществ в атмосферу у источников энергии, системные условия и ограничения).

5. Из БУР ИЭС в БРС ИЭС загружаются данные по схеме ИЭС с индивидуальными параметрами для каждого агента МАС.

6. Вся схема ИЭС на основе заданных проектировщиком данных автоматически разделяется на централизованную систему энергоснабжения с крупными источниками энергии и магистральными сетями и несколько самостоятельных распределенных систем с распределенными источниками энергии и распределительными сетями в зависимости от территориальной принадлежности и системы энергопотребления, включающие активных потребителей с собственными источниками энергии.

III этап – поиск компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС.

7. В БРС ИЭС при заданных нагрузках и полученной структуре по источникам энергии выполняется поиск решения в централизованной системе без учета распределенной генерации (целевая функция представлена выражением (34) в параграфе 2.1.3) и определяется цена на энергию с учетом зон эффективности работы генерирующего оборудования и выбросов вредных веществ в атмосферу (все активные потребители выступают в роли обычных потребителей, при этом не

учитываются их собственные источники энергии). Полученная цена отправляется активным потребителям.

8. На третьем уровне – уровне систем энергопотребления, для активных потребителей производится расчет индивидуального энергоснабжения одновременно для четырех систем (электро-, тепло-, холодо-, и газоснабжения) с учетом собственных источников энергии и для себя определяется оптимальное решение по загрузке своего оборудования и получения энергии от централизованных источников (целевая функция представлена выражением (19) в параграфе 2.1.1). На данном уровне решается задача СЦЛП с использованием подключенного решателя `lpsolve` [80]. Затем производится расчет стоимости энергоснабжения активных потребителей отдельно для каждой системы (электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения). Полученные решения активные потребители отправляют соответствующим САРС.

9. На втором уровне – уровне распределенных систем, выполняется поиск решений по энергоснабжению объектов распределенных систем (целевая функция представлена выражением (26) в параграфе 2.1.2) и рассчитываются суммарные затраты на энергоснабжение для каждого активного потребителя. На данном уровне решается задача СЦЛП с использованием подключенного решателя `lpsolve`. Во время поиска решения производится сравнение полученных затрат на этом уровне с затратами, полученными при индивидуальном расчете активных потребителей, и на основании этого определяется разница между этими затратами. На основании $\Delta_{расп}$ определяется на какое значение затраты активных потребителей будут увеличены из-за условий и ограничений при энергоснабжении в распределенных системах.

$$Z_{расп}^i \leq Z_{индив}^i \cdot \Delta_{расп}, i \in K_a, \quad (46)$$

где $Z_{индив}^i$ – суммарные затраты на энергоснабжение для каждого активного потребителя при индивидуальном расчете, руб.; $Z_{расп}^i$ – суммарные затраты на

энергоснабжение для каждого активного потребителя при расчете в распределенных системах, руб.

Поиск $\Delta_{расп}$ выполняется итерационным способом, первоначально она задается равная 1 для всех активных потребителей, если в результате поиска решения в мультиагентной модели неравенство (46) не выполняется, то $\Delta_{расп}$ постепенно увеличивается по 1 % для всех активных потребителей с повторным поиском решения в мультиагентной модели. В результате получается компромиссное решение, которое удовлетворяет всем техническим ограничениям и ограничениям по суммарным затратам на энергоснабжение для каждого активного потребителя, но с необходимым общим допущением в виде $\Delta_{расп}$, отражающего условия функционирования активных потребителей в распределенной системе. Если в результате поиска решения значение $\Delta_{расп}$ принимает слишком большое значение, к примеру, от 20 % и больше, то в БУР ИЭС отправляется соответствующая информация, которая указывает, что необходимо произвести изменения в схеме ИЭС.

Полученные решения распределенные системы отправляют САЦС.

10. На первом уровне – уровне централизованной системы, производится расчет по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС (целевая функция представлена выражением (34) в параграфе 2.1.1), в результате которого в том числе находятся затраты на энергоснабжение обычных потребителей и суммарные затраты на энергоснабжение для каждого активного потребителя. На данном уровне решается задача СЦНЛП с использованием подключенного решателя BARON [81]. В процессе поиска решения производится сравнение полученных затрат на этом уровне с затратами, полученными при расчете в распределенных системах, и на основании этого определяется разница между этими затратами. На основании $\Delta_{цент}$ определяется на какое значение затраты активных потребителей будут увеличены из-за технических ограничений при энергоснабжении в централизованной системе.

$$Z_{\text{цент}}^i \leq Z_{\text{расп}}^i \cdot \Delta_{\text{цент}}, i \in K_a, \quad (47)$$

где $Z_{\text{цент}}^i$ – суммарные затраты на энергоснабжение для каждого активного потребителя при расчете в централизованной системе, руб.

Поиск $\Delta_{\text{цент}}$ выполняется итерационным способом, аналогично поиску $\Delta_{\text{расп}}$, описанному выше для распределенных систем. В результате итерационного процесса находится компромиссное решение для всей ИЭС.

11. Централизованная система определяет какое количество энергии будет отпущено централизованными источниками энергии и в какой зоне эффективности будет работать их оборудование, в зависимости от зоны эффективности производится корректировка цены на энергию. Затем производится сравнение полученной цены с первоначальной.

12. Если цена на энергию не изменилась, то алгоритм переходит к 13 пункту.

Если цена на энергию изменилась, то алгоритм возвращается к 7 пункту, где производится корректировка состава источников энергии в зависимости от последней полученной цены на энергию и количества потребляемой энергии. И производится повторный расчет с пункта 7 по пункт 11. Данный алгоритм расчета повторяется до тех пор, пока цены на энергию при первичном и конечном расчете не станут равны в заданном диапазоне, или цены на энергию не достигнут предельно допустимых значений, связанных с техническими ограничениями генерирующего оборудования (в данном случае появляется информационный маркер, который передается в БУР ИЭС).

13. С учетом найденного решения централизованной системой, выполняется согласование окончательного решения во всех системах.

14. Все полученные данные в результате выполненного расчета отправляются в БУР ИЭС для дальнейшей обработки и анализа.

IV этап – анализ полученных данных и поиск оптимального решения по развитию ИЭС на долгосрочный период.

15. В БУР ИЭС поступают все данные по найденному компромиссному решению выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС.

16. Агенты БУР ИЭС производят анализ полученных данных и выполняют следующие действия: проверка наличия дефицита мощности в системе, посредством проверки наличия балансирующих источников энергии в схеме ИЭС; расчет и оценка коэффициентов загрузки централизованного и распределенного генерирующего и сетевого оборудования; формирование перечня мероприятий M_N для создания требуемой конфигурации ИЭС; расчет затрат на строительство требуемых объектов в системе и определение номинальной мощности для каждой системы (электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения); расчет выбросов вредных веществ в атмосферу; расчет суммарных затрат для каждой траектории развития ИЭС на долгосрочный период.

17. Затем на основании проведенных вычислений выполняется проверка всех полученных результатов на соответствие заданным техническим, экологическим и экономическим ограничениям, таким образом осуществляется последовательная проверка всех расчетов по реализации мероприятий M_N , сначала по минимально требуемой мощности в ИЭС, а затем по ограничениям на финансовые вложения и экологическим составляющим.

18. В результате проведенных расчетов и проверок определяется траектория развития ИЭС для заданного периода времени, которая соответствует всем условиям и ограничениям.

19. Вся информация по результатам, полученным для различных периодов времени, записывается в базу данных результатов расчета и выводится пользователю в виде таблиц, графиков и диаграмм.

20. Мультиагентная модель может выполнить многовариантные расчеты по поиску оптимальной конфигурации схемы ИЭС и ее траектории развития в зависимости от поставленных целей лицом, принимающим решение.

21. Если в результате поиска мультиагентная модель не сформировала ни одного варианта схемы ИЭС, то выводится соответствующее сообщение, производится корректировка данных и выполняется повторный расчет.

2.5 Выводы по главе

1. Рассмотрены основные преимущества мультиагентного подхода для решения поставленных задач, определен тип и архитектура управления разрабатываемой МАС, учитывающие сложную структуру ИЭС.

2. Разработана оригинальная структура МАС для исследования взаимодействия объектов ИЭС при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии. Разработаны блок-схемы взаимодействия агентов БУР ИЭС и БРС ИЭС.

3. Выполнена математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в ИЭС, учитывающая зоны эффективности работы генерирующего оборудования и ограничения на выбросы вредных веществ в атмосферу. Разработаны математические модели основных агентов МАС, осуществляющих контроль и управление объектов ИЭС.

4. Выполнено описание алгоритма поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период.

5. Разработана новая методика для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС с использованием мультиагентного подхода, которая состоит из четырех этапов. Она позволяет большую и сложную задачу разделить на несколько задач меньшей размерности с помощью делегирования различных функций множеству агентов, таким образом решение формируется несколькими независимыми центрами принятия решений в рамках трех уровней. На каждом уровне происходит согласование полученных решений. В результате формируется решение по развитию ИЭС на долгосрочный период, которое нацелено на

удовлетворение интересов всех участвующих сторон. Также данная методика позволяет рассматривать большое количество активных элементов со сложным поведением, в том числе распределенные источники энергии и активных потребителей с собственными источниками энергии. В результате чего удастся рационально задействовать распределенную генерацию, активных потребителей и централизованные источники энергии в процессе энергоснабжения с учетом целесообразности преобразования одного вида энергии в другой при совместном функционировании систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения в рамках ИЭС. На практике данная методика позволит разрабатывать схемы ИЭС с учетом возрастающего влияния распределенной генерации и активных потребителей.

Глава 3 Разработка мультиагентной модели интегрированной энергетической системы

3.1 Анализ программного обеспечения для реализации мультиагентной модели интегрированной энергетической системы

В настоящее время самыми популярными и распространенными программными платформами для реализации МАС являются Java Agent Development Framework (JADE), NetLogo и AnyLogic. Далее будут рассмотрены основные преимущества и недостатки этих программных платформ, в результате проведенного анализа будет выбрана наиболее подходящая из них для реализации мультиагентной модели ИЭС.

3.1.1 Программная среда JADE

JADE – это программная среда, позволяющая создавать МАС, поддерживающие FIPA-стандарты [45] для интеллектуальных агентов. С помощью данной программной среды можно разрабатывать различные конфигурации агентов и настраивать их в зависимости от целей и задач исследования. Одним из основных преимуществ JADE является использование языка программирования Java для разработки моделей. Систему на основе JADE можно распределить между компьютерами с разной операционной системой, а конфигурацией можно управлять через удаленный графический интерфейс. Конфигурацию можно изменить во время выполнения операций путем перемещения агентов с одного компьютера на другой по мере необходимости. [82].

Платформа разработки МАС JADE включает в себя динамическую среду, где могут функционировать JADE агенты; библиотеку классов, которую программисты могут использовать для разработки собственных агентов; набор графических инструментов, позволяющих управлять активностью запущенных агентов [83]. Кроме того, JADE предоставляет надлежащий набор функций для

упрощения разработки МАС, но накладывает очень мало ограничений на пользовательский код, в частности, не налагая какой-либо конкретной агентной архитектуры. JADE предоставляет программисту-разработчику агентных систем следующий набор средств: агентная платформа, совместимая с FIPA; распределенная агентная платформа; многопоточная среда выполнения с двухуровневым планированием; объектно-ориентированная среда программирования; библиотека протоколов взаимодействия агентов; графический интерфейс администратор [84].

В программной среде JADE создаются специальные контейнеры, по которым распределяются разработанные агенты в зависимости от решаемых задач, таким образом в JADE реализована концепция распределенного решения задач. При работе в такой системе каждый агент должен передать информацию о своем состоянии в один из контейнеров для своей регистрации. В процессе функционирования проводится контроль за каждым агентом и при необходимости применяются корректирующие меры [83].

Агентная платформа JADE является типичным программным обеспечением среднего уровня, представляющим собой набор средств для создания и управления системой с множеством агентов. JADE является довольно сложной программной средой с точки зрения освоения и понимания пользователем, не обладающим знанием в области программирования на языке Java. Таким образом, пользователям для решения своих конкретных прикладных задач необходимо будет потратить много времени на изучение и освоения этой программной среды.

3.1.2 Программная среда NetLogo

NetLogo – это язык программирования и среда моделирования для разработки МАС. Язык программирования с динамической типизацией, созданный под влиянием Logo и Lisp, сопровождаемый конструктором графического пользовательского интерфейса для управления параметрами и отображения

выходных данных модели. NetLogo позволяет специалистам в предметной области разрабатывать и экспериментировать с моделями на основе агентов [85].

Программа NetLogo обладает понятным для пользователя интерфейсом, главным элементом которого является окно «виртуального Мира» агентов. В рамках виртуального Мира NetLogo могут быть реализованы модели взаимодействия агентов, сетевые агентные модели, агентные модели, имитирующие среду обитания [86].

NetLogo также предоставляет инструменты для анализа агентных моделей. Для интерактивной работы существует набор элементов графического пользовательского интерфейса, которые позволяют изменять параметры и настройки, визуально проверять структуру и динамику модельного мира, а также выводить сводные данные [87].

В программной среде NetLogo можно проводить моделирование сложных систем и отслеживать их изменение во времени, с помощью большого количества независимых агентов со своим уникальным алгоритмом действий. Благодаря этому можно детально исследовать поведение объектов системы в различных режимах работы [88].

Одним существенным недостатком программной платформы NetLogo является то, что создание имитационных моделей с помощью графического редактора требует навыков и знаний среды программирования на языке NetLogo. Поскольку любой элемент на панели и любой вызов агента должен быть запрограммирован. В свою очередь, как и с программной средой JADE потребуется время на освоение языка программирования.

3.1.3 Программная среда AnyLogic

Программная среда AnyLogic – это профессиональный инструмент нового поколения, который предназначен для разработки и исследования имитационных моделей [89]. Разработана российской компанией The AnyLogic Company [90], она представляет собой графический язык моделирования, а также позволяет

пользователю расширять созданные модели с помощью языка программирования Java, что предоставляет более широкие возможности при моделировании различных объектов и систем [91]. AnyLogic был разработан на основе новых идей в области информационных технологий, теории параллельных взаимодействующих процессов и теории гибридных систем [92]. Благодаря этим идеям упрощается построение сложных имитационных моделей, например, для создания и управления такими системами как ИЭС.

Программная среда моделирования поддерживает проектирование, разработку, документирование разрабатываемой модели, выполнение компьютерных экспериментов, оптимизацию параметров относительно некоторого критерия, что позволяет наиболее наглядно представить механизмы взаимодействия и связи между агентами [93].

При разработке модели могут быть использованы элементы визуальной графики: диаграммы состояний, сигналы, события, порты и т.д.; синхронное и асинхронное планирование событий; библиотеки активных объектов [94-95]. В программной среде AnyLogic разработан простой и удобный интерфейс, который позволяет пользователю создавать собственные модели, затрачивая при этом минимальное количество времени [96]. Процесс разработки имитационной модели производится в графическом редакторе путем переноса объектов с «Палитры компонентов моделей» и указания параметров объектов [92].

При разработке модели с помощью программной среды AnyLogic можно применять концепции и средства из нескольких классических областей имитационного моделирования: дискретно-событийного моделирования, системной динамики, агентного моделирования [97-98]. Кроме того, при дальнейшей разработке и усложнении мультиагентной модели ИЭС, программная среда AnyLogic позволит интегрировать различные подходы с целью получения еще более полной картины взаимодействия сложных технологических процессов. Поэтому для создания мультиагентной модели ИЭС выбрана данная программная среда, как наиболее подходящее средство, позволяющее смоделировать сложную систему с множеством взаимодействующих элементов.

3.2 Разработка мультиагентной модели интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic

Алгоритм формирования мультиагентной модели ИЭС в программной среде AnyLogic можно разделить на следующие основные этапы:

1. В соответствии с ранее разработанной структурой МАС (см. параграф 2.1) в программной среде AnyLogic задаются основные типы агентов для БРС ИЭС и БУР ИЭС, которые будут использоваться для поиска компромиссного решения по выбору рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период. Пример создания агента в программной среде AnyLogic представлен на Рисунке 3.1. Формирование нового агента состоит из следующих шагов: на первом шаге производится выбор количественного отображения агента (популяция агентов или единственный агент); на втором шаге производится выбор между использованием существующих шаблонов типов агентов или создания нового типа агента; на третьем шаге создается новый тип агента и задается его имя; на четвертом шаге осуществляется выбор анимации агента в программной среде из представленного перечня; на пятом шаге добавляются типы параметров для агента; на шестом шаге производится настройка создаваемой среды, ее размер, тип пространства и тип сети.

2. Далее формируются диаграммы состояний для каждого типа агента, с помощью которых осуществляется описание логики и поведения агентов в разработанной мультиагентной модели ИЭС. Если у агента можно выделить несколько состояний, в которых выполняются различные действия при наступлении каких-то событий, то поведение такого объекта может быть описано в терминах диаграммы состояний. Диаграммы состояний содержат информацию о различных состояниях, в которых может существовать объект и о том, как он переходит из одного состояния в другое. Переходы из одного состояния в другое могут сработать в результате заданного в качестве условия появления события:

истечение заданного времени, получение сообщения, выполнение заданного логического условия и т.д. [99-100].

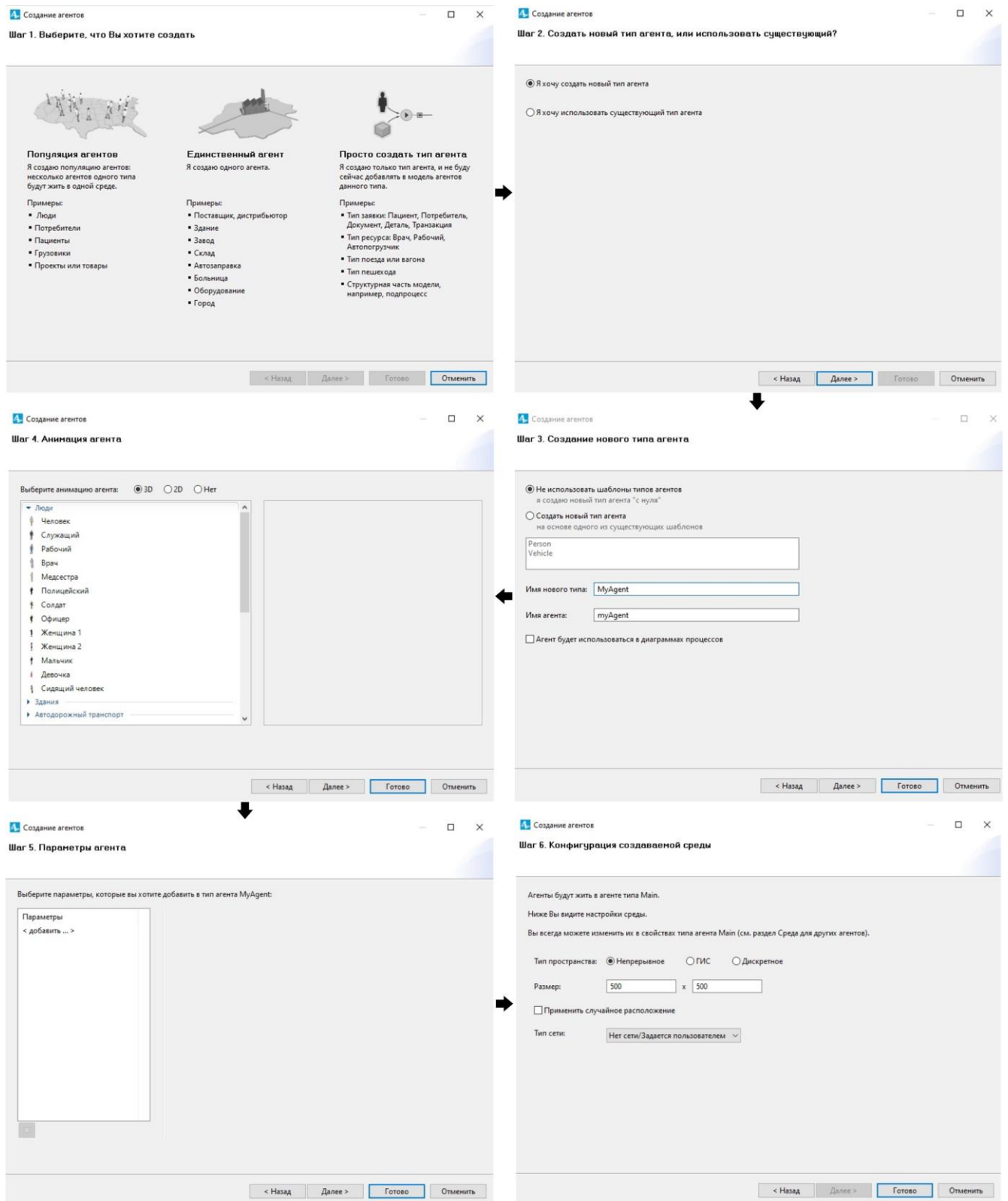


Рисунок 3.1 – Этапы создание агента в программной среде AnyLogic

Главное назначение диаграмм состояний – описание возможных последовательностей состояний и переходов, которые в совокупности характеризуют поведение моделируемой системы в течение всего ее жизненного цикла. В качестве примера на Рисунке 3.2 приведена диаграмма состояний АУМС и АУСРС, разработанная в программной среде AnyLogic для мультиагентной модели ИЭС.

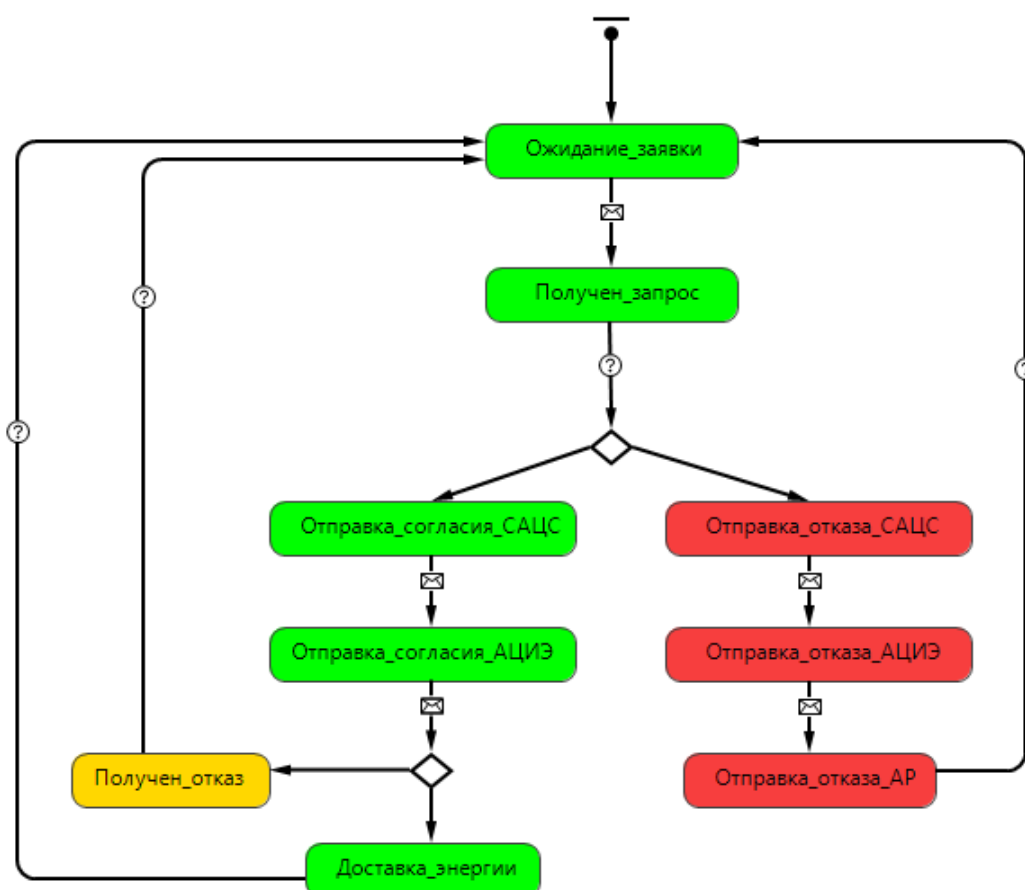


Рисунок 3.2 – Диаграмма состояний агента участка магистральной сети и агента участка сети распределенной системы

3. Затем в программной среде AnyLogic формируется визуальная схема разрабатываемой ИЭС с помощью инструментов графического редактора и определяется количество агентов в соответствии с количеством объектов в ИЭС. В качестве примера приведена укрупненная схема ИЭС, отображенная на Рисунке 3.3. В этой модели представлены агенты отдельных технологических систем тепло-

, электро-, газо-, холодоснабжения. Каждый элемент схемы представлен своим агентом, агенты в модели выделены красным цветом.

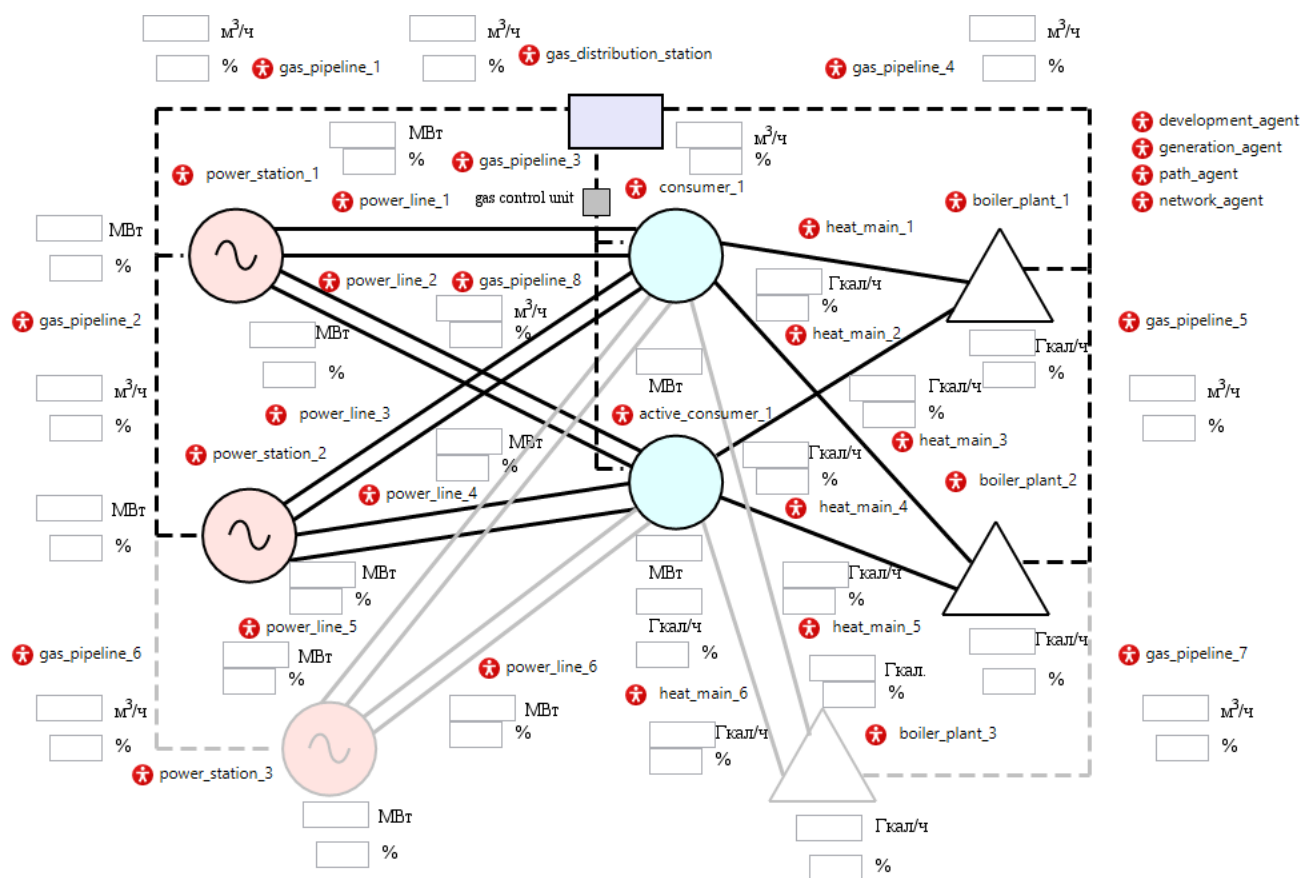


Рисунок 3.3 – Укрупненная схема ИЭС

4. Для каждого агента на языке программирования Java прописываются связи и механизмы взаимодействия с другими агентами. В качестве примера на Рисунке 3.4 приведен фрагмент созданного программного кода для САЭС, в котором он отправляет данные по ценам на энергию и суммарной установленной мощности генерирующего оборудования централизованных источников энергии ААП.

5. Также при необходимости в программной среде AnyLogic можно с помощью специальных программных компонентов подключить различные сторонние программы и решатели, что в свою очередь дает широкие возможности для оптимизации и улучшения поиска решения в ИЭС. На Рисунке 3.5 схематично представлено подключение к программной среде AnyLogic следующих программ и решателей: Matlab, AIMMS, MS Excel, Ipsolve, BARON.

Свойства

sen - Параметр

Имя: Отображать имя Исключить

Видимость: да

Тип:

Значение по умолчанию:

Массив системной динамики

Редактор значения

Метка:

Тип управления:

Скрывать при выполнении условий:

Параметр	При ...	Знач...

Специфические

Статическая Динамический Действие

Использовать единицы измерения

Сохранять при сохранении состояния модели

Действие при изменении:

Описание

Рисунок 3.6 – Значение параметра для агента

7. После выполнения всех этапов, описанных выше, проводится моделирование заданной схемы ИЭС, полученные результаты расчета визуально отображаются в специальном окне для моделирования в программной среде AnyLogic (Рисунок 3.7) и выводятся в специальный файл Excel, пример результатов расчета приведен в приложении Б.

В качестве примера, на тестовой схеме, представленной на Рисунке 3.8, выполнялась оценка работоспособности разработанной методики и проводилось исследование взаимодействия элементов ИЭС. Эта схема позволяет наглядно представить поведение агентов и взаимодействие между ними при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в ИЭС. Рассматриваемая тестовая схема ИЭС, включает в себя следующие объекты: 5 обычных потребителей; 7 активных потребителей; 7 тепловых насосов для выработки тепловой энергии; 7 фотоэлектрических систем для выработки электрической энергии; 12 чиллерных установок для производства искусственного холода; 29 ЛЭП; 24 ТМ; 25 ГМ; источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ТЭЦ; источники электрической энергии – ГЭС и конденсационная электростанция

(КЭС); источники тепловой энергии в виде двух централизованных котельных; газораспределительная станция для подготовки газа нужных параметров и отправки его потребителям.

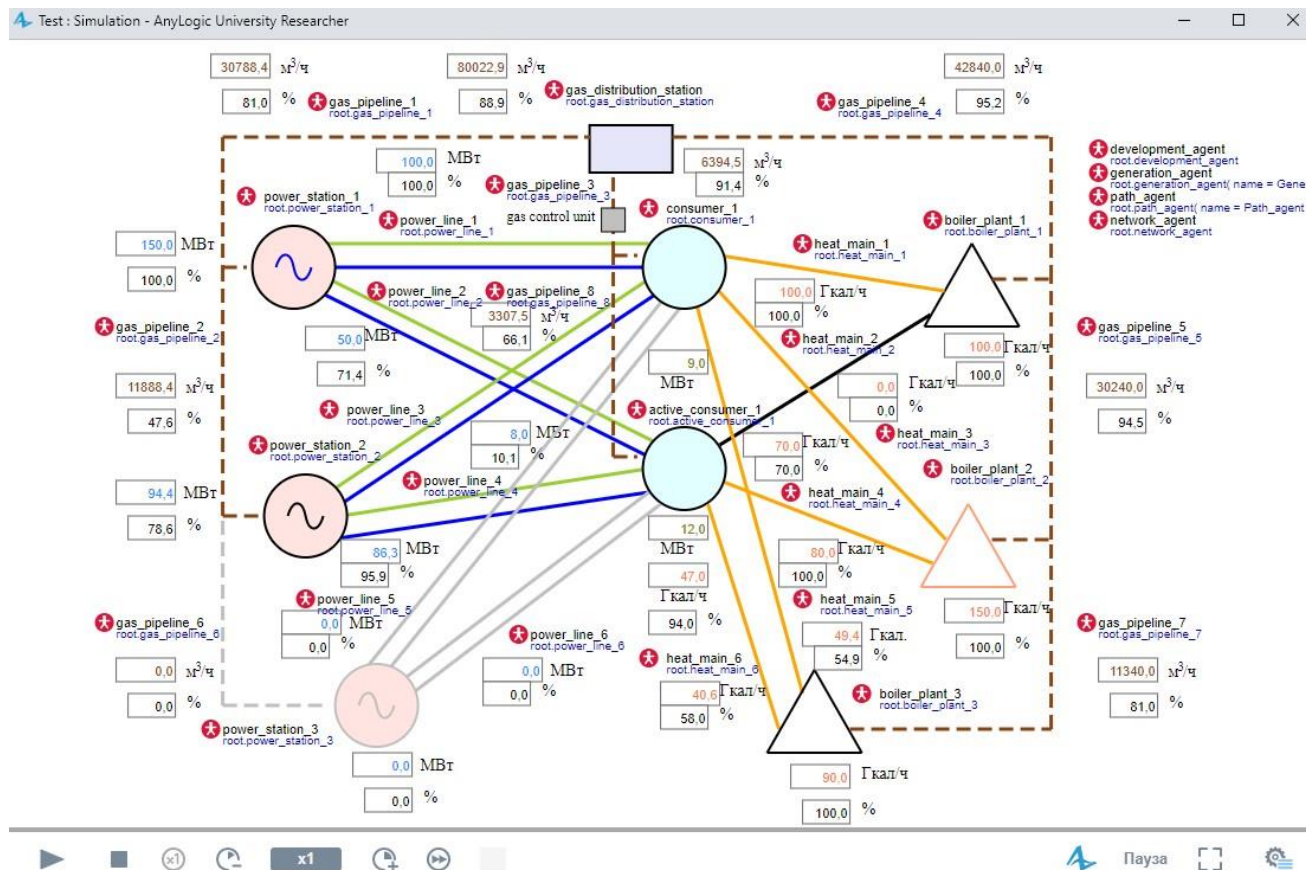


Рисунок 3.7 – Визуальное отображение результатов расчета в программной среде AnyLogic

Централизованные источники энергии имеют соответствующие их мощности зоны эффективности работы генерирующего оборудования. Тепловые насосы и фотоэлектрические системы расположены у активных потребителей, чиллерные установки располагаются как у активных потребителей, так и у обычных потребителей. Согласно разработанной методике, ИЭС разделяется на централизованную систему с централизованными источниками энергии, обычными потребителями и магистральными сетями, и на две распределенные системы. В первую распределенную систему входят активные потребители № 1, 2, 3 и примыкающие к ним и соединяющие между собой сети: ЛЭП № 4, 5, 6, 7, 8; ТМ

№ 2, 3, 4, 5, 7; ГМ № 4, 5, 7, 8. Во вторую распределенную систему входят активные потребители № 4, 5, 6, 7 и примыкающие к ним и соединяющие между собой сети: ЛЭП № 16, 17, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25; ТМ № 15, 16, 17, 18, 20, 21; ГМ № 14, 15, 16, 17, 21, 23.

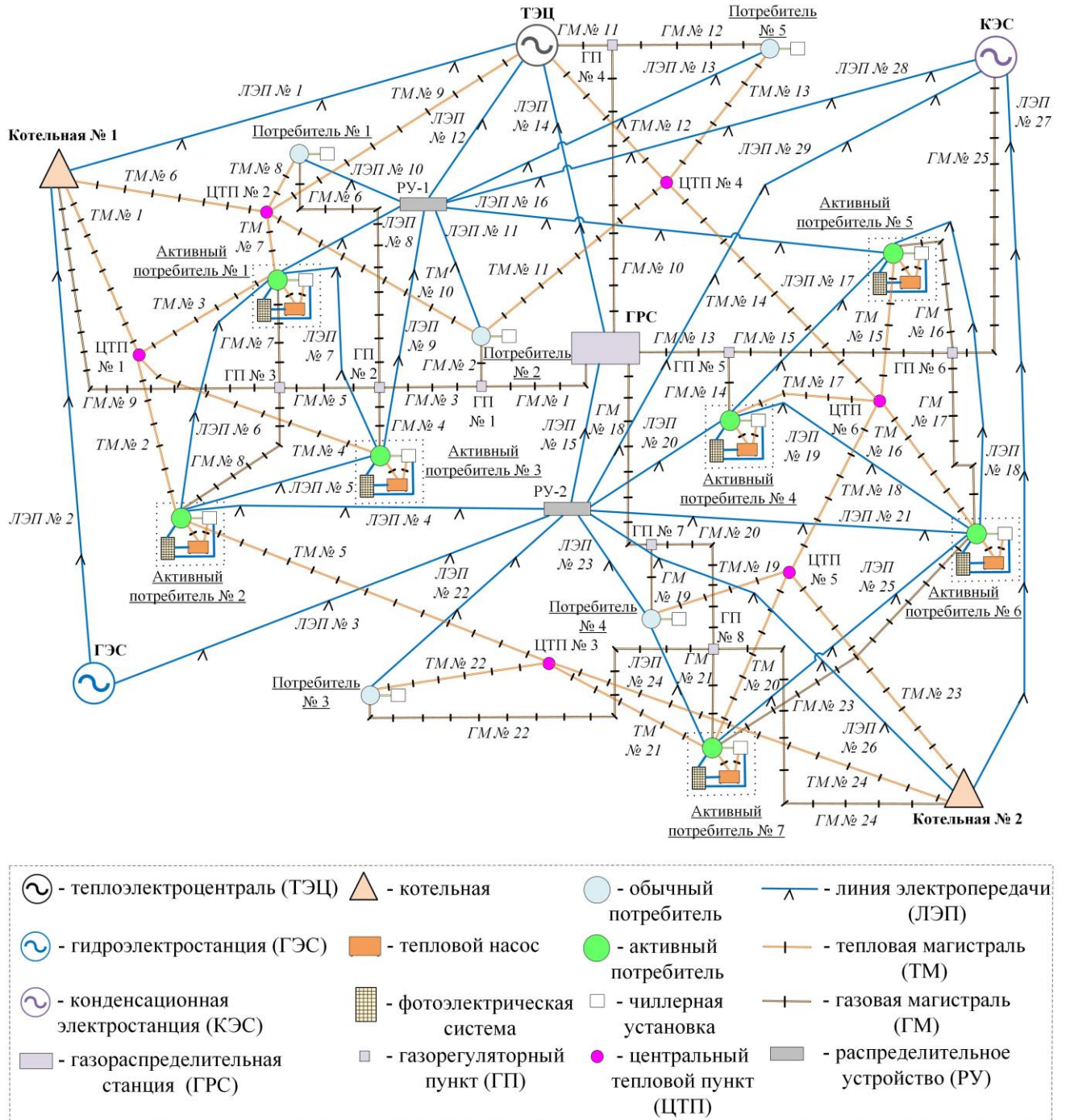


Рисунок 3.8 – Тестовая схема интегрированной энергетической системы

В соответствии с разработанным алгоритмом в программной среде AnyLogic сформирована мультиагентная модель ИЭС (Рисунок 3.9), основанная на описанной выше схеме и структуре МАС, приведенной соответственно на Рисунке 3.8 и Рисунке 2.1. В этой модели представлены агенты отдельных технологических систем тепло-, электро-, газо-, холодоснабжения и выполнено описание взаимодействия этих агентов между собой.

На данной схеме обрабатывалась модель вычислительного процесса, выполнялась проверка разработанной методики, осуществлялся анализ полученных результатов. В результате проведенного расчета на данной схеме выбрана наиболее оптимальная конфигурация ИЭС (см. параграф 4.1), отражающая интересы, предпочтения и возможности активных потребителей и всей ИЭС, с учетом системных условий и ограничений.

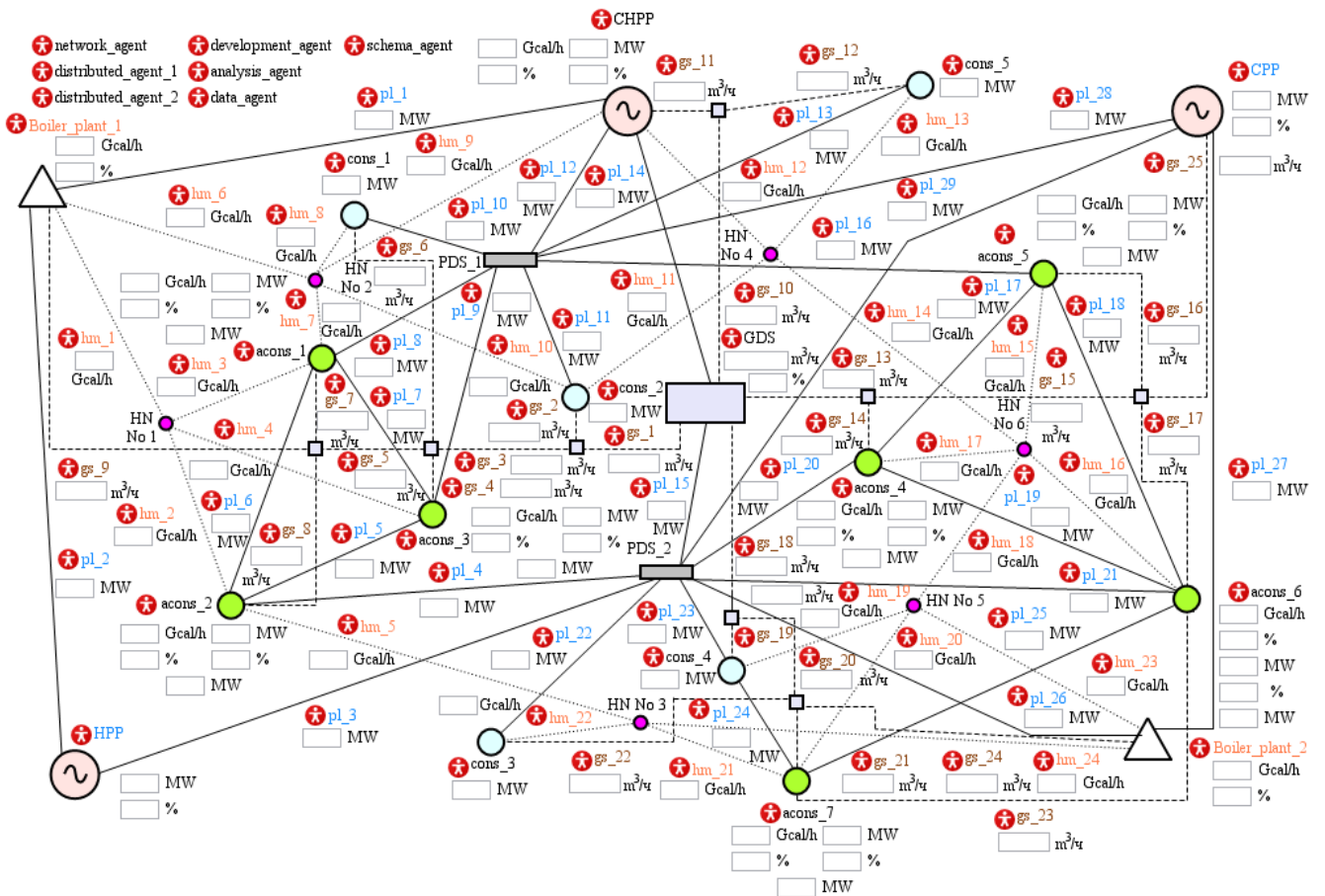


Рисунок 3.9 - Мультиагентная модель интегрированной энергетической системы в программной среде AnyLogic

3.3 Описание логики работы агентов мультиагентной модели в программной среде AnyLogic при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

В этом параграфе приведены алгоритмы поведения для каждого типа агента, выполняемые ими функции и логические взаимодействия их с другими агентами в разработанной мультиагентной модели ИЭС. Описание выполнено с помощью наглядного представления в виде блок-схем.

3.3.1 Описание логики работы агентов обычных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АОП в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.10. АОП решает задачу собственного энергоснабжения и отстаивает свои интересы, исходя из минимизации своих затрат.

АОП получает данные от АФРС по заданной нагрузке на потребление электро-, тепло- и энергии холода, а также количество потребляемого газа на бытовые нужды. Затем он отправляет эти данные САЦС и ожидает ответа по результатам решения в ИЭС. Получив ответ от САЦС, АОП проверяет выполнение, отправленных заявок на энергию. В результате проведенной проверки АОП отправляет АР соответствующую информацию о своем энергоснабжении, а затем переходит в режим ожидания. Алгоритм поведения данного типа агента является наиболее простым в рассматриваемой мультиагентной модели, поскольку эти агенты не обладают собственными источниками энергии для участия в формировании решения.

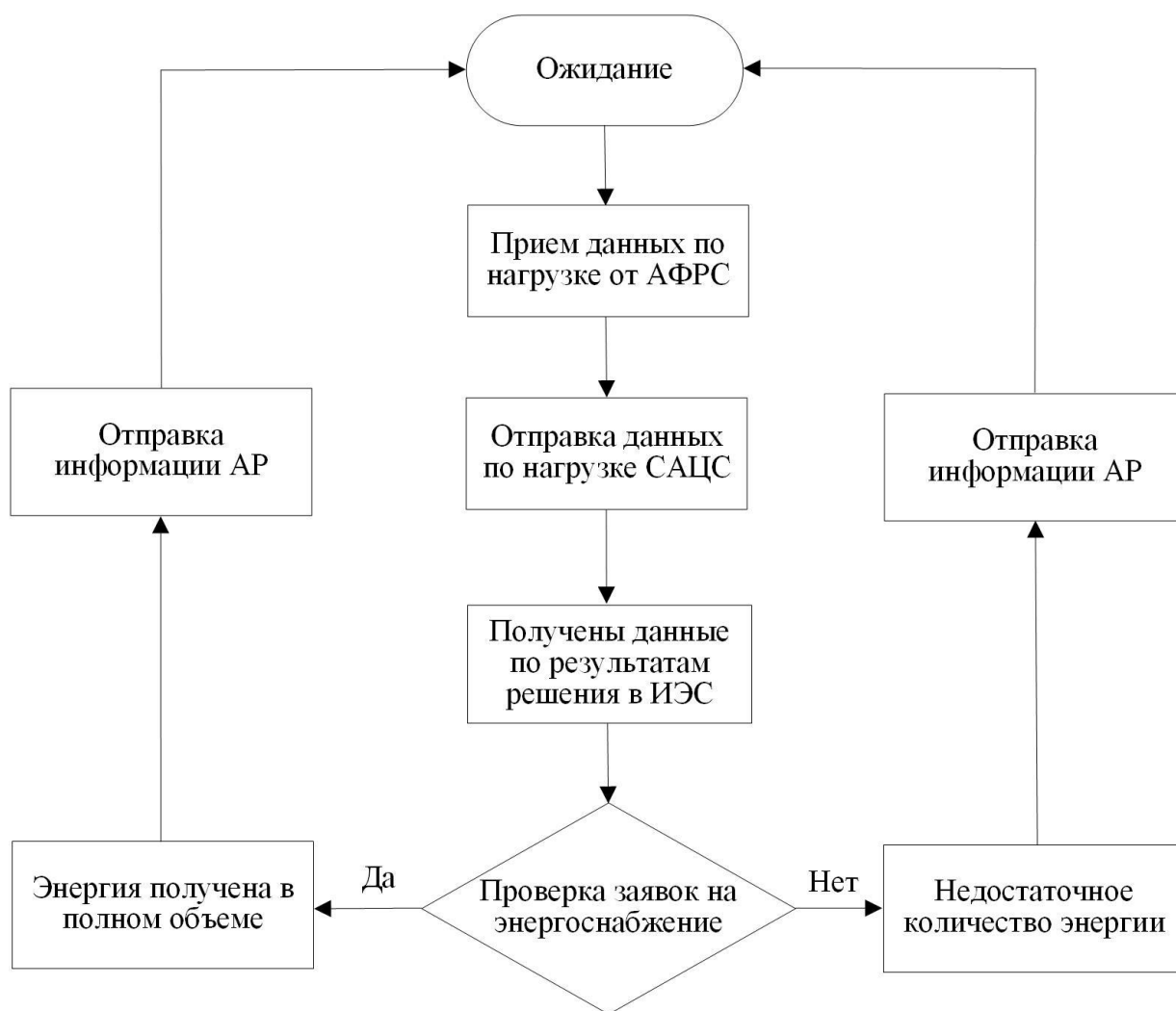


Рисунок 3.10 – Блок-схема, описывающая поведение агентов обычных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

3.3.2 Описание логики работы агентов активных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение ААП в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.11. ААП решает задачу собственного энергоснабжения, загрузки своего энергетического оборудования и отстаивает свои интересы, исходя из минимизации своих затрат.

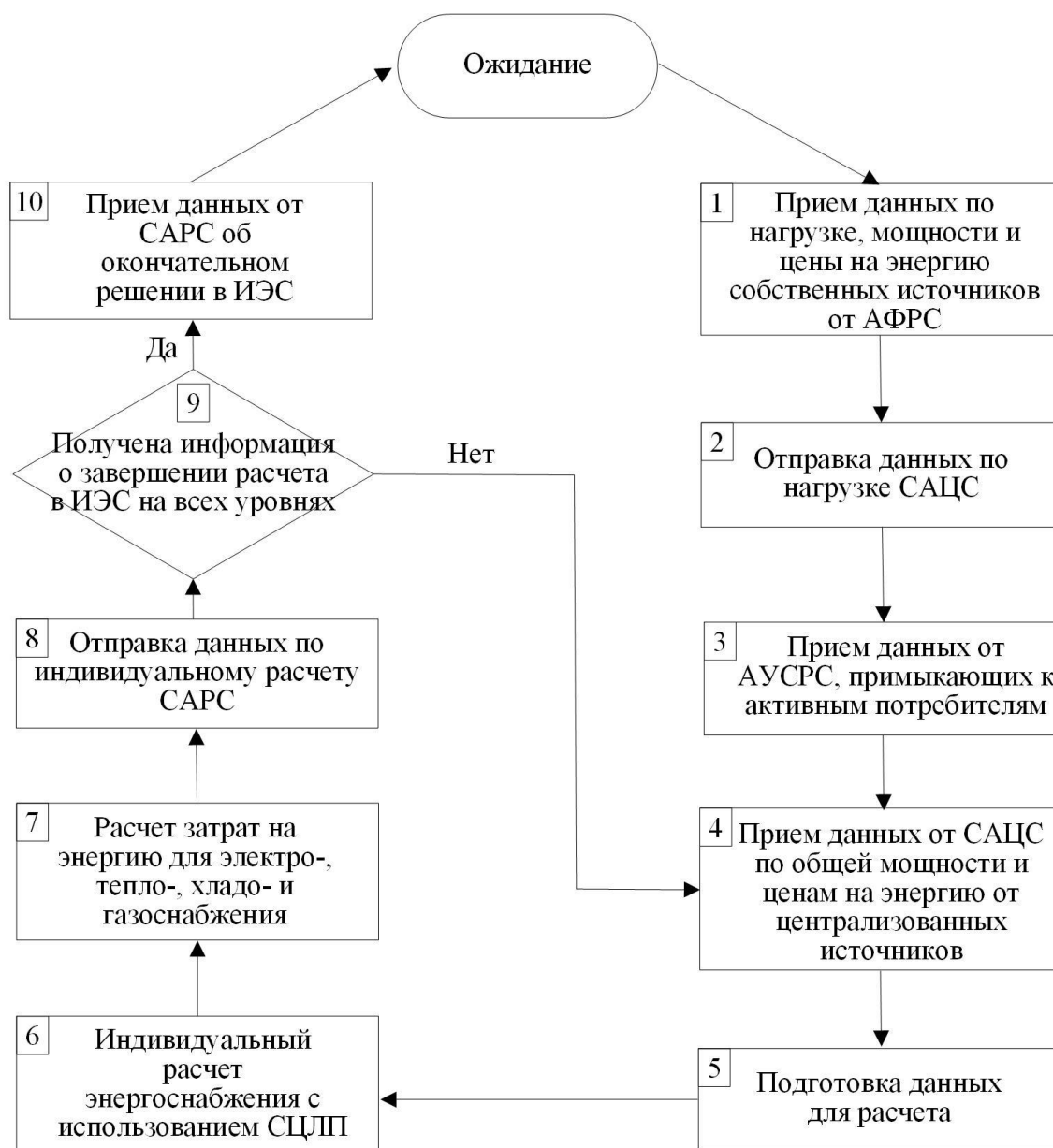


Рисунок 3.11 – Блок-схема, описывающая поведение агентов активных потребителей при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

ААП получает данные от АФРС по заданной нагрузке на потребление электроэнергии, тепла, холода и о количестве потребляемого газа на бытовые нужды, также данные по мощности генерации и цены на энергию собственных источников энергии {1}. Диаграмма состояний ААП является гораздо сложнее, чем у АОП, за счет наличия у них собственных источников энергии. Данные по нагрузке ААП отправляют САЭС {2}. Затем происходит прием и обработка

информации от АУСРС, которые расположены рядом с активными потребителями и осуществляют доставку энергии из энергосистемы {3}. После этого осуществляется прием данных от САЦС, в которых указана общая мощность централизованных источников энергии и цена на эту энергию {4}. На основании полученной информации выполняется подготовка данных для осуществления поиска решения по энергоснабжению {5}. Все полученные данные загружаются в соответствующий вычислительный компонент, использующий решатель СЦЛП, и производится индивидуальный поиск оптимального решения по энергоснабжению у каждого активного потребителя {6}. В результате найденного решения выполняется расчет затрат на энергию для электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения {7}. Полученные затраты ААП отправляет САРС и переходит в состояние ожидания ответа от САЦС {8}. Исходя из полученного ответа {9}, алгоритм ААП может вернуться в положение {4} и повторить все действия, но с новыми заданными параметрами, либо перейти в состояние {10}, где происходит ожидание информации об окончательном решении в ИЭС от САРС. Получив все данные, ААП заканчивает выполнение всех действий и переходит в режим ожидания.

3.3.3 Описание логики работы агентов участков сети при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АУМС и АУСРС в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.12. АУМС и АУСРС решают задачу оптимальной загрузки сетевого оборудования в ИЭС.

АУМС и АУСРС получают данные от АФРС о возможной пропускной способности и параметрах участков сети. После этого производится проверка возможности участия АУМС и АУСРС в процессе энергоснабжения. В результате, если данный участок сети не может быть задействован для передачи энергии (выведен в ремонт или находится в аварийном состоянии), то АУМС и АУСРС

отправляют отказ САЦС, САРС или ААП в зависимости от того с какими объектами в системе они связаны.

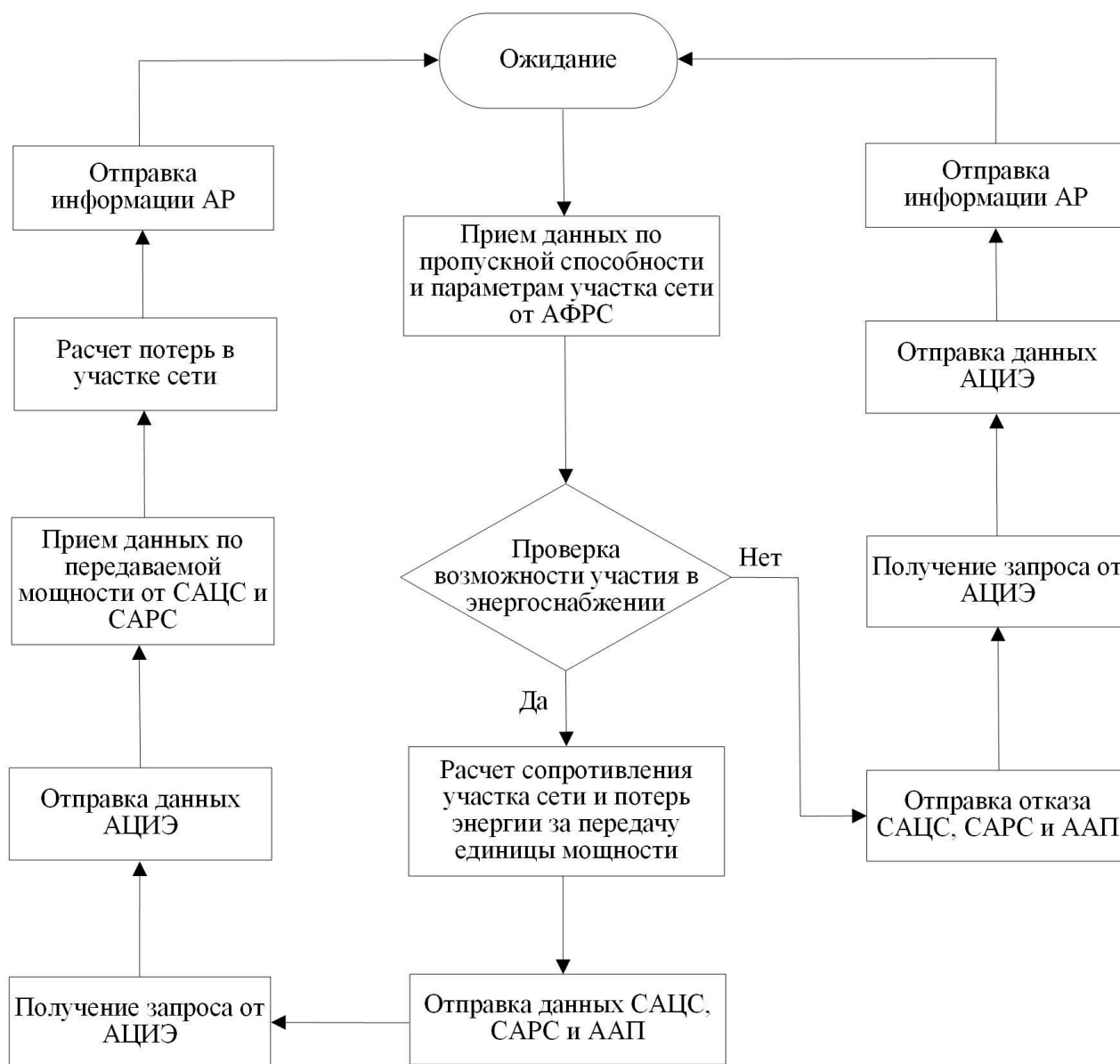


Рисунок 3.12 – Блок-схема, описывающая поведение агентов участков сети при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Получив запрос от АЦИЭ, АУМС и АУСРС отправляют ему соответствующие данные о своем состоянии, а затем информируют АР. Если данный участок сети может быть задействован для передачи энергии, то АУМС и АУСРС выполняют расчет сопротивления своего участка сети и определяют потери энергии на нем за передачу единицы мощности. Затем они отправляют

данные по своей пропускной способности и потерях энергии за передачу единицы мощности САЦС, САРС, а также при наличии связи с активными потребителями их ААП. Получив запрос от АЦИЭ, АУМС и АУСРС отправляют ему согласие на участие в энергоснабжении. Затем АУМС и АУСРС получают информацию от САЦС или САРС о передаваемой мощности через данный участок сети и производит расчет потерь энергии в сетевом оборудовании. В результате все полученные данные АУМС и АУСРС отправляют АР и переходят в состояние ожидания.

3.3.4 Описание логики работы агентов источников энергии при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АЦИЭ и АРИЭ в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.13. АЦИЭ и АРИЭ решают задачу оптимальной загрузки генерирующего оборудования в ИЭС.

АЦИЭ и АРИЭ получают данные от АФРС по набору возможных конфигураций источников энергии в зависимости от вырабатываемой мощности с учетом зон эффективности работы генерирующего оборудования и соответствующие цены на энергию {1}. Получив все необходимые данные, АЦИЭ и АРИЭ осуществляют проверку возможности своего участия в процессе энергоснабжения в ИЭС {2}. Если данный источник энергии не может участвовать в энергоснабжении (к примеру, нет подходящего состава генерирующего оборудования, который соответствует заданным условиям и ограничениям, финансовым затратам, объему вредных выбросов в атмосферу), то АЦИЭ или АРИЭ отправляют отказ САЦС, АУМС и АУСРС {3}, а также информируют об этом АР {4}. Если данный источник может участвовать в энергоснабжении, то АЦИЭ и АРИЭ отправляют данные по номинальной мощности и цене на энергию САЦС, АУМС и АУСРС {5}. После этого они получают и обрабатывают данные от участков сетей, по которым происходит передача энергии в ИЭС {6}.

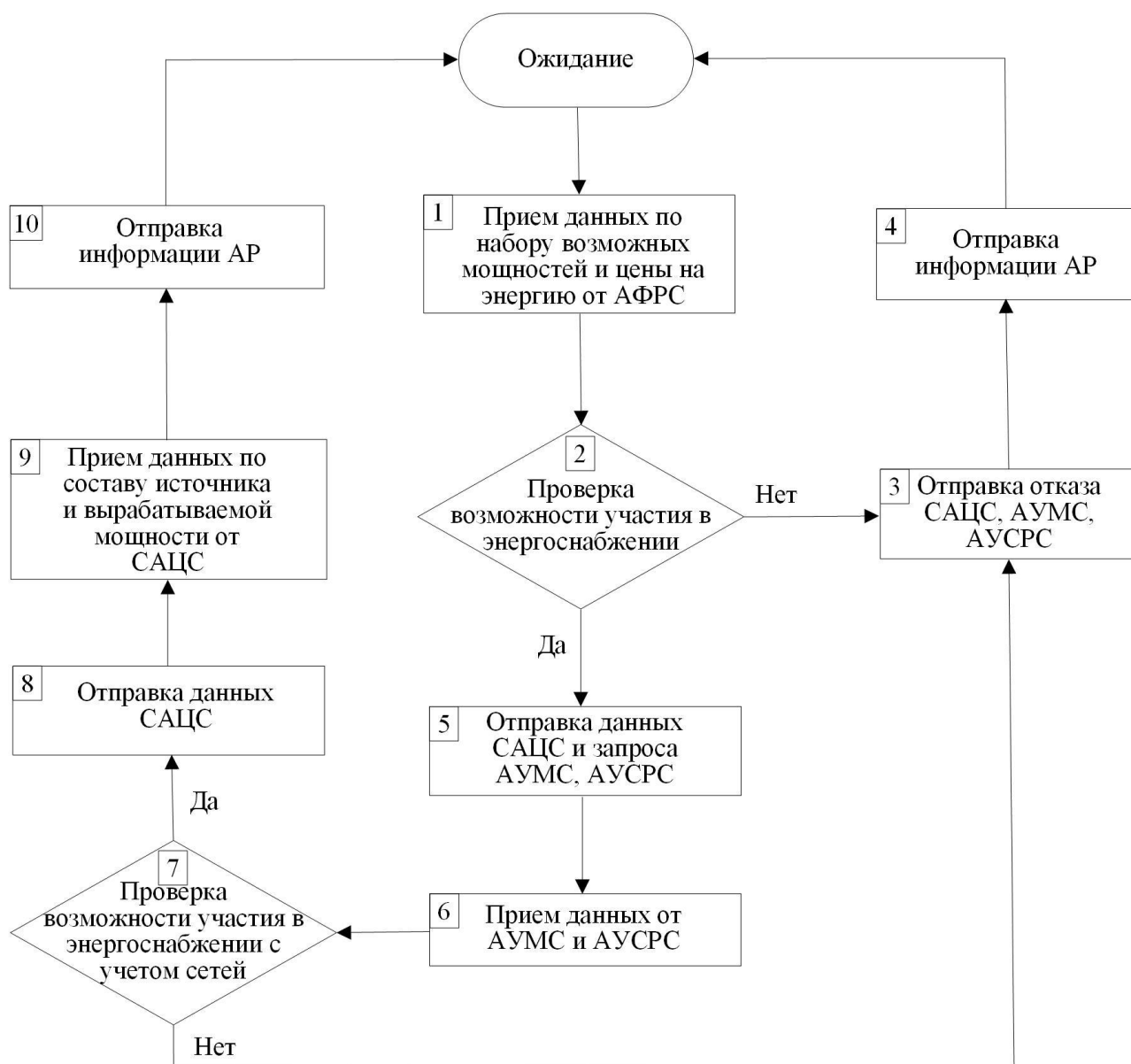


Рисунок 3.13 – Блок-схема, описывающая поведение агентов источников энергии при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

В результате произведенной проверки {7}, АЦИЭ или АРИЭ могут перейти в состояние отказа (если примыкающие к нему участки сети не могут передать заданный объем энергии) и отправить соответствующую информацию САЭС, АУМС, АУСРС {3} и АР {4}, или в состояние согласия и отправить САЭС необходимые данные {8}. Затем происходит прием данных от САЭС по вырабатываемой мощности и выбранной конфигурации источника {9}. Всю полученную информацию АЦИЭ и АРИЭ отправляют АР {10} и переходят в состояние ожидания.

3.3.5 Описание логики работы сетевых агентов распределенных систем при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение САРС в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.14. САРС решает задачу оптимального распределения нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации в распределенных системах.

САРС получает данные по пропускным способностям участков сетей, которые расположены в этой распределенной системе или связывают ее с централизованной системой {1}. Затем САРС отправляет запрос ААП {2}, которые находятся в этой распределенной системе, и получает от них данные по нагрузкам и вырабатываемой мощности источников энергии активных потребителей {3}. На основании полученной информации выполняется подготовка данных для осуществления поиска решения по энергоснабжению {4}. Все полученные данные загружаются в соответствующий вычислительный компонент и производится поиск компромиссного решения по энергоснабжению в распределенной системе {5}. Во время поиска решения выполняется расчет затрат на энергию для электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения активных потребителей в распределенных системах {6}, и затем производится сравнение этих затрат, полученных для распределенной системы, с затратами, полученными при индивидуальном расчете активных потребителей {7}, т.е. выполняется определение $\Delta_{расч}$. Поиск решения осуществляется итерационным способом с постепенным увеличением $\Delta_{расч}$ на 1 % {9}, пока не выполнится неравенство (46) (см. параграф 2.4) или параметры для расчета не достигнут предельно допустимых значений, связанных с ограничениями генерирующего оборудования {8}. Если условие неравенства (46) выполнилось, то САРС отправляет САЦС данные по полученному решению и переходит в состояние ожидания ответа от САЦС {10}. Исходя из полученного ответа {11}, алгоритм САРС может вернуться в состояние {2} и повторить все действия, но с новыми заданными параметрами, либо перейти в состояние {12} и получить

информацию об окончательном решении в ИЭС от САЦС. Получив все необходимые данные по компромиссному решению в ИЭС, САРС выполняет окончательный расчет энергоснабжения в распределенной системе с фиксированными параметрами и определяет перетоки энергии по участкам сети, расположенным в этой системе {13}. Затем осуществляется окончательный расчет затрат на энергоснабжение активных потребителей для электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения {14}. Все необходимые данные САРС отправляет АР, АУСРС, ААП {15} и переходит в состояние ожидания.

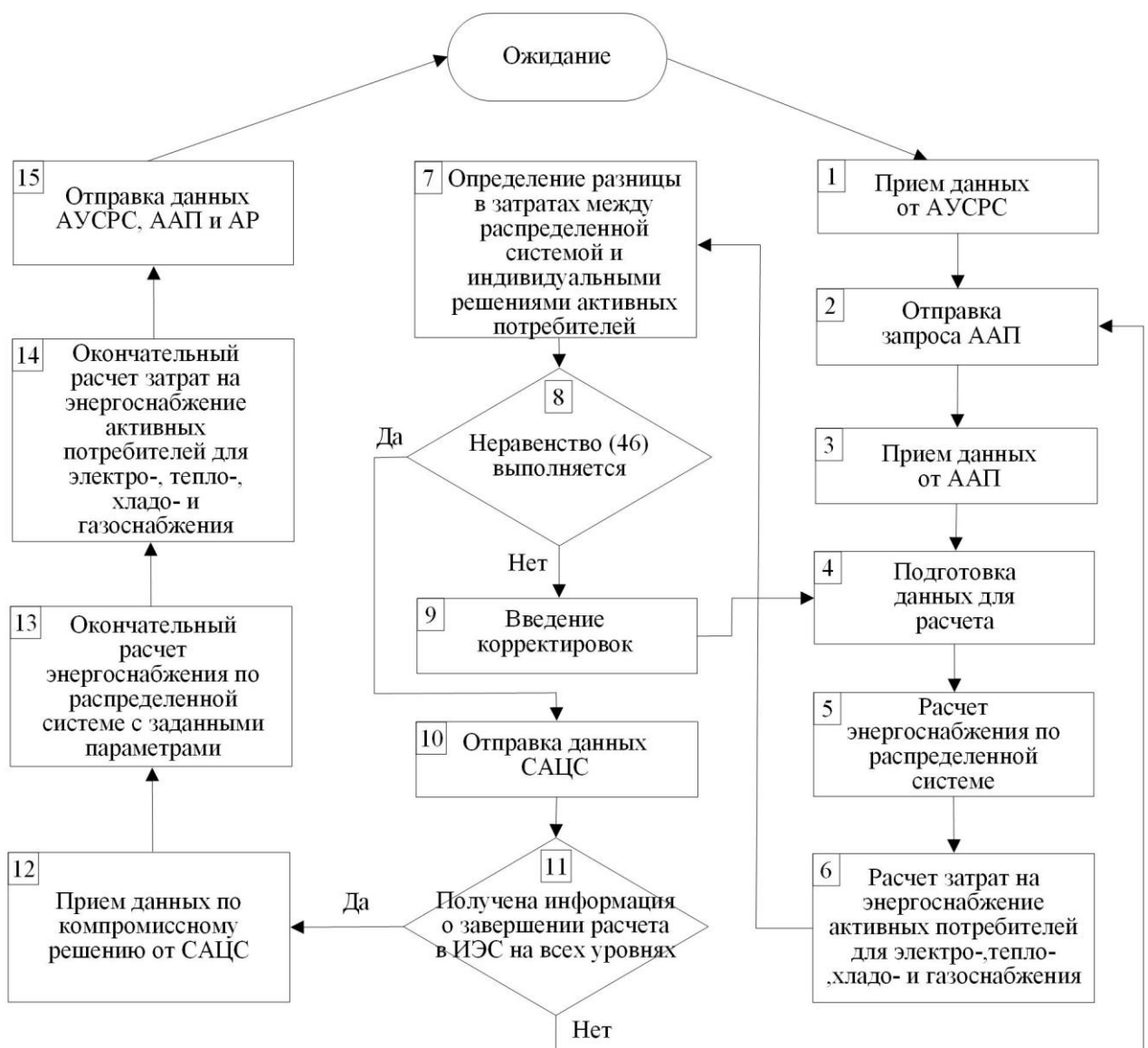


Рисунок 3.14 – Блок-схема, описывающая поведение сетевых агентов распределенных систем при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

3.3.6 Описание логики работы сетевого агента централизованной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение САЦС в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.15. САЦС решает задачу оптимального распределения нагрузки между источниками централизованной и распределенной генерации, и выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в ИЭС.

САЦС получает данные от АОП и ААП по нагрузкам на потребление электроэнергии, тепла, холода, количеству потребляемого газа на бытовые нужды, мощностям и ценам на энергию источников, расположенных у активных потребителей {1}. Затем САЦС отправляет запрос АЦИЭ и АУМС {2}. После этого получает от них данные по набору источников энергии, их мощностям и ценами на энергию, а также пропускные способности и параметры участков сетей {3}. Получив все необходимые данные, САЦС осуществляет предварительную проверку баланса мощности в ИЭС по всем типам энергии с учетом возможности преобразования одного вида энергии в другой {4}. Если баланс мощности не выполняется, то САЦС отправляет отказ АОП, ААП, АЦИЭ, АУМС {5} и информирует об этом АР {6}. Если баланс мощности выполняется, то САЦС производит поиск оптимального решения по энергоснабжению в ИЭС без учета распределенной генерации энергии с помощью соответствующего вычислительного компонента {7}. На основании полученного решения определяются начальные цены на энергию из централизованной системы {8}. Данные по мощностям централизованных источников энергии и ценам на энергию САЦС отправляет ААП и САРС {9}. Затем САЦС принимает данные по полученным решениям в распределенных системах от САРС {10} и выполняет расчет энергоснабжения в ИЭС с учетом распределенных источников энергии с помощью соответствующего вычислительного компонента {11}. Во время поиска решения выполняется расчет затрат на энергию для электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения активных потребителей в централизованной системе {12}, и затем

производится сравнение этих затрат, полученных централизованной системой, с затратами, полученными при расчете в распределенных системах {13}, т.е. определяется $\Delta_{\text{цент}}$.

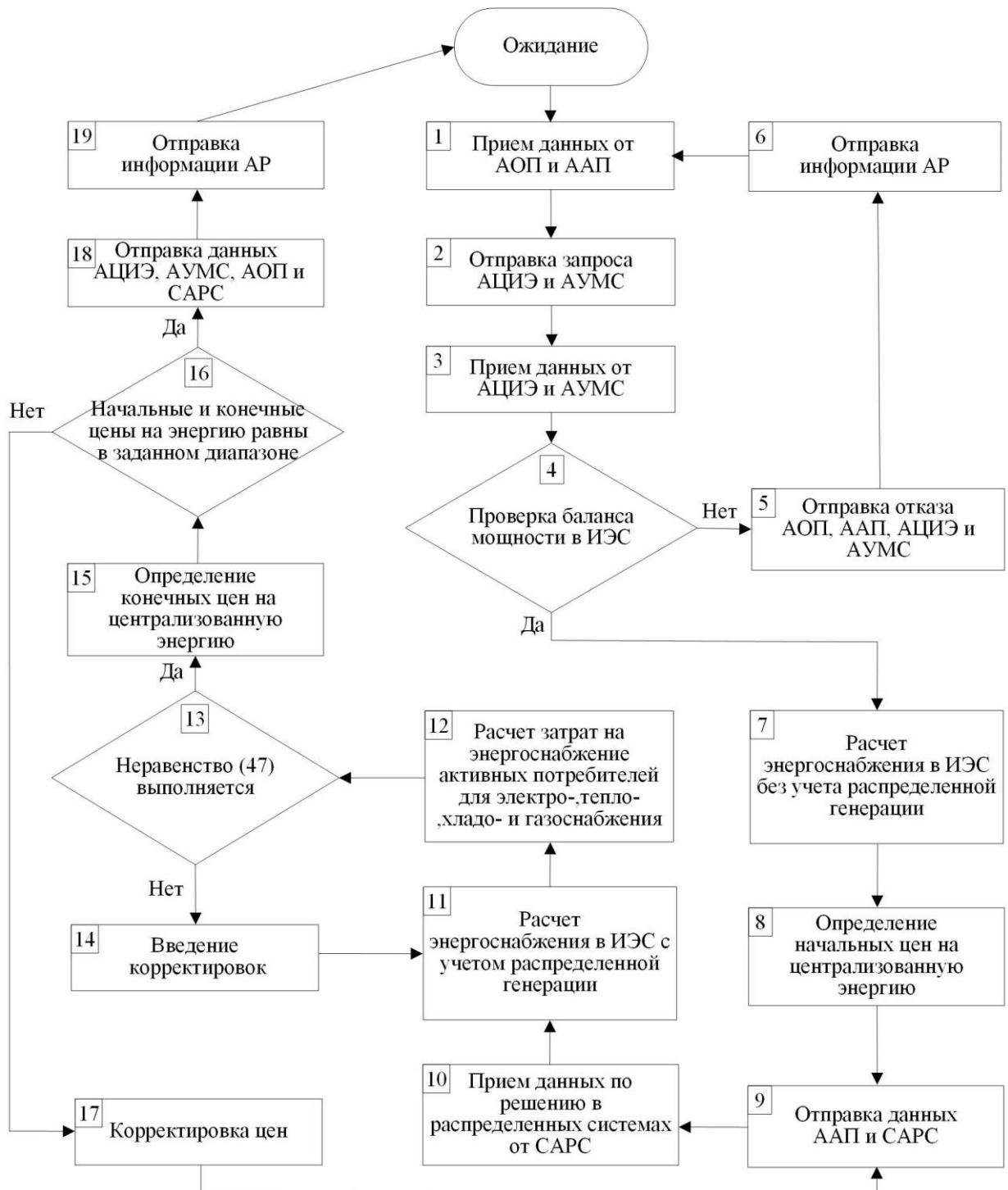


Рисунок 3.15 – Блок-схема, описывающая поведение сетевого агента централизованной системы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Поиск решения осуществляется итерационным способом с постепенным увеличением $\Delta_{\text{цент}}$ на 1 % {14}, пока не выполнится неравенство (47) (см. параграф 2.4) или параметры для расчета не достигнут предельно допустимых значений, связанных с ограничениями генерирующего оборудования. Если условие неравенства (47) выполнены, то САЦС производит расчет конечных цен на централизованную энергию {15} и выполняет сравнение этих цен с начальными {16}. Если цены на энергию отличаются, то осуществляется корректировка цен с учетом полученного компромиссного решения по энергоснабжению в ИЭС {17} и скорректированные цены заново отправляются ААП, САРС {9}, и выполняются дальнейшие действия в соответствии с алгоритмом, представленным на Рисунке 3.15. Данная процедура повторяется до тех пор, пока цены на централизованную энергию, полученные в начале расчета, не будут близки к ценам на централизованную энергию, полученную в конце расчета, в заданном диапазоне значений. Если цены на энергию близки в заданном диапазоне значений, то САЦС отправляет все данные по полученному компромиссному решению АЦИЭ, АУМС, АОП, САРС {18} и информирует АР {19}. После отправки данных САЦС переходит в режим ожидания.

3.3.7 Описание логики работы агента развития при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АР в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.16. АР решает задачу поиска оптимальной траектории развития ИЭС на долгосрочный период.

АР получает данные по проектируемой схеме ИЭС со всеми параметрами от АД. Затем этот агент осуществляет проверку наличия незапланированных событий в ИЭС, если происходили какие-либо события, влияющие на конфигурацию ИЭС, то АР вносит необходимые корректировки в данные и отправляет их АД, где происходит формирование данных для расчета с учетом незапланированных

событий. Если не происходили незапланированные события, влияющие на конфигурацию ИЭС, то АР подготавливает все необходимые данные для рассматриваемого временного периода и отправляет их АФРС.

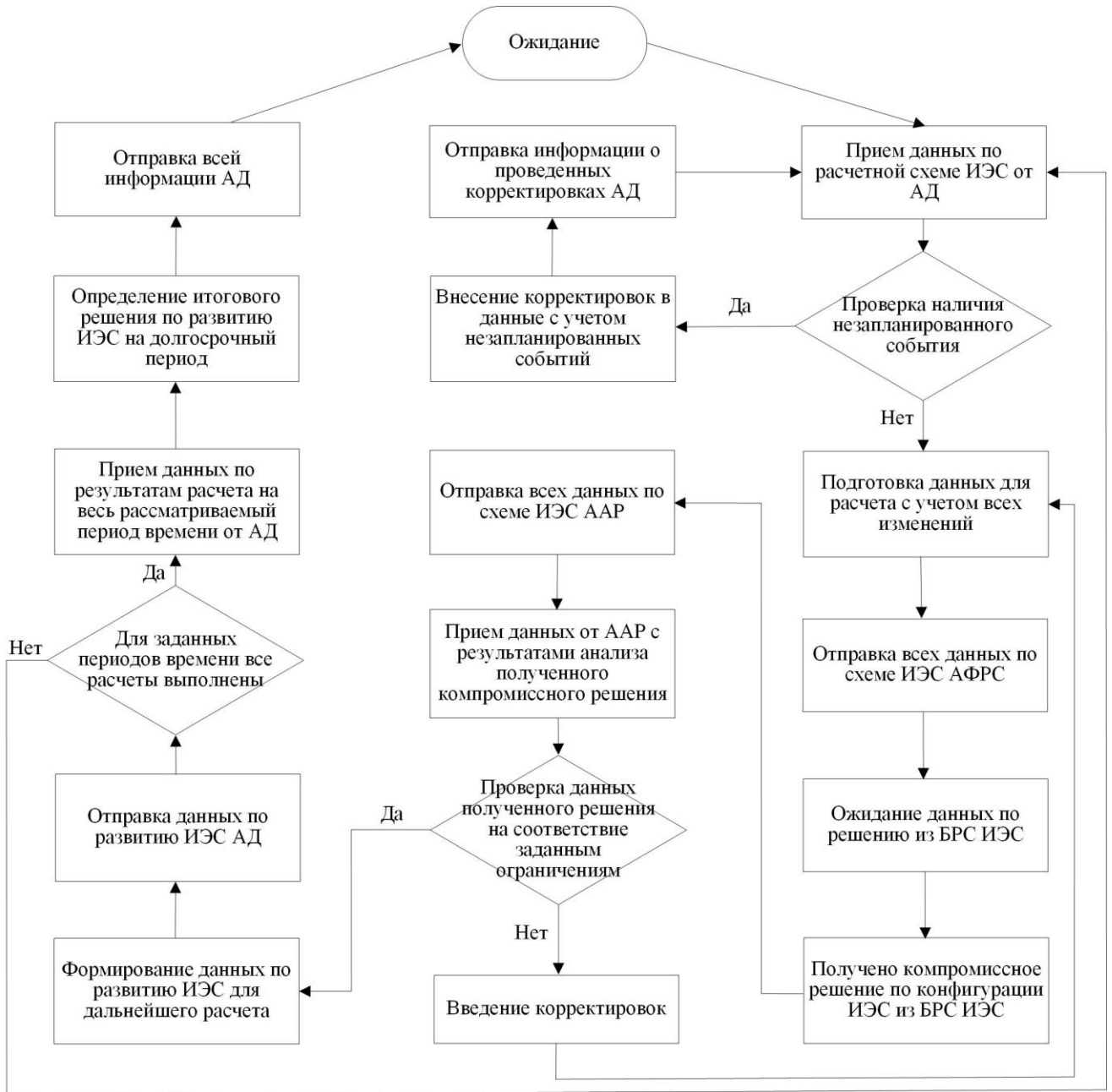


Рисунок 3.16 – Блок-схема, описывающая поведение агента развития при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Затем происходит прием данных по полученному компромиссному решению по конфигурации ИЭС из БРС и их отправка ААР. Все сформированные данные,

полученные от ААР, обрабатываются и выполняется их проверка на соответствие заданным ограничениям по экономической, экологической и энергоэффективной составляющей. Если решение не удовлетворяет хотя бы одному из критериев, то АР вводит необходимые корректировки в данные и отправляет их на повторный расчет. Данный алгоритм повторяется до тех пор, пока не будет найдено решение, удовлетворяющее всем критериям, или расчет не достигнет установленных ограничений на параметры в системе, в этом случае будет выбрано последнее решение и сформированы рекомендации, по возможному изменению исходных данных и ограничений. Если решение удовлетворяет всем заданным условиям и ограничениям, то АР осуществляет формирование данных для развития ИЭС и отправляет их АД для дальнейшего расчета, а сам переходит в начальное состояние для дальнейшего участия в последующих расчетах по развитию ИЭС. Таким образом, после всех проведенных расчетов АР переходит к завершающему этапу поиска решения по развитию ИЭС на долгосрочный период, где формирует итоговую траекторию развития ИЭС и выполняет расчет суммарных затрат с учетом капиталовложений, эксплуатационных затрат, затрат на выбросы вредных веществ в атмосферу и т.д. Полученное итоговое решение АР отправляет АД для дальнейшей обработки и представления результатов пользователю. После выполнения всех операций АР переходит в режим ожидания.

3.3.8 Описание логики работы агента формирования расчетной схемы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АФРС в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.17. АФРС решает задачу создания расчетной схемы ИЭС в программной среде.

АФРС получает данные по расчетной схеме ИЭС со всеми параметрами от АР. На основании полученной информации АФРС распределяет объекты основного генерирующего оборудования ИЭС на проектируемой схеме в соответствии с заданными координатами местоположения. Затем он определяет

местоположение обычных и активных потребителей на схеме. После этого АФРС формирует сети между установленными объектами ИЭС для систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения с учетом заданных узлов преобразования, которые позволяют трансформировать один вид энергии в другой.

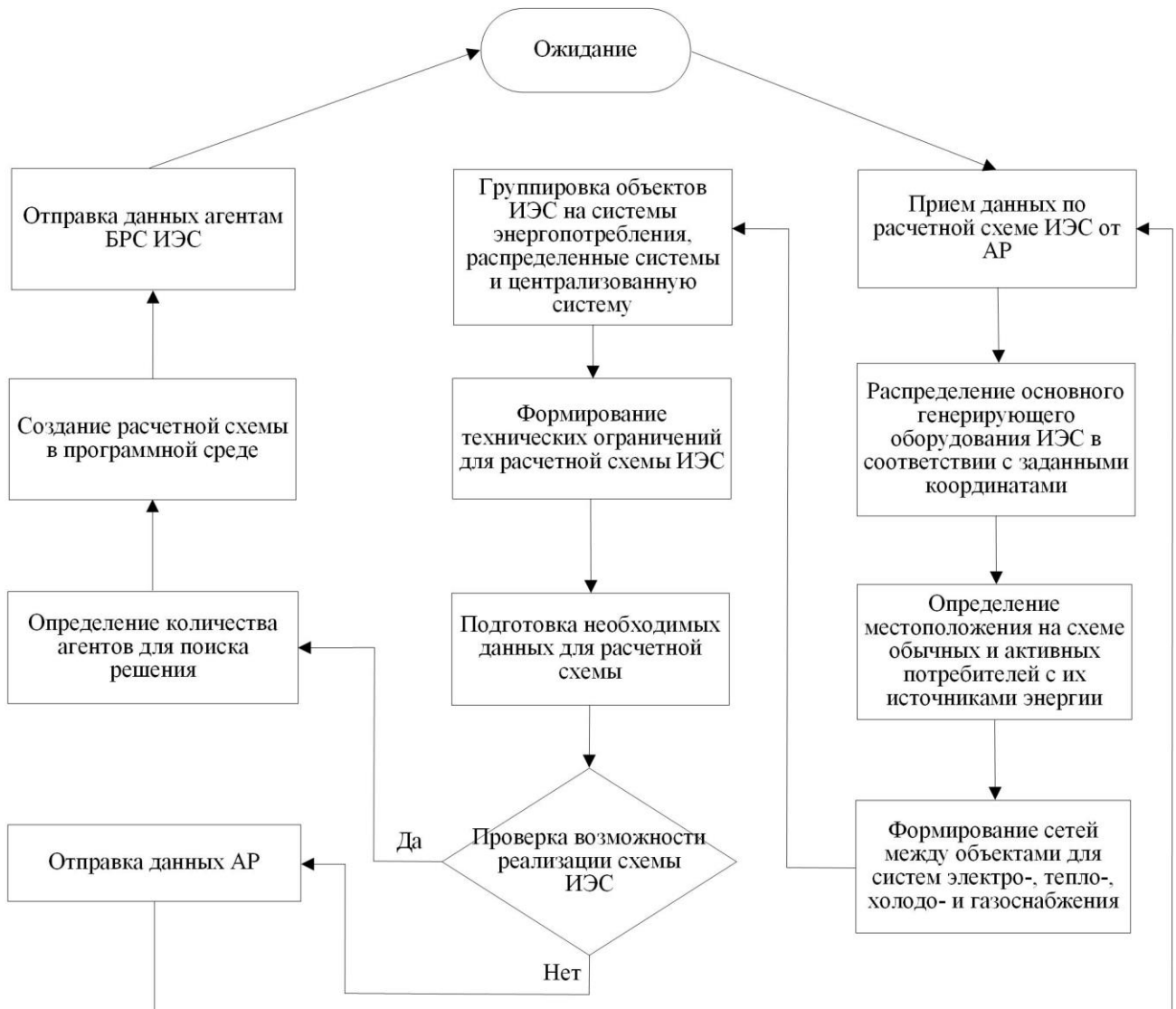


Рисунок 3.17 – Блок-схема, описывающая поведение агента формирования расчетной схемы при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Согласно разработанной методике АФРС осуществляет группировку объектов полученной схемы на системы энергопотребления, распределенные системы и централизованную систему в зависимости от наличия связей и

территориального расположения. Для каждой системы АФРС формирует необходимые технические ограничения для расчета, исходя из типа и мощности генерирующего и сетевого оборудования. Таким образом он осуществляет подготовку всей необходимой информации для расчетной схемы ИЭС и на основании полученных данных проводит проверку возможности реализации данной схемы для моделирования ИЭС. Если создание расчетной схемы ИЭС невозможно осуществить вследствие некорректности исходных данных или технологических ограничений, то АФРС отправляет информации об этом АР и переходит обратно в начальное состояние. Если создание расчетной схемы ИЭС возможно, то АФРС определяет количество агентов, необходимых для расчета полученной схемы ИЭС в соответствии с разработанными типами агентов, исходя из количества объектов в ИЭС. На основании полученных данных АФРС создает окончательный вариант расчетной схемы ИЭС в программной среде для заданного периода времени и отправляет всю необходимую информацию агентам БРС ИЭС для проведения дальнейших расчетов. После выполнения всех операций АФРС переходит в режим ожидания.

3.3.9 Описание логики работы агента анализа результатов при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение ААР в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.18. ААР решает задачу анализа полученных результатов расчета.

ААР получает данные по полученному компромиссному решению в ИЭС со всеми параметрами от АР. На основании полученной информации ААР определяет наличие или отсутствие дефицита мощности в системе, путем проверки балансирующих источников, таким образом в каждой системе определяется баланс мощности. Затем осуществляется расчет и оценка загрузки генерирующего и сетевого оборудования в ИЭС, результаты проверки записываются в специальную базу данных расчета. После этого ААР проводит проверку выполняемого расчета,

если проводится первичный расчет избыточной схемы ИЭС, то определяется перечень мероприятий M_N для создания требуемой конфигурации ИЭС, и по каждому мероприятию, соответственно, подготавливаются все необходимые данные.

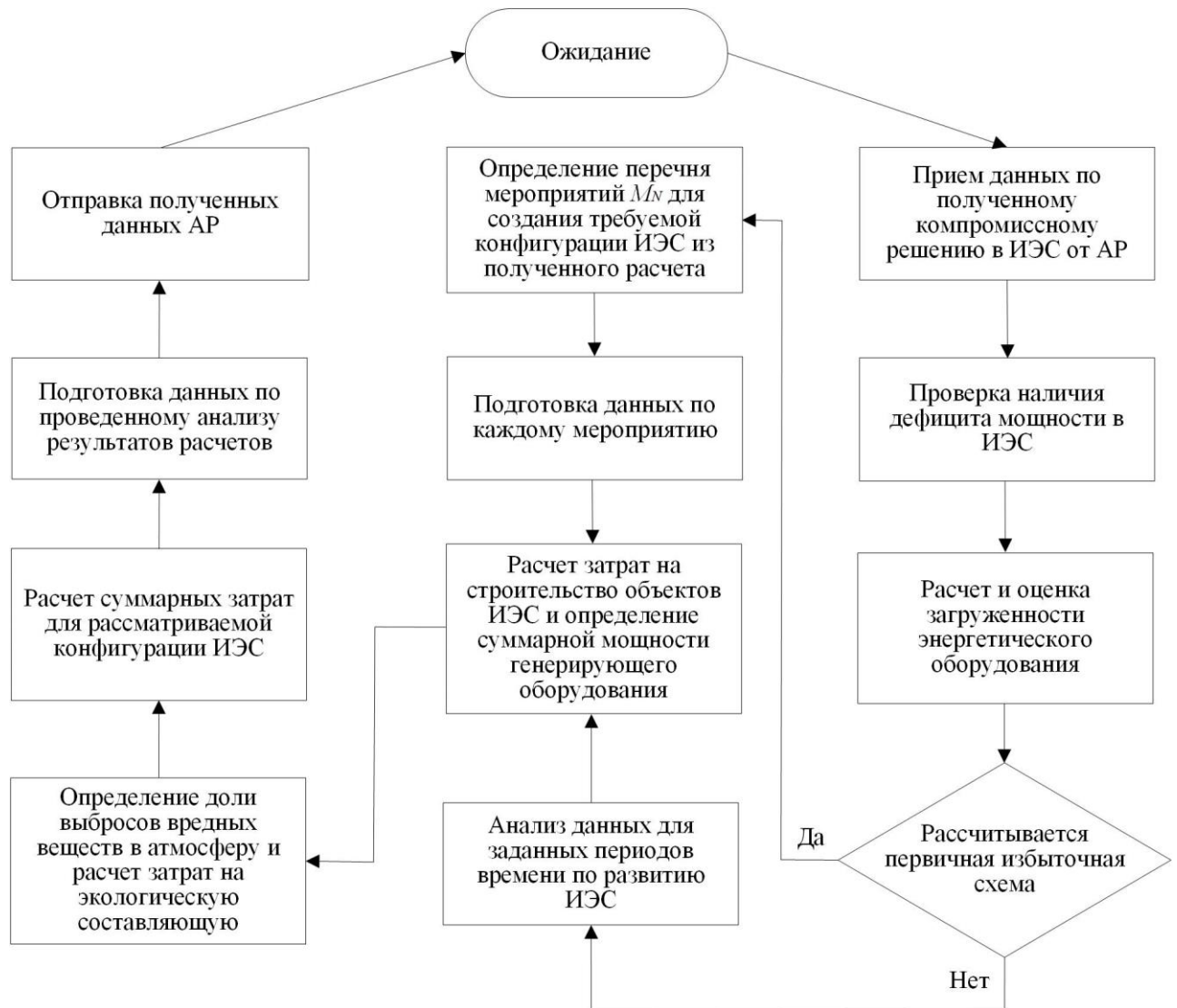


Рисунок 3.18 – Блок-схема, описывающая поведение агента анализа результатов при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Если проводится расчет для заданных периодов времени по развитию ИЭС, то в этом случае осуществляется анализ полученных результатов расчета и определяется какое энергетическое оборудование выбрано для данного периода времени. Затем ААР выполняет расчет затрат на строительство требуемых

объектов в системе и определяет суммарную мощность генерирующего оборудования для каждой системы (электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения). Далее осуществляется расчет доли выбросов вредных веществ в атмосферу, и на основании полученных значений выполняется расчет затрат на экологическую составляющую. В итоге на основании всех полученных данных определяются суммарные затраты для рассматриваемой конфигурации ИЭС. ААР подготавливает все необходимые данные по проведенному анализу результатов расчетов и отправляет их АР. После выполнения всех операций ААР переходит в режим ожидания.

3.3.10 Описание логики работы агента данных при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

Блок-схема, отражающая поведение АД в разработанной мультиагентной модели при решении задачи развития ИЭС представлена на Рисунке 3.19. АД решает задачу подготовки данных для расчета и вывода результатов расчета пользователю.

АД загружаются данные по избыточной схеме ИЭС со всеми параметрами. В свою очередь он формирует информационные блоки с данными по избыточной схеме ИЭС в зависимости от рассматриваемого периода времени. Затем АД осуществляет подготовку необходимых данных и отправляет их АР. После этого он ожидает, пока сформируется компромиссное решение в ИЭС, и принимает информацию от АР по сформированным данным по развитию ИЭС. На основании полученной информации выполняется проверка наличия данных для расчета. Если результат проверки положительный, то АД поочередно загружает данные для каждого периода времени и при необходимости корректирует их, если получена соответствующая информация по наличию незапланированного события от АР. Все полученные данные он отправляет АР для дальнейшего расчета. Если результат проверки отрицательный, то АД формирует результаты расчета по найденным решениям для каждого периода времени и отправляет информацию по

оптимальной траектории развития ИЭС АР. Затем он принимает данные с итоговым решением по развитию ИЭС на долгосрочный период от АР. На основании полученной информации АД формирует соответствующие таблицы, графики и диаграммы для наглядного представления полученного решения по поиску оптимальной траектории развития ИЭС пользователю. После выполнения всех операции АД переходит в режим ожидания.

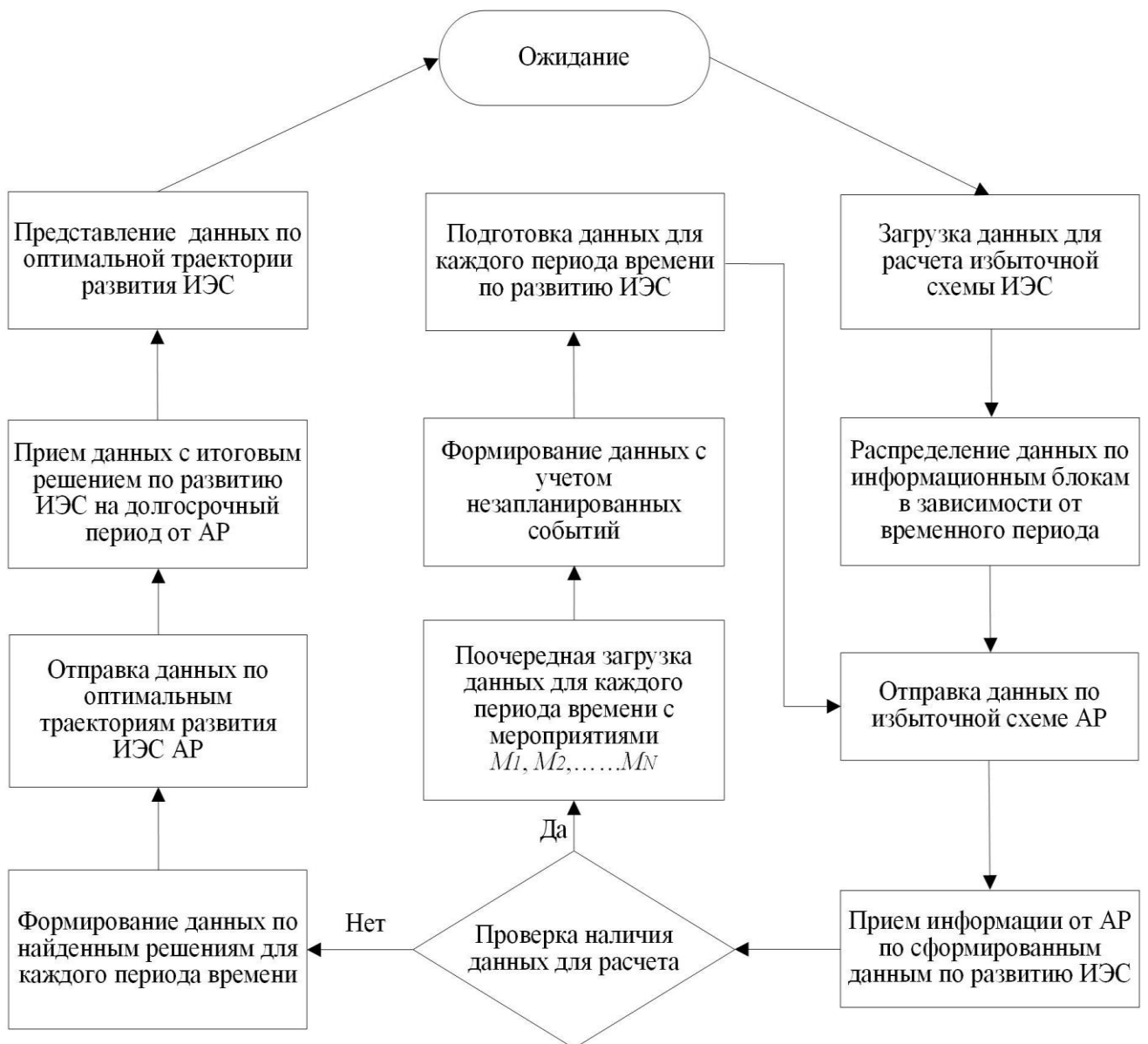


Рисунок 3.19 – Блок-схема, описывающая поведение агента данных при решении задачи развития интегрированной энергетической системы

3.4 Выводы по главе

1. Выполнен анализ программного обеспечения для реализации мультиагентной модели ИЭС, на основе которого в качестве программной среды выбрана платформа AnyLogic, которая включает в себя базовые компоненты агентного моделирования, а также реализует концепции и средства из классических областей имитационного моделирования. Программная среда AnyLogic разработана российской компанией The AnyLogic Company, она позволяет расширять созданные модели с помощью языка программирования Java, что предоставляет более широкие возможности при моделировании ИЭС. AnyLogic позволяет интегрировать различные подходы с целью получения более полной картины взаимодействия объектов ИЭС при моделировании сложных технологических процессов в этой системе.

2. Разработан алгоритм формирования мультиагентной модели ИЭС в программной среде AnyLogic, выполнено описание основных этапов этого алгоритма.

3. Алгоритм поведения каждого типа агента, выполняемые ими функции и логические взаимодействия их с другими агентами описаны с помощью блок-схем диаграмм состояний.

4. В программной среде AnyLogic сформирована мультиагентная модель ИЭС в соответствии с разработанным алгоритмом и предложенной структурой взаимодействия агентов в МАС. В этой модели представлены агенты отдельных технологических систем тепло-, электро-, газо-, холодоснабжения.

5. На основании разработанной мультиагентной модели ИЭС создана тестовая схема ИЭС, которая позволяет отработать методику выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период с использованием мультиагентного подхода.

Глава 4 Практическая апробация разработанного методического и программного обеспечения

В этой главе излагаются результаты исследований, проведенные на тестовой и реальной схеме энергоснабжения для демонстрации работы БРС ИЭС и БУР ИЭС. В первом случае используется тестовая схема для демонстрации и анализа разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС, описание методики и алгоритма поиска решения приведено в главе 2. С помощью разработанной методики и мультиагентной модели ИЭС выполнен ряд вычислительных экспериментов по нахождению рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период. Во втором случае используется реальная схема энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска для нахождения оптимальной загрузки централизованных и распределенных источников энергии с учетом и без учета системных ограничений на выработку энергии от централизованных источников энергии.

4.1 Выбор рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников в интегрированной энергетической системе на тестовой схеме

4.1.1 Расчет исходной избыточной тестовой схемы интегрированной энергетической системы

На основе тестовой схемы, представленной на Рисунке 3.1, выполнена оценка работоспособности и эффективности разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период (см. параграф 2.4). В результате проведенного расчета на этой схеме выбрана оптимальная

конфигурация ИЭС, в рамках рассматриваемого временного периода 15 лет, с учетом системных условий и ограничений, и наличия активных потребителей.

С использованием разработанной мультиагентной модели выполнен вычислительный эксперимент по развитию ИЭС, исходные данные для расчета приведены в приложении А (см. Таблица 5.1 – Таблица 5.6). В результате взаимодействия агентов и подключенных вычислительных компонентов в мультиагентной модели найдено компромиссное решение, в соответствии с которым сформированы и реализованы необходимые меры по строительству сетевого и генерирующего оборудования. Суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 134,678 млрд. руб., подробные данные по результатам расчета приведены в приложении Б (см. Таблица 6.1 – Таблица 6.6). Наглядное представление сформированного решения отображено на Рисунке 4.1, задействованные в энергоснабжении участки сетей выделены соответствующим цветом (ЛЭП-синим цветом; ТМ-оранжевым цветом; ГМ-коричневым цветом). В рамках заданных финансовых вложений осуществлен выбор наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии с учетом зон эффективной работы генерирующего оборудования. Расчет проводится с учетом резервного запаса мощности на централизованных источниках энергии, коэффициент нормативного резерва мощности составляет 15 %. На полученной схеме можно видеть, что выработка электрической энергии производится на ТЭЦ (генерация электроэнергии производится на 4 турбогенераторах мощностью по 100 МВт), загруженной на 100%, и КЭС (генерация электроэнергии производится на 2 турбогенераторах мощностью по 60 МВт и 2 турбогенераторах мощностью по 90 МВт) в централизованной системе, а также значительное количество электрической энергии вырабатывается фотоэлектрическими системами, установленными у активных потребителей, поскольку в соответствии с заданными условиями такая энергия является наиболее экономичной и экологически чистой. Для передачи необходимого количества электрической энергии потребителям задействованы соответствующие ЛЭП, также на уровне системообразующих линий задействованы ЛЭП № 14 и № 15, необходимые для перераспределения энергии

между централизованными и распределенными источниками энергии. Сооружение ГЭС не было предусмотрено для производства электрической энергии, поскольку ее строительство, как и строительство ЛЭП, подходящих к ней, не удовлетворяет заданным ограничениям на финансовые вложения.

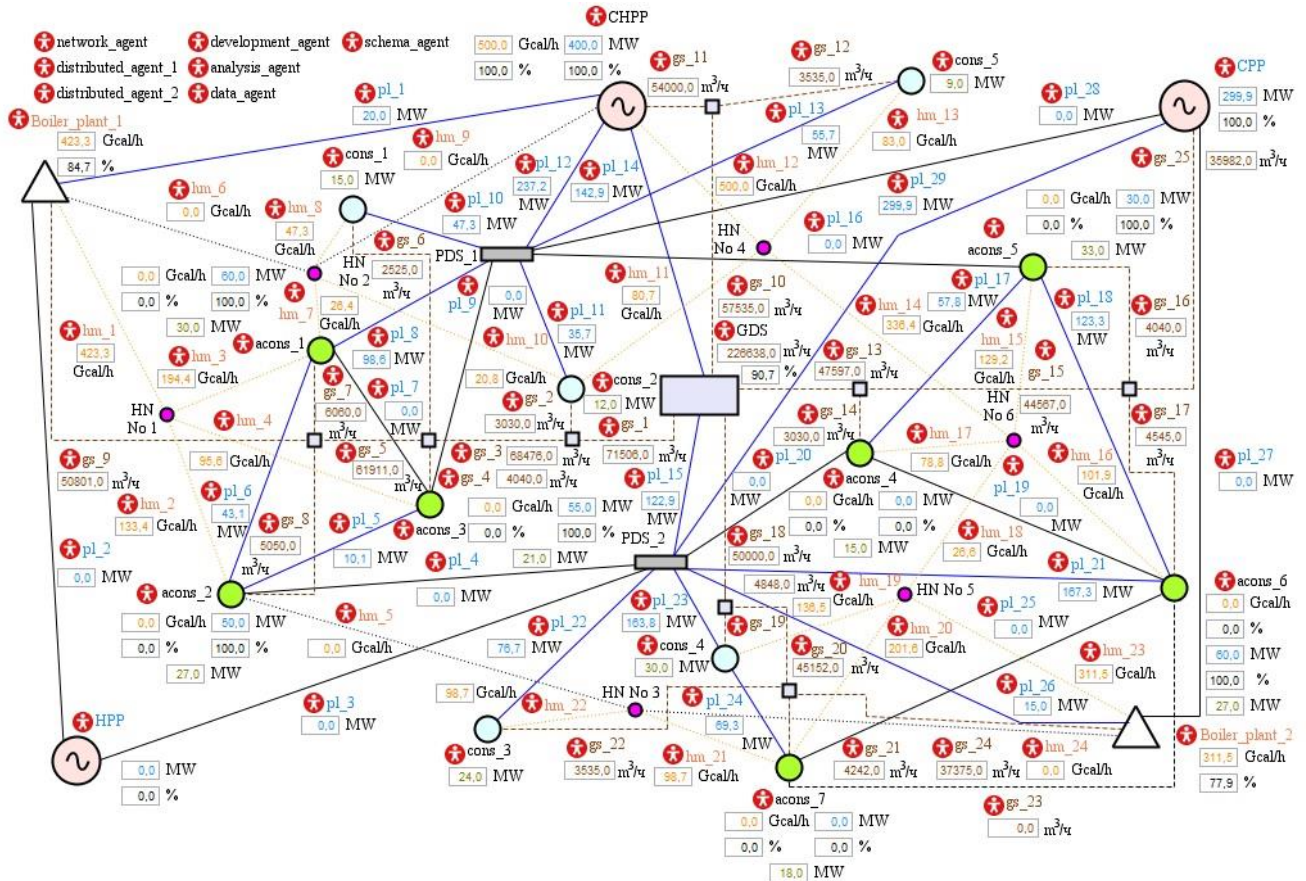


Рисунок 4.1 – Результат расчета тестовой схемы интегрированной энергетической системы на установленный период развития 15 лет

Для выработки тепловой энергии были выбраны ТЭЦ (выработка тепловой энергии производится на 2 котлоагрегатах мощность по 180 Гкал/ч и 1 котлоагрегате мощностью 140 Гкал/ч), централизованная котельная № 1 (выработка тепловой энергии производится на 5 котлоагрегатах мощность по 100 Гкал/ч) и централизованная котельная № 2 (выработка тепловой энергии производится на 4 котлоагрегатах мощность по 100 Гкал/ч). При расчете у активных потребителей учитывается возможность преобразовать электрическую энергию в тепловую с помощью тепловых насосов. В данном эксперименте

производство тепловой энергии на распределенных источниках в виде тепловых насосов у активных потребителей не производилась. Для передачи тепловой энергии потребителям приняты наиболее оптимальные трассы трубопроводов из представленного перечня в Приложении А, на уровне магистральных сетей задействована тепловая магистраль № 14. Для выработки энергии холода у потребителей установлены чиллерные установки. Основными потребителями газа являются котельная № 1, котельная № 2, КЭС и ТЭЦ, поэтому к ним проложены основные газопроводы от газораспределительной станции с ответвлениями на нужды потребителей.

4.1.2 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 0 по 5 год

Согласно разработанной методики весь рассматриваемый временной период 15 лет разбивается на несколько временных промежутков, каждый из которых имеет длительность 5 лет, и имеется дополнительное деление по году. Для первого временного периода с 0 по 5 год формируется расчетная схема ИЭС, исходя из перечня энергетических объектов, которые были определены при расчете схемы ИЭС на установленный период 15 лет в параграфе 4.1.1. В эту пятилетку запланировано ввести часть нагрузки, которая представлена следующими объектами: Потребитель № 1; Потребитель № 4; Активный потребитель № 1; Активный потребитель № 2; Активный потребитель № 4.

В соответствии с разработанной методикой выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС найдено компромиссное решение, в соответствии с которым сформированы и реализованы необходимые меры по строительству сетевого и генерирующего оборудования, суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 87,253 млрд. руб.

Наглядное представление полученного решения отображено на Рисунке 4.2. Участки сетей, которые задействованы в энергоснабжении выделены

соответствующим цветом (см. параграф 4.1.1), участки сетей, которые не входят в решение по энергоснабжению и соответственно не предполагается их строительство выделены красным цветом, участки сетей, которые не задействованы в энергоснабжении в данный расчетный период времени, но вошли в решение и будут построены в дальнейшем выделены черным цветом.

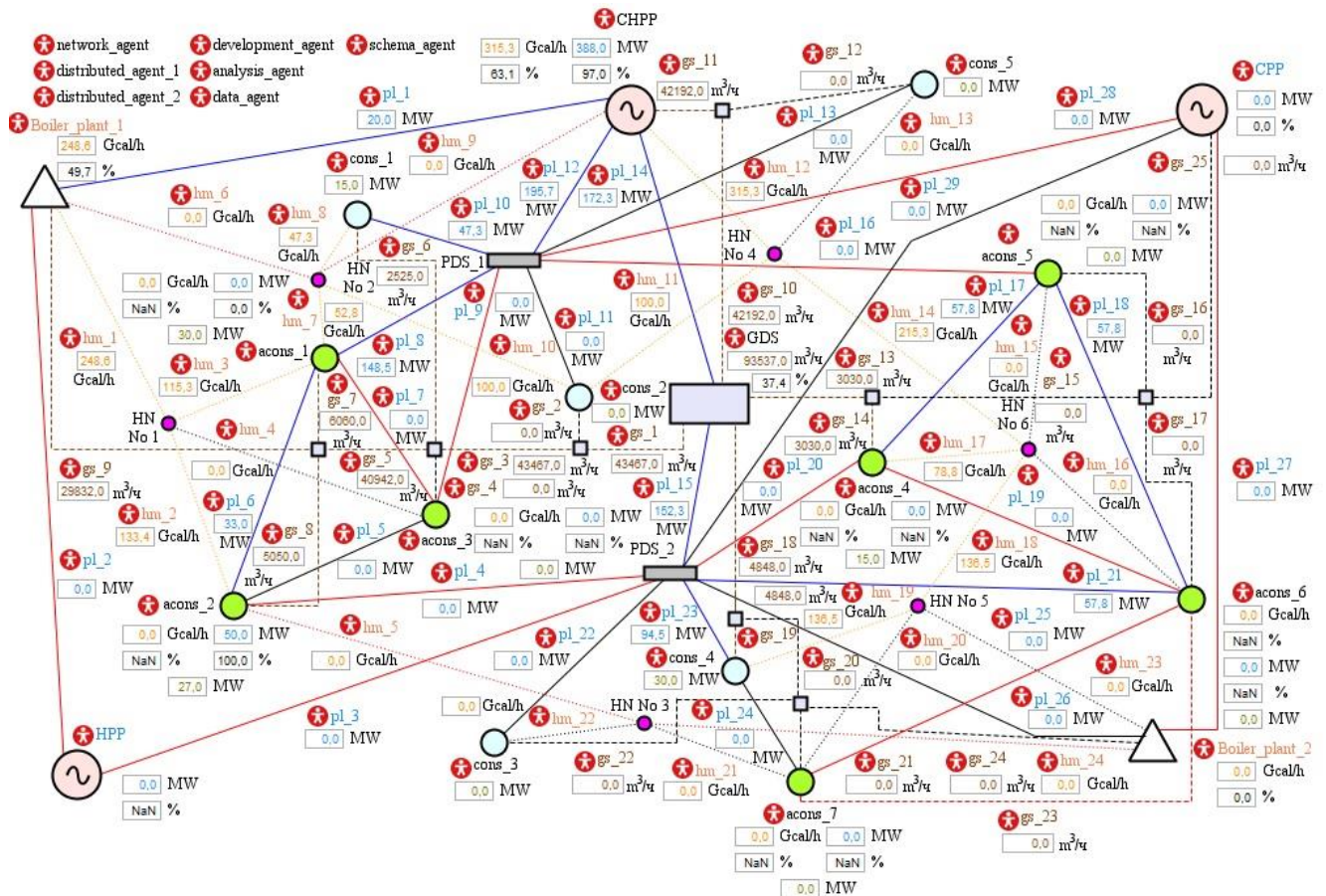


Рисунок 4.2 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 0 по 5 год

В рамках заданных ограничений на финансовые вложения осуществлен выбор наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии с учетом зон эффективной работы генерирующего оборудования для данного временного периода, равного 5 годам. Таким образом, на полученной схеме можно видеть, что производство электрической и тепловой энергии осуществляется на ТЭЦ и котельной № 1, входящих в централизованную систему, а также на

фотоэлектрической установке у активного потребителя № 2 для выработки электрической энергии. Для передачи необходимого количества электрической и тепловой энергии потребителям соответственно задействованы ЛЭП и ТМ, выбранные из сформированного на конечный период состава энергетического оборудования (см. параграф 4.1.1). Для обеспечения холодоснабжения у потребителей устанавливаются чиллерные установки. Для доставки газа предполагаются соответствующие ГМ.

4.1.3 Уточнение данных и перерасчет схемы интегрированной энергетической системы для первого периода

После того как был реализован перечень мероприятий по строительству энергетических объектов в ИЭС для временного периода с 0 по 5 год, описанный в предыдущем параграфе 4.1.2, производится уточнение данных на весь расчетный временной период, равный 15 годам. При каждом перерасчете схемы ИЭС при изменении данных, момент времени, в который произошли изменения, становится точкой отсчета для реализации мероприятий по развитию ИЭС (15 лет), таким образом из-за различных событий временной период для расчета может быть значительно увеличен (см. Рисунок 2.4). По сравнению с изначальной запланированной нагрузкой произошли следующие изменения: у потребителя № 4 уменьшилась тепловая нагрузка со 100 Гкал/ч до 80 Гкал/ч и электрическая нагрузка с 80 МВт до 55 МВт; у активного потребителя № 1 уменьшилась тепловая нагрузка со 130 Гкал/ч до 90 Гкал/ч и электрическая нагрузка с 100 МВт до 85 МВт; у активного потребителя № 2 уменьшилась тепловая нагрузка со 100 Гкал/ч до 70 Гкал/ч и электрическая нагрузка с 70 МВт до 50 МВт; у активного потребителя № 3 уменьшилась тепловая нагрузка с 70 Гкал/ч до 65 Гкал/ч.

В связи с произошедшими изменениями проводится повторный перерасчет схемы ИЭС на весь период реализации (временной период сдвигается на 5 лет и таким образом расчетный период составляет 20 год) со скорректированными данными и с учетом тех энергетических объектов, которые уже были построены в

первые 5 лет. Полученная новая схема ИЭС и результаты расчета представлены на Рисунке 4.3. Суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 42,89 млрд. руб. Как видно из результатов полученного расчета, схема ИЭС существенно не изменилась, но произошли следующие основные изменения: уменьшилась мощность котельной № 2 с 400 Гкал/ч до 200 Гкал/ч; у активного потребителя № 1 отменено запланированное строительство фотоэлектрической установки мощностью 60 МВт; задействована тепловая магистраль № 6; у тепловой магистрали № 23 уменьшен запланированный диаметр трубопровода с 359 мм до 259 мм и ряд других изменений связанных с участками сетей.

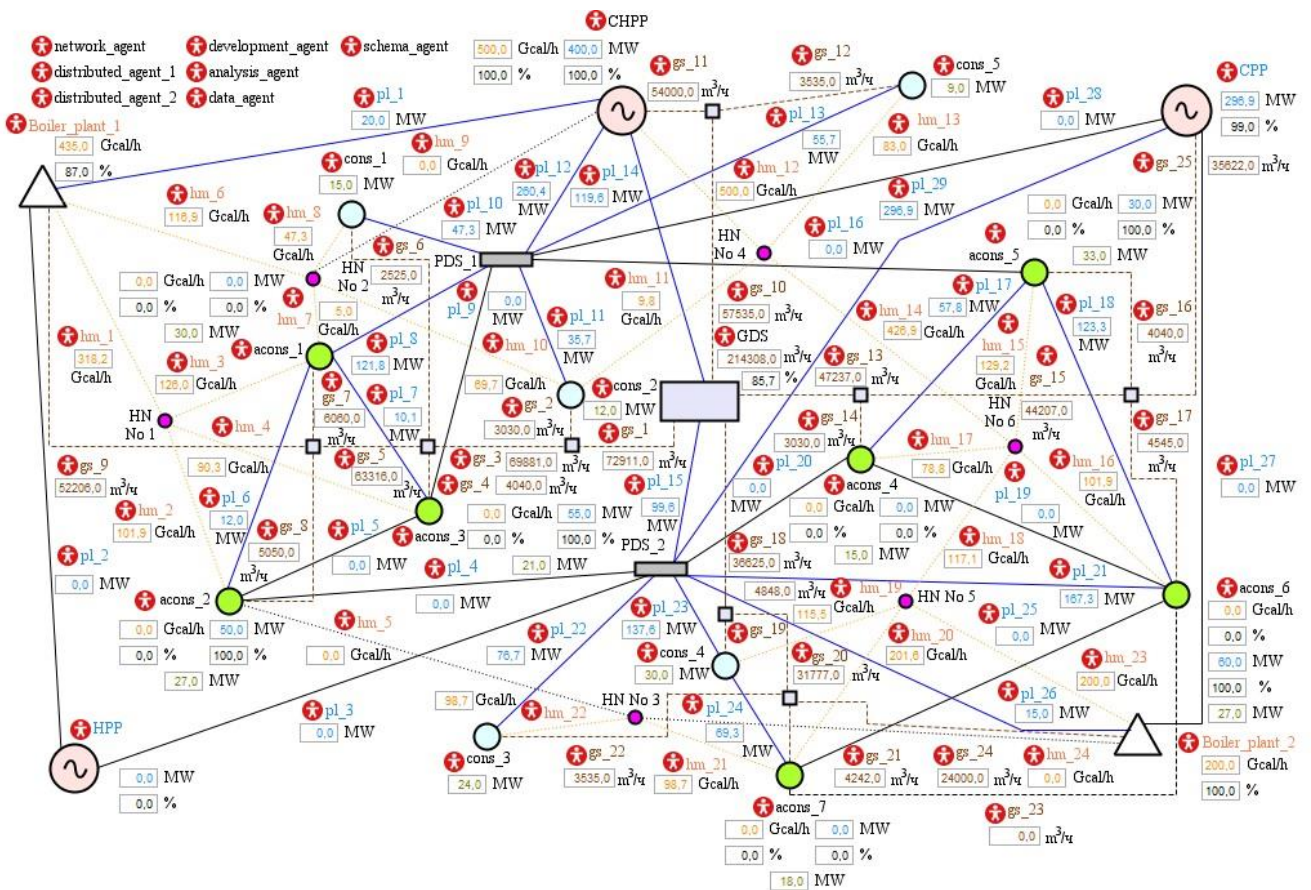


Рисунок 4.3 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы с учетом произошедших изменений до 20 года

Таким образом в результате расчета получилась скорректированная схема ИЭС за счет произошедших изменений в виде изменения конечных нагрузок у

потребителей. Соответственно, дальнейшее развитие схемы ИЭС будет проводиться в соответствии с новым полученным решением.

4.1.4 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 5 по 10 год

Согласно разработанной методики, для второго временного периода с 5 по 10 год формируется расчетная схема ИЭС, исходя из перечня энергетических объектов, которые были определены при уточненном расчете схемы ИЭС на установленный период 15 лет в параграфе 4.1.3 и с учетом тех энергетических объектов, которые уже построены ранее. Помимо уже введенных ранее нагрузок (Потребитель № 1; Потребитель № 4; Активный потребитель № 1; Активный потребитель № 2; Активный потребитель № 4), планируется ввести дополнительно следующие объекты, данные по которым приведены в приложении А: Потребитель № 2; Потребитель № 3; Активный потребитель № 3.

В соответствии с разработанной методикой выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС найдено компромиссное решение, в соответствии с которым сформированы и реализованы необходимые меры по строительству сетевого и генерирующего оборудования, суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 32,748 млрд. руб.

Наглядное представление полученного решения отображено на Рисунке 4.4. В рамках заданных ограничений на финансовые вложения осуществлен выбор наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии с учетом зон эффективной работы генерирующего оборудования для расчетного временного периода с 5 по 10 год.

Таким образом, на полученной схеме можно видеть, что выработка электрической и тепловой энергии осуществлялась на ТЭЦ, КЭС и котельных № 1 и № 2, входящих в централизованную систему, а также использовались распределенные источники энергии в виде фотоэлектрических систем для

выработки электрической энергии, установленные у активных потребителей. Для передачи необходимого количества электрической и тепловой энергии потребителям соответственно задействованы ЛЭП и ТМ, выбранные из сформированного на конечный период состава энергетического оборудования (см. параграф 4.1.3). Для обеспечения холодоснабжения у потребителей устанавливаются чиллерные установки. Для доставки газа предполагаются соответствующие ГМ.

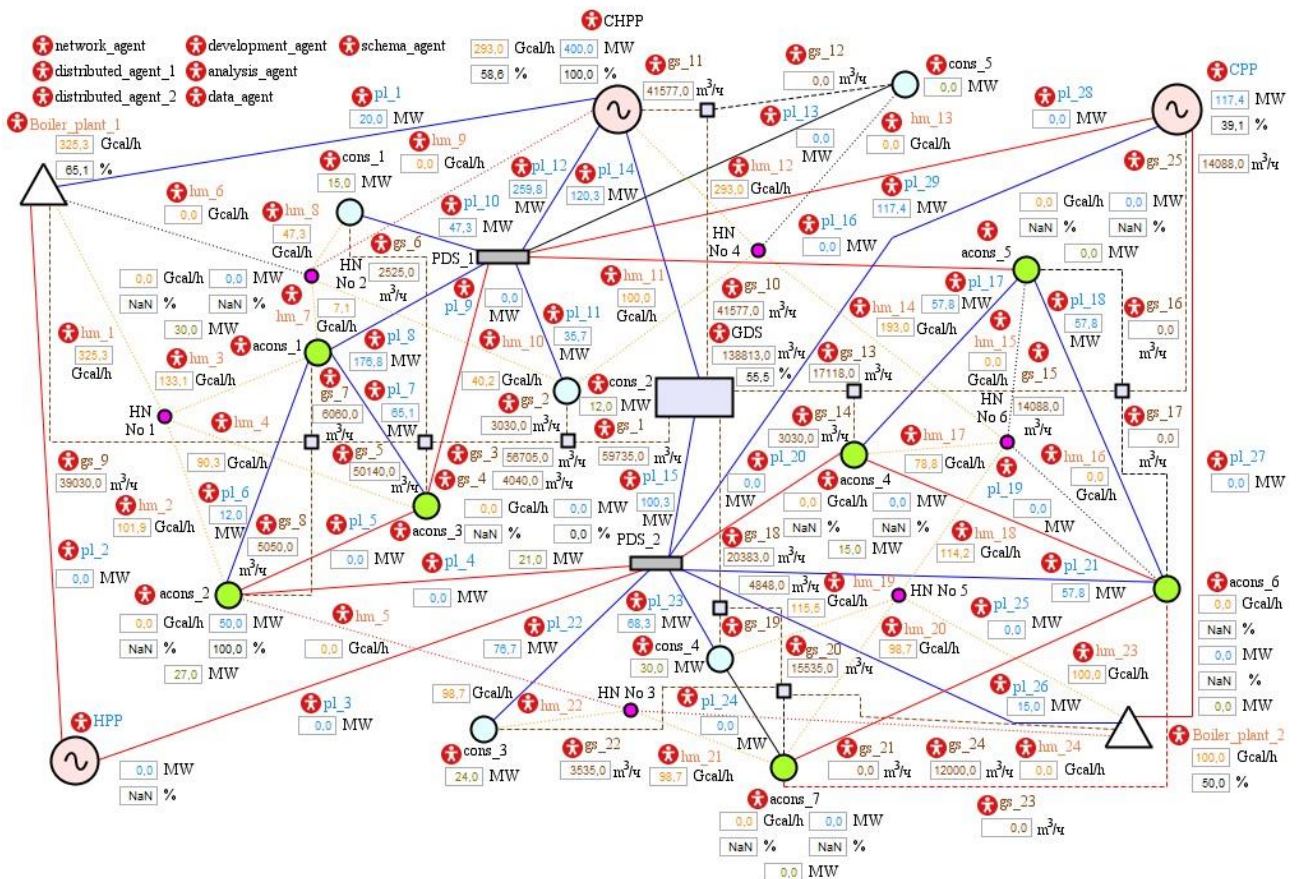


Рисунок 4.4 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 5 по 10 год

4.1.5 Перерасчет схемы интегрированной энергетической системы из-за незапланированного события № 1

При реализации мероприятий по строительству энергетических объектов для временного периода с 5 по 10 год происходит незапланированное событие № 1 в

момент времени 6,5 лет, которое выражается в виде ландшафтных изменений из-за природоохранных условий, в результате чего строительство ТМ № 11 больше невозможно. В связи с произошедшими изменениями проводится перерасчет всей схемы ИЭС на весь расчетный временной период (в общем временном отрезке расчетный период составляет 21,5 год), со скорректированными данными и с учетом тех энергетических объектов, которые уже были построены ранее. Полученная новая схема ИЭС и результаты расчета представлены на Рисунке 4.5, ТМ № 11 выделена красным цветом, поскольку ее строительство невозможно.

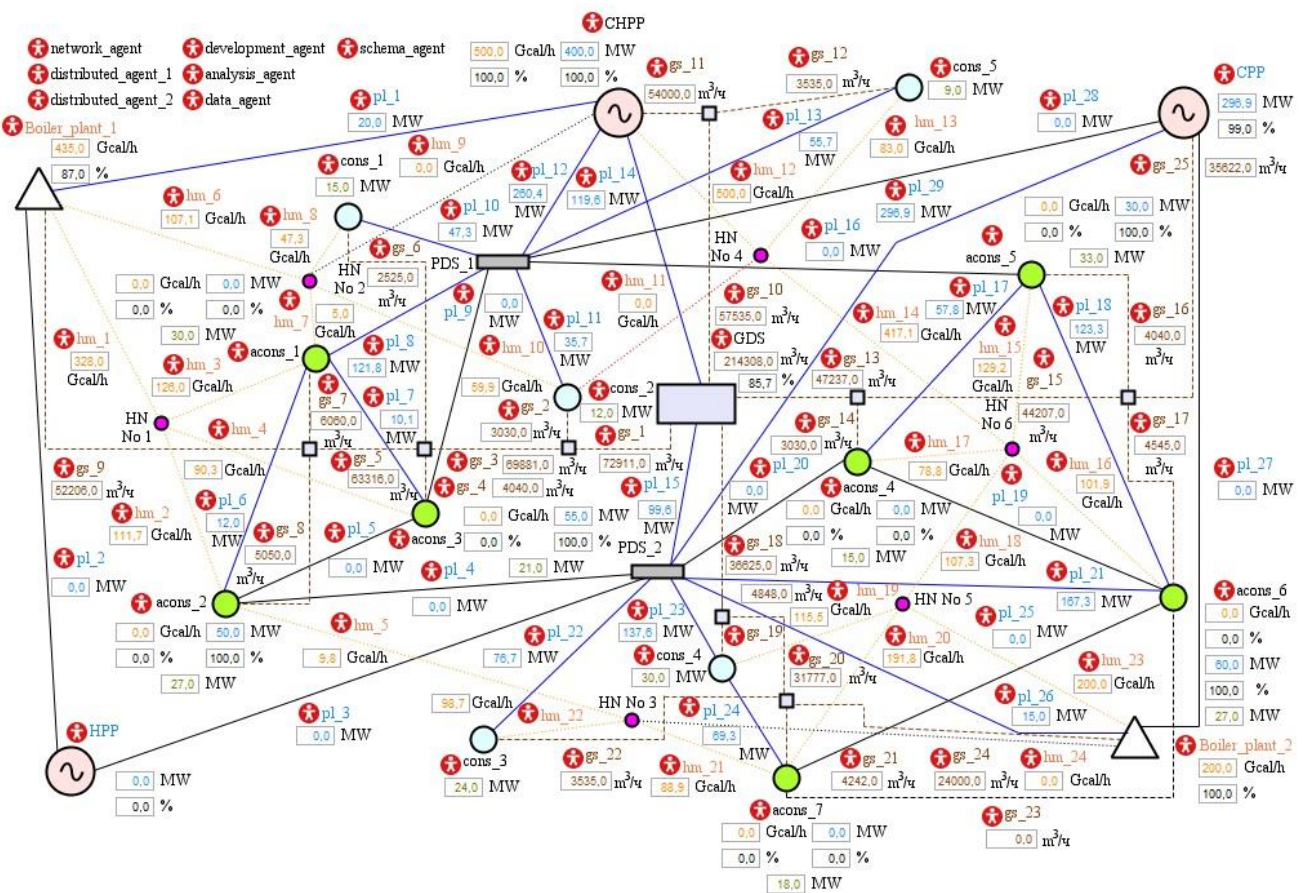


Рисунок 4.5 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы на весь период развития с учетом незапланированного события № 1

Как видно из результатов полученного расчета, существенно схема ИЭС не изменилась по сравнению с предыдущем расчетом, таким образом можно сделать вывод, что незапланированное событие № 1 не привело к кардинальным изменениям в схеме ИЭС, удалось заменить ТМ № 11 другими участками сетей с

большим сечением трубопроводов, что в итоге позволило сохранить энергоснабжение потребителей в нужном объеме. Суммарные затраты на строительство объектов ИЭС составили 38,558 млрд. руб.

4.1.6 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 6,5 по 11,5 год

С учетом незапланированного события № 1 проводится расчет схемы ИЭС для временного периода с 6,5 по 11,5 год, исходя из перечня энергетических объектов, которые были определены при уточненном расчете схемы ИЭС на установленный период развития 15 лет в параграфе 4.1.5 и с учетом тех энергетических объектов, которые уже построены ранее. Наглядное представление полученного решения отображено на Рисунке 4.6.

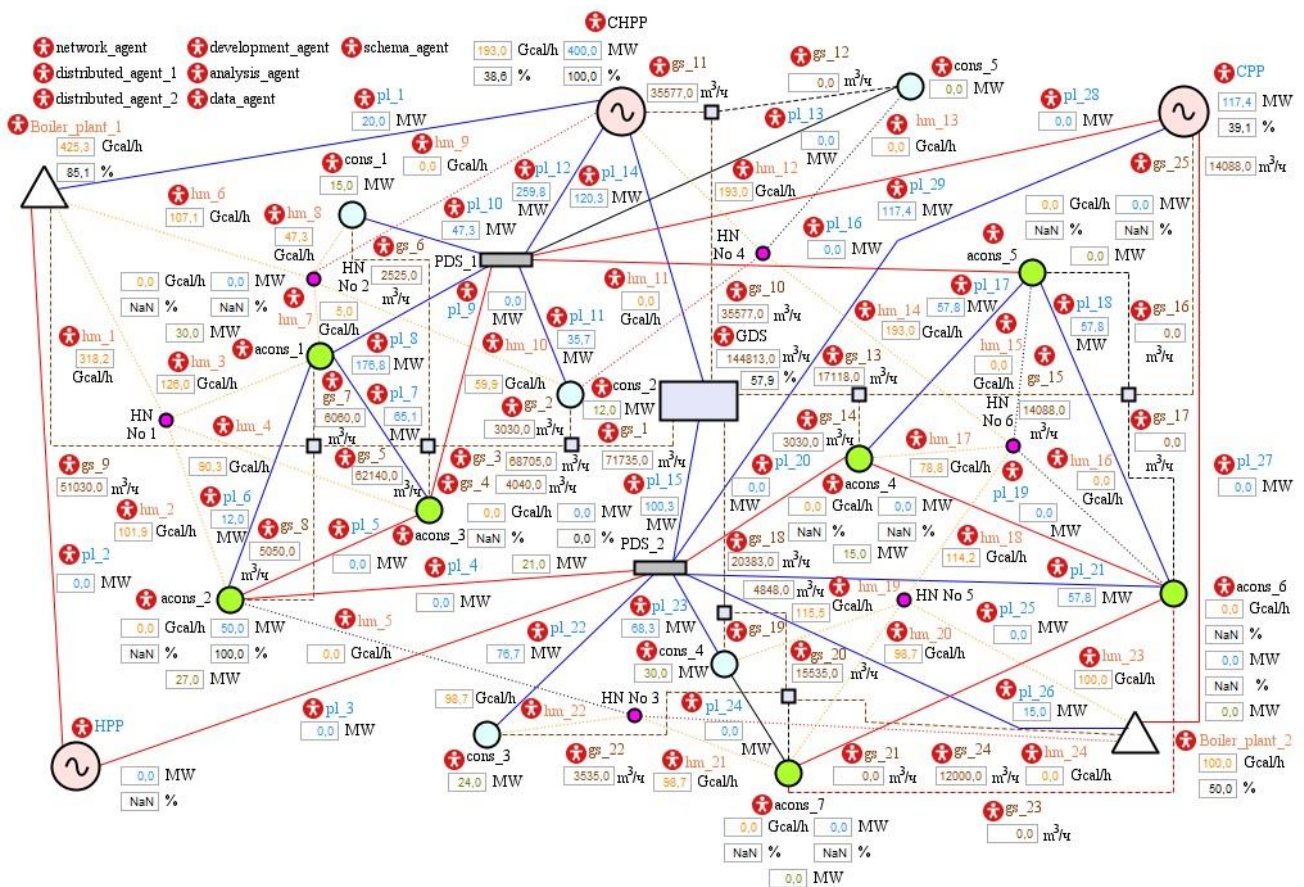


Рисунок 4.6 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 6,5 по 11,5 год

В результате взаимодействия агентов и подключенных вычислительных компонентов в соответствии с разработанной методикой в мультиагентной модели было найдено компромиссное решение, в соответствии с которым сформированы и реализованы необходимые меры по строительству сетевого и генерирующего оборудования, суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 22,784 млрд. руб.

В рамках заданных ограничений на финансовые вложения осуществлен выбор наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии с учетом зон эффективной работы генерирующего оборудования для данного временного периода с 6,5 по 11,5 год. Таким образом, из анализа данных сформированного решения можно видеть, что схема ИЭС осталась практически такой же, как и в параграфе 4.1.4, за исключением ТМ № 11, которую невозможно построить, и увеличением диаметра трубопроводов других участков сетей.

4.1.7 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 11,5 по 16,5 год

Согласно разработанной методике, для третьего временного периода с 11,5 по 16,5 год формируется расчетная схема ИЭС, исходя из перечня энергетических объектов, которые были получены при уточненном расчете схемы ИЭС на установленный период времени в параграфе 4.1.5 и с учетом тех энергетических объектов, которые уже построены ранее. Помимо уже введенных ранее нагрузок (Потребитель № 1; Потребитель № 4; Активный потребитель № 1; Активный потребитель № 2; Активный потребитель № 4; Потребитель № 2; Потребитель № 3; Активный потребитель № 3), планируется ввести дополнительно следующие объекты, данные по которым приведены в приложении А: Потребитель № 5; Активный потребитель № 5.

В соответствии с разработанной методикой выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС найдено компромиссное решение, в соответствии с

которым сформированы и реализованы необходимые меры по строительству сетевого и генерирующего оборудования, суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 5,217 млрд. руб. Наглядное представление полученного решения отображено на Рисунке 4.7.

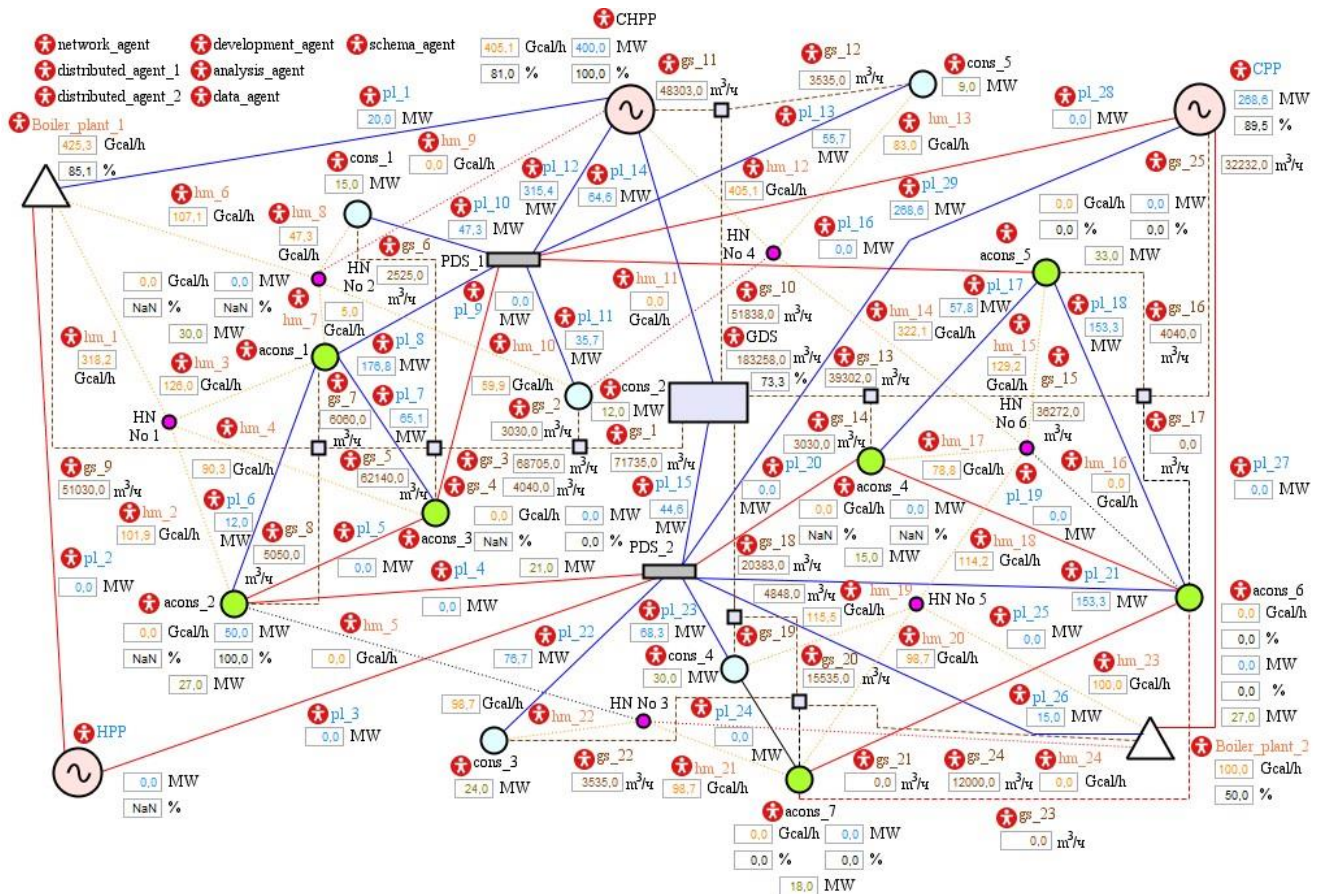


Рисунок 4.7 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 11,5 по 16,5 год

В рамках заданных ограничений на финансовые вложения осуществлен выбор наиболее экономичных и экологически чистых источников энергии с учетом зон эффективной работы генерирующего оборудования для данного временного периода с 11,5 по 16,5 год. Таким образом, на полученной схеме можно видеть, что выработка электрической и тепловой энергии осуществлялась на ТЭЦ, КЭС, котельных № 1 и № 2, входящих в централизованную систему, также использовались распределенные источники энергии в виде фотоэлектрических систем для выработки электрической энергии, установленные у активного

потребителя № 2. Для передачи необходимого количества электрической и тепловой энергии потребителям соответственно задействованы ЛЭП и ТМ, выбранные из сформированного на конечный период состава энергетического оборудования (см. параграф 4.1.5). Для обеспечения холодоснабжения у потребителей устанавливаются чиллерные установки. Для доставки газа предполагаются соответствующие ГМ.

4.1.8 Расчет тестовой схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 16,5 по 21,5 год

Исходя из перечня энергетических объектов, которые были получены при уточненном расчете схемы ИЭС на установленный период времени в параграфе 4.1.5 и с учетом тех энергетических объектов, которые уже построены ранее, для третьего временного периода с 16,5 по 21,5 год формируется расчетная схема ИЭС. Помимо уже введенных ранее нагрузок (Потребитель № 1; Потребитель № 4; Активный потребитель № 1; Активный потребитель № 2; Активный потребитель № 4; Потребитель № 2; Потребитель № 3; Активный потребитель № 3; Потребитель № 5; Активный потребитель № 5), планируется ввести дополнительно следующие объекты, данные по которым приведены в приложении А: Активный потребитель № 6; Активный потребитель № 7.

Суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС составили 10,557 млрд. руб. Наглядное представление полученного решения отображено на Рисунке 4.8. Строительство новых централизованных источников энергии не проводилось в данном временном периоде, осуществлено строительство фотоэлектрических систем для выработки электрической энергии у активных потребителей № 3, 5, 6. Также для передачи необходимого количества электрической и тепловой энергии потребителям соответственно задействованы ЛЭП и ТМ, выбранные из сформированного на конечный период состава энергетического оборудования (см. параграф 4.1.5). Для обеспечения

холодоснабжения у потребителей устанавливаются чиллерные установки. Для доставки газа предполагаются соответствующие ГМ.

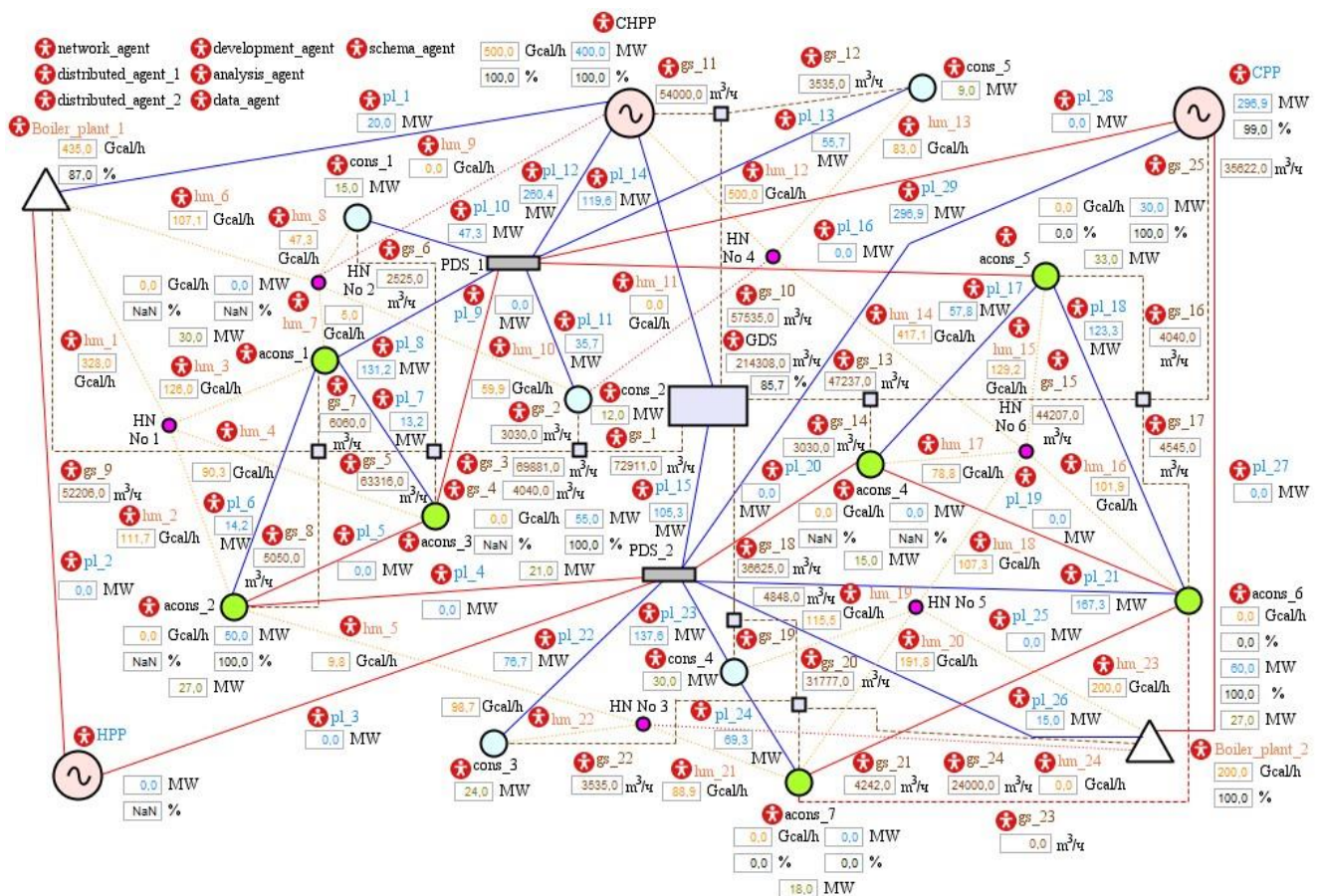


Рисунок 4.8 – Результат расчета схемы интегрированной энергетической системы для временного периода с 16,5 по 21,5 год

4.1.9 Комплексный анализ результатов полученного решения развития тестовой схемы интегрированной энергетической системы

В соответствии с предложенной методикой выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период с использованием мультиагентного подхода получено решение по развитию тестовой схемы ИЭС. Итоговые результаты проведенных расчетов представлены соответственно на Рисунке 4.9 и Рисунке 4.10. Фактическое время расчета, зафиксированное в программной среде AnyLogic, на современном ПК с процессором Intel(R) Core(TM) i7-8700 и

оперативной памятью 16 ГБ в среднем составило около 0,5 секунд для решателя Ipsolve и около 1 секунды для решателя BARON. Время расчета для расчетного временного периода 15 лет составило около 5 секунд.

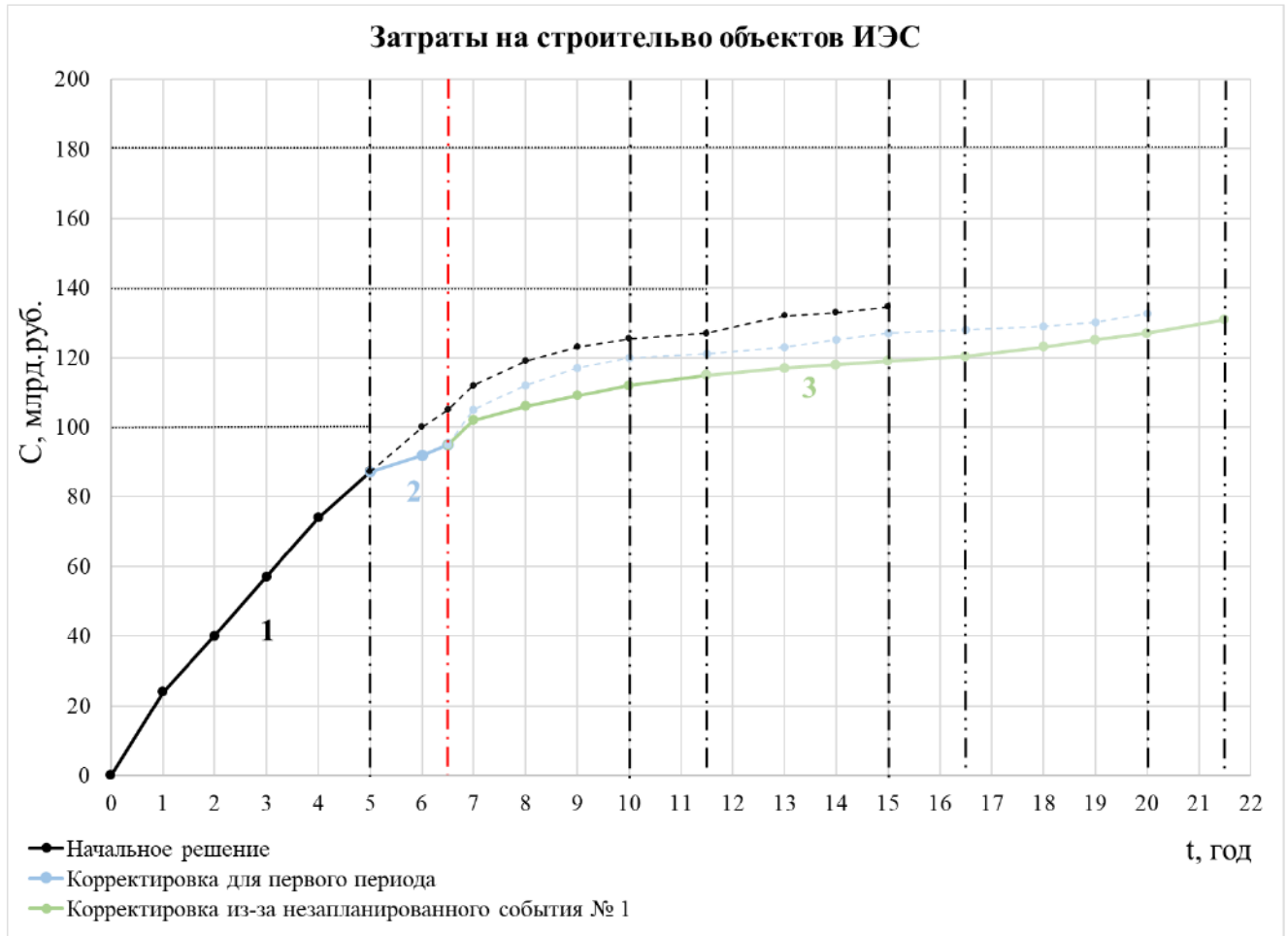


Рисунок 4.9 – Затраты на строительство объектов интегрированной энергетической системы на период развития с 0 по 21,5 год

На Рисунке 4.9 приведены затраты на строительство энергетических объектов ИЭС для рассматриваемого периода времени. На основании полученного начального решения для всего периода времени (на Рисунке 4.9 выделено черным цветом), для временного периода с 0 по 5 год было построено основное генерирующее и сетевое оборудование (1) в соответствии с требованиями по нагрузке (Рисунок 4.10). Суммарные затраты на строительство энергетических

объектов составили 87,253 млрд. руб., что удовлетворяет ограничению на финансовые вложения для этого периода времени в размере 100 млрд. руб.

После строительства энергетических объектов ИЭС для временного периода с 0 по 5 год проведена актуализация данных и выполнен новый расчет на весь период времени (расчетный период составляет 20 год) с учетом уже построенного генерирующего и сетевого оборудования (на Рисунке 4.9 выделено голубым цветом). На основании нового полученного решения для временного периода с 5 по 10 год осуществлено строительство энергетических объектов ИЭС (2) до незапланированного события № 1.

Суммарные затраты на строительство энергетических объектов для временного периода с 5 по 10 год составляли 32,748 млрд. руб., что соответствовало ограничению на финансовые вложения для этого периода времени в размере 40 млрд. руб. Но из-за незапланированного события № 1 пришлось выполнить дополнительный расчет на весь период времени (расчетный период составляет 21,5 год) и пересчитать суммарные затраты на строительство энергетических объектов ИЭС (на Рисунке 4.9 выделено зеленым цветом). Таким образом в соответствии с новым решением (3) с учетом незапланированного события № 1 суммарные затраты на строительство энергетических объектов составили 38,558 млрд. руб. Из этих найденных решений видно, что для временного периода с 6,5 по 11,5 год потребовалось строительство нового генерирующего оборудования (КЭС и котельной № 2), поскольку запаса мощности, который был введен в эксплуатацию во временной период с 0 по 6,5 год уже не хватало (Рисунок 4.10), а также были построены требуемые участки сети для новых потребителей и новых источников энергии. Суммарные затраты на строительство и энергоснабжение объектов ИЭС для временного периода с 6,5 по 11,5 год составили 22,784 млрд. руб.

После строительства энергетических объектов ИЭС для временного периода с 6,5 по 11,5 год выполнен расчет с учетом уже построенного генерирующего и сетевого оборудования (на Рисунке 4.9 выделено зеленым цветом).

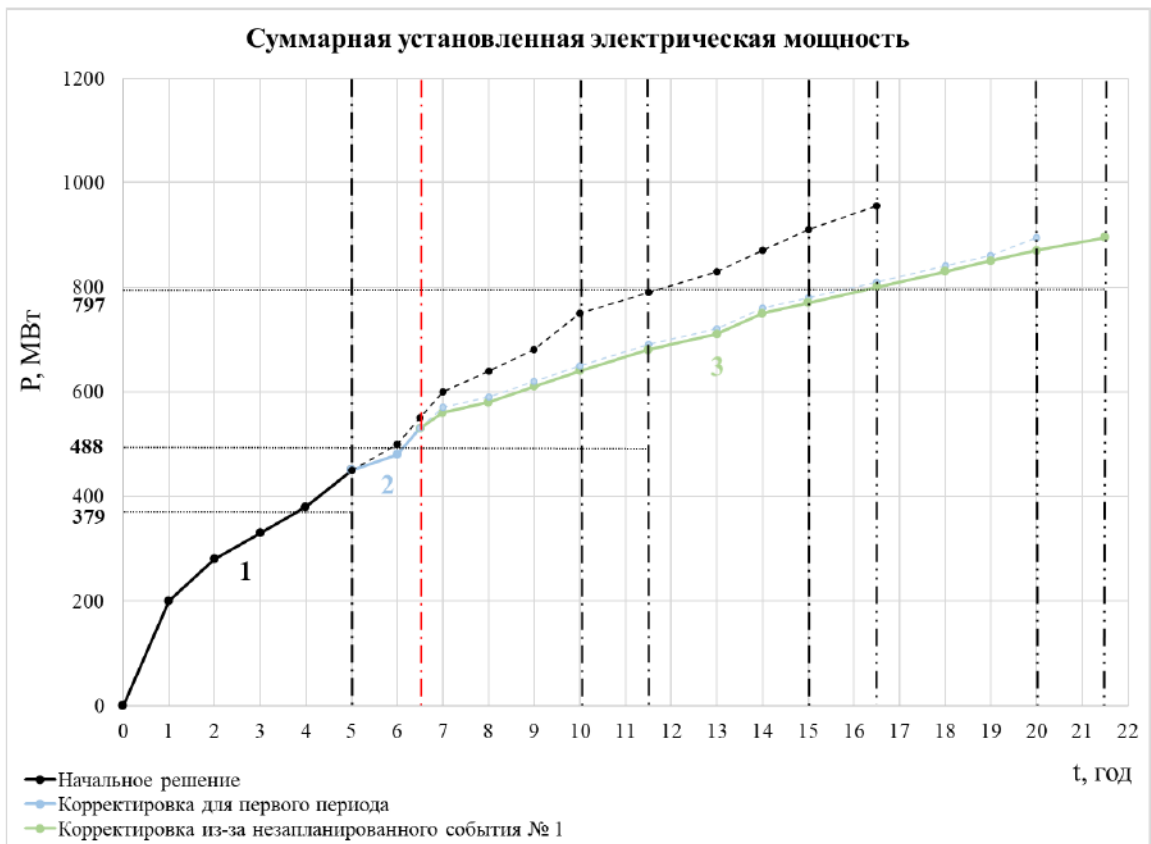
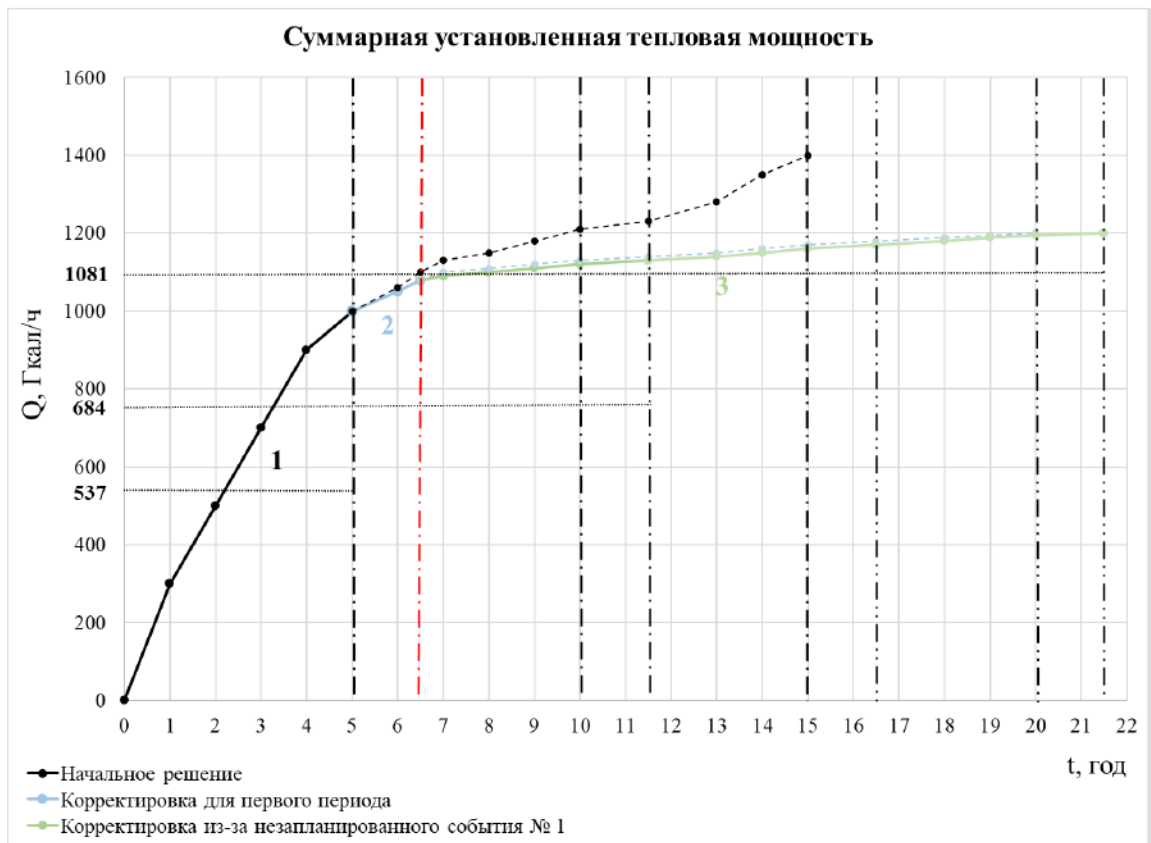


Рисунок 4.10 – Суммарная установленная мощность на период развития с 0 по 21,5 год: а) тепловая; б) электрическая

На основании полученного решения для временного периода с 11,5 по 16,5 год осуществлено строительство энергетических объектов ИЭС. Суммарные затраты на строительство энергетических объектов составили 5,217 млрд. руб., что удовлетворяет ограничению на финансовые вложения для этого периода времени в размере 40 млрд. руб. Для третьего временного периода с 16,5 по 21,5 год, в соответствии с проведенными расчетами построены новые источники энергии у активных потребителей № 3, 5, 6 и соответствующие участки сетей для подключения активных потребителей № 6 и № 7 к централизованной системе. Суммарные затраты на строительство энергетических объектов составили 10,557 млрд. руб. Итоговые суммарные затраты для реализации схемы ИЭС для расчетного периода времени 21,5 год с учетом различных событий составили 130,811 млрд. руб.

Проведенные вычислительные эксперименты показали возможность применения разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии в ИЭС на долгосрочный период. В результате выполненных экспериментов на разработанной мультиагентной модели ИЭС удалось сформировать оптимальную схему ИЭС для энергоснабжения потребителей с учетом системных условий и ограничений, обеспечив рациональное распределение нагрузки между централизованными и распределенными источниками энергии.

4.2 Расчет интегрированной схемы энергоснабжения микрорайона

Академгородок г. Иркутска

4.2.1 Общее описание схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок

г. Иркутска

Исследования выполнялись для реальной системы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска представленной на Рисунке 4.11. За основу взяты функционирующие в настоящее время схемы электро- и

теплоснабжения, но в то же время для рассмотрения одного из возможных вариантов их развития добавлены активные потребители со своими электрическими и тепловыми источниками энергии. Связь между тепловой и электрической системами осуществляется через электрические бойлеры, установленные у активных потребителей, что позволяет при необходимости преобразовывать электрическую энергию в тепловую для покрытия дефицита мощности.

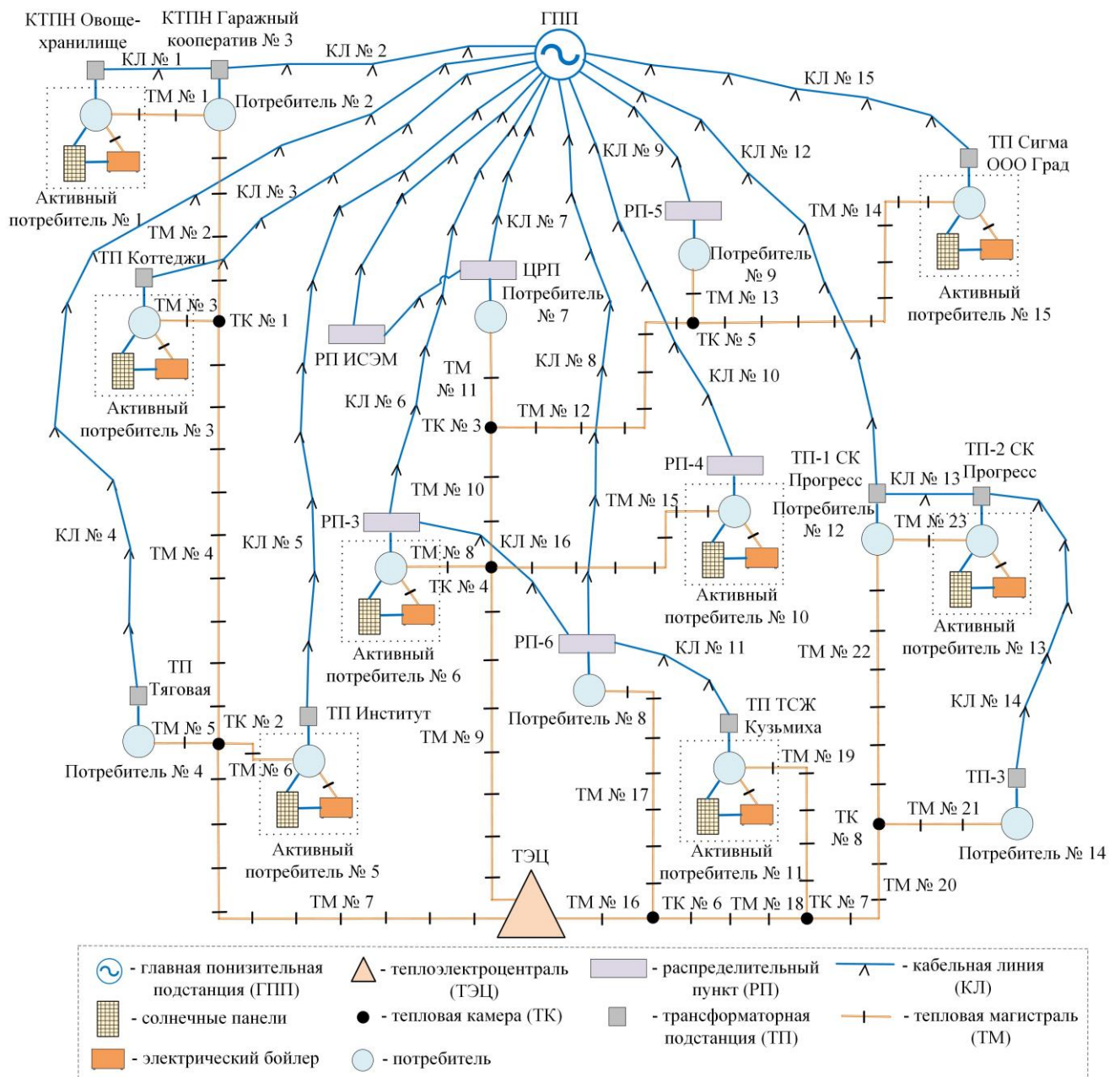


Рисунок 4.11 – Интегрированная схема энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутск

Представленная схема включает в себя следующие объекты: 7 обычных потребителей; 8 активных потребителей; 8 электрических бойлеров для выработки тепловой энергии; 8 фотоэлектрических систем для выработки электрической энергии; 16 кабельных линий; 23 тепловые магистрали; по одному источнику централизованной электрической и тепловой энергии, каждый из которых имеет 4 зоны эффективной работы генерирующего оборудования. Исходные данные приведены в приложении В (см. Таблица 7.1 – Таблица 7.5).

Таким образом, для данной схемы энергоснабжения применялась разработанная методика выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС. Поскольку централизованное энергоснабжение потребителей осуществляется от двух источников энергии и для данной схемы нет возможности осуществлять выбор этих источников как это было в предыдущем тестовом примере в параграфе 4.1, поэтому в этом примере будет осуществляться выбор только распределенных источников энергии, которые расположены у активных потребителей, а для централизованной системы будет учитываться режим работы генерирующего оборудования. В процессе поиска решения осуществляется согласование работы распределенных источников энергии с централизованными источниками за счет введения системных условий и ограничений путем перераспределения энергии между этими источниками энергии [101].

На Рисунке 4.12 отображен график по суммарной вырабатываемой мощности в г. Иркутске на централизованных источниках электрической энергии, для тепловых источников энергии ситуация аналогичная. Области выработки энергии от P_{\min} до P_1 и от P_2 до $P_{\text{уст}}$ зафиксированы и в данном исследовании они не будут участвовать. Рассматриваться будет только область от P_1 до P_2 , которая соответствует вырабатываемой мощности для микрорайона Академгородок г. Иркутска. Регулирование мощности будет осуществляться за счет наличия источников энергии у активных потребителей.

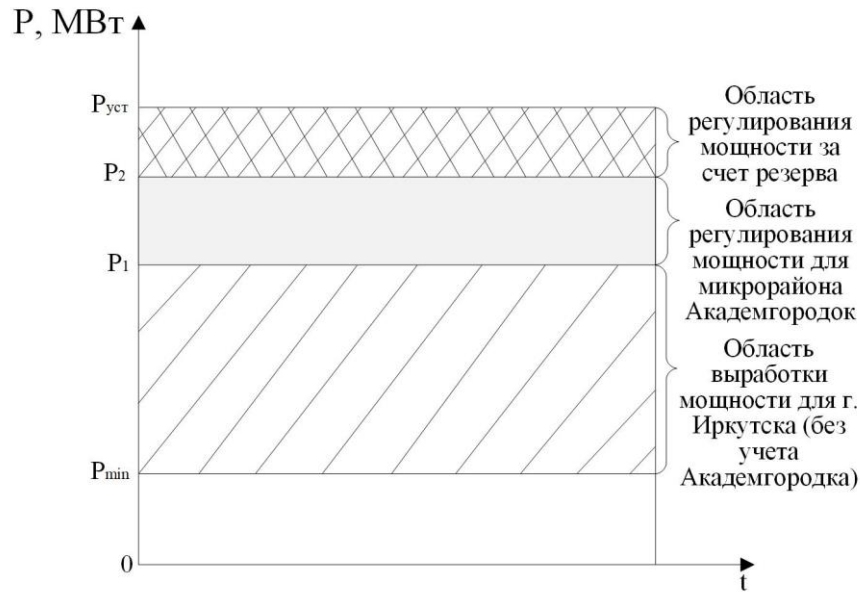


Рисунок 4.12 - Суммарная вырабатываемая мощность в г. Иркутске на централизованных источниках энергии

Исследования позволили дифференцировать режимы работы централизованной системы от P_1 до P_2 (см. Рисунок 4.12) на четыре различные зоны по эффективности ее функционирования для данного микрорайона (Рисунок 4.13), а, следовательно, по уровню цен на энергию.

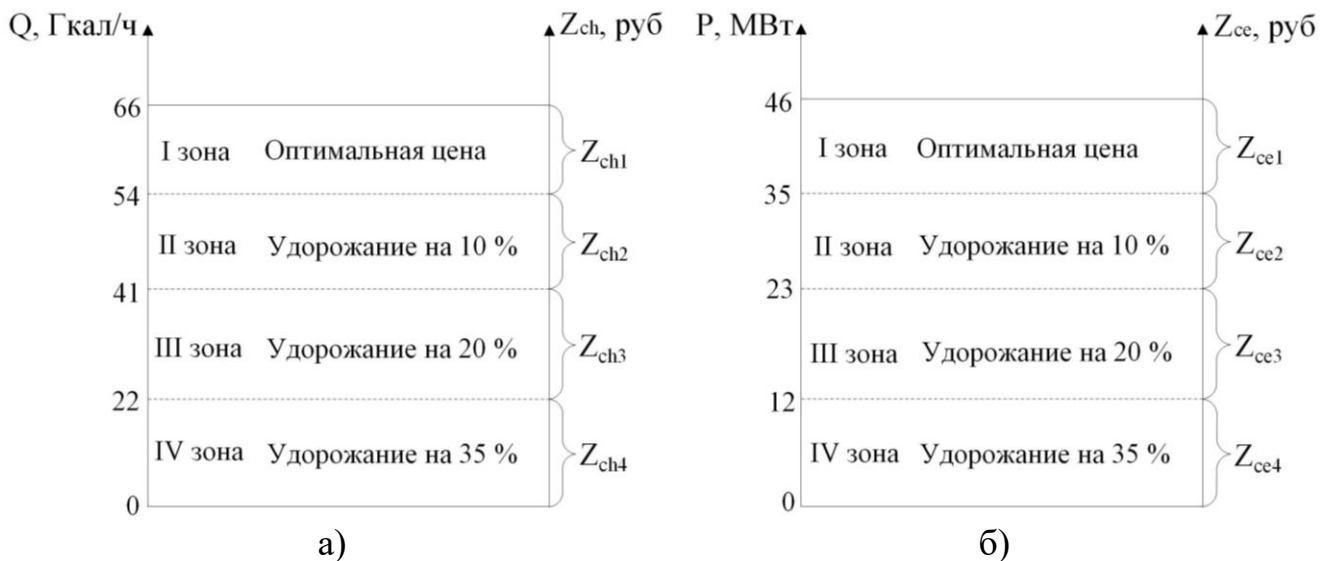


Рисунок 4.13 - Дифференцирование режимов работы централизованной электрической (а) и тепловой (б) системы по эффективности их функционирования

4.2.2 Расчет энергоснабжения без учета ограничений на минимальную поставку от централизованных энергоисточников

Результаты проведенных расчетов этой схемы энергоснабжения без учета системных ограничений на минимальное количество энергии, поставляемой от централизованных источников, отражены на Рисунке 4.14. Результаты расчета приведены в приложении Г (см. Таблица 8.1 – Таблица 8.5). На основании этих расчетов выбраны распределенные источники энергии у активных потребителей.

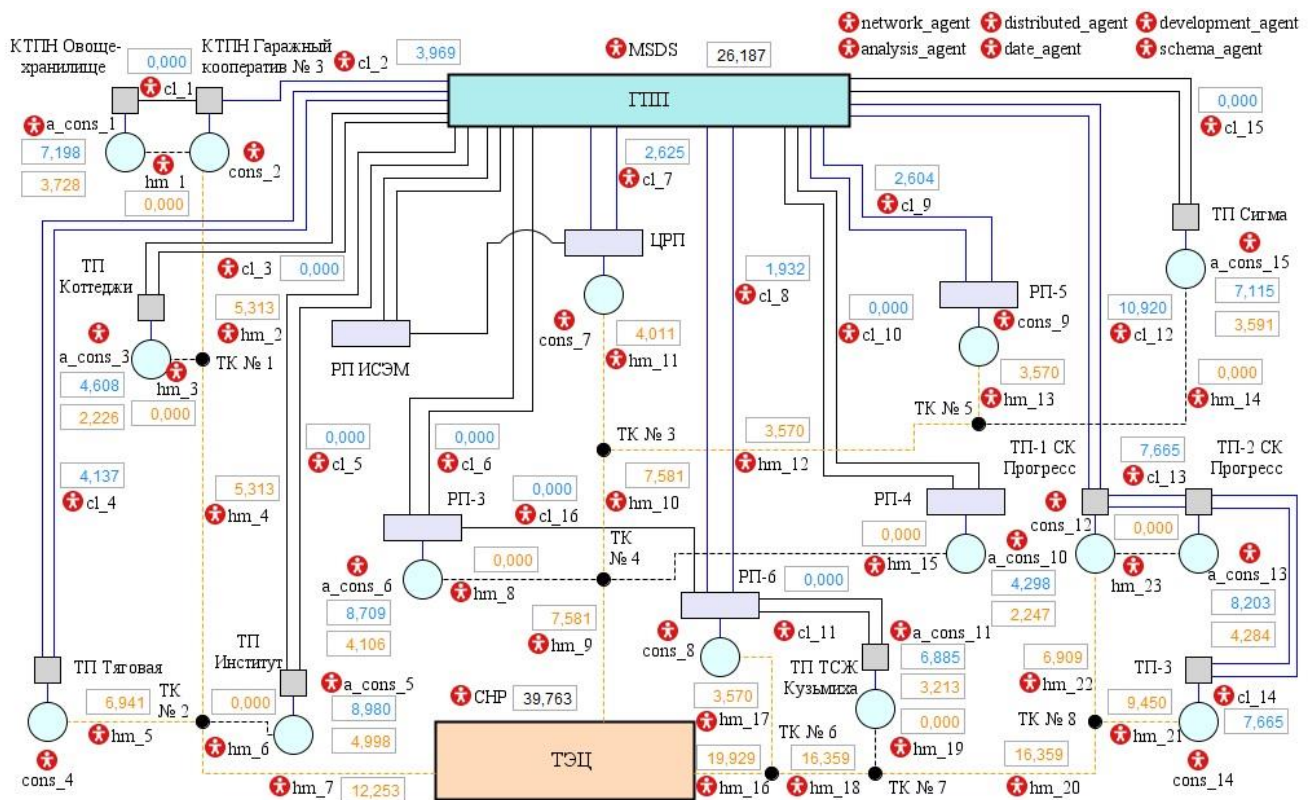


Рисунок 4.14 - Результаты расчета энергоснабжения без учета ограничений на централизованную генерацию

Анализ данных расчета показывает, что активные потребители весь свой спрос на энергию обеспечили от установленных у них собственных источников энергии. Это объясняется тем, что сложившаяся стоимость энергоснабжения от распределенных источников генерации энергии оказалась ниже, чем от централизованных источников энергии. Это привело к тому, что энергосистема

была вынуждена работать в неэффективном режиме с повышенными экономическими затратами на генерацию энергии централизованными источниками. В результате потребители, не имеющие собственных источников энергии, получили энергию от централизованных источников с более высоким уровнем тарифа. Повышение тарифа происходит за счет увеличения эксплуатационных затрат и затрат на техническое обслуживание генерирующего оборудования. В рамках данного исследования была определена нижняя граница потребляемой мощности централизованных источников, обеспечивающая окупаемость системы. В соответствии с установленным тарифом для электрической системы она определена на уровне 35 МВт, а для тепловой системы – 54 Гкал/ч., который формируется исходя из четырех зон эффективности работы генерирующего оборудования.

Дифференцированные уровни затрат на тепло- и электроснабжение каждого потребителя, получаемые по расчетам, приведены в виде диаграмм, на Рисунке 4.15 и 4.16.



Рисунок 4.15 - Затраты на теплоснабжение потребителей без учета ограничений на централизованную генерацию



Рисунок 4.16 - Затраты на электроснабжение потребителей без учета ограничений на централизованную генерацию

Полученное в результате расчета ИЭС решение соответствует распределению нагрузки между централизованными и распределенными источниками, при которых теплоснабжающая система работает в третьей зоне эффективности. Для этой зоны цена на поставляемую тепловую энергию от централизованных источников увеличивается в 1,2 раза, при этом суммарные затраты на теплоснабжение составят 2,267 млн. руб. Электроэнергетическая система будет работать во второй зоне эффективности, для которой стоимость на электрическую энергию от централизованных источников увеличится в 1,1 раза, а суммарные затраты на электроснабжение составят 2,21 млн. руб.

На основании выполненных расчетов была определена структура поставки энергии от источников централизованной и распределенной генерации для каждого подключенного потребителя. Наглядно в виде диаграммы она представлена на Рисунке 4.17 и Рисунке 4.18 соответственно для теплоснабжающей и электроэнергетической систем.

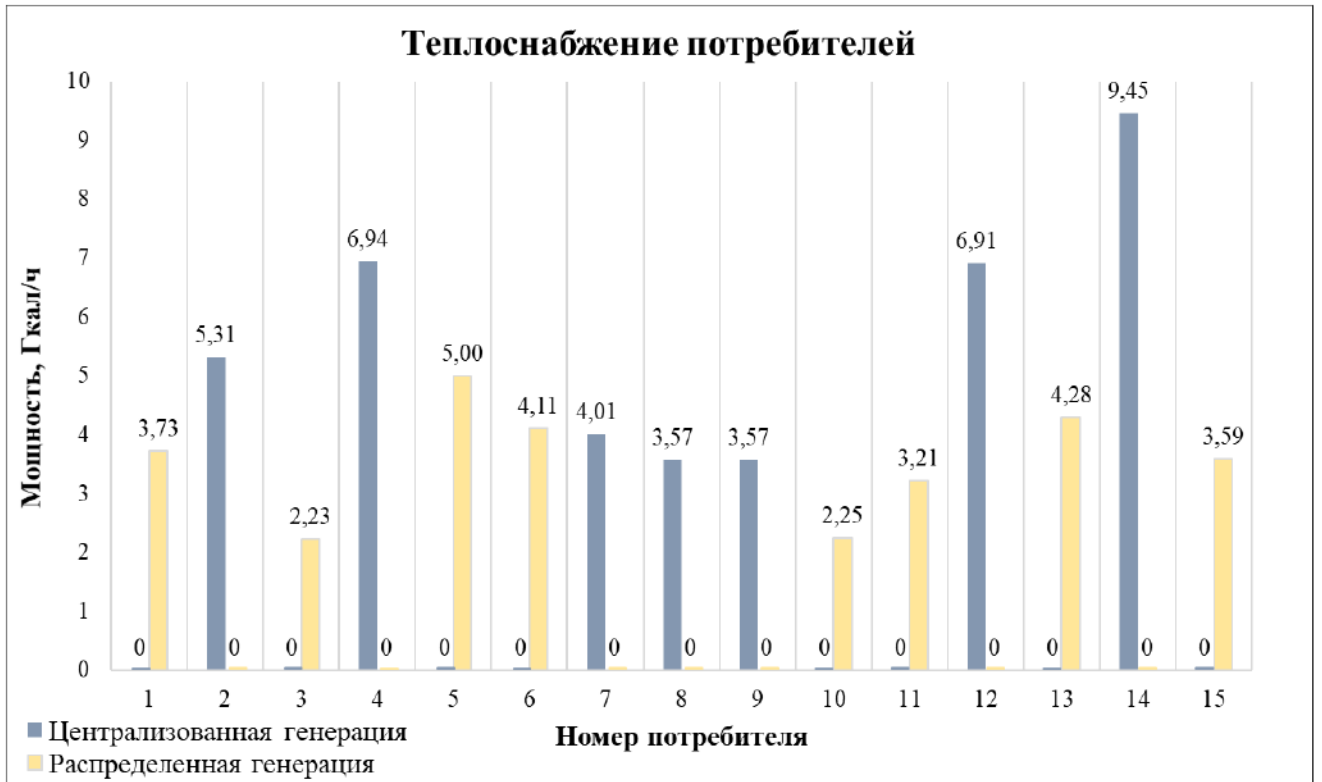


Рисунок 4.17 - Теплоснабжение потребителей без учета ограничений на централизованную генерацию

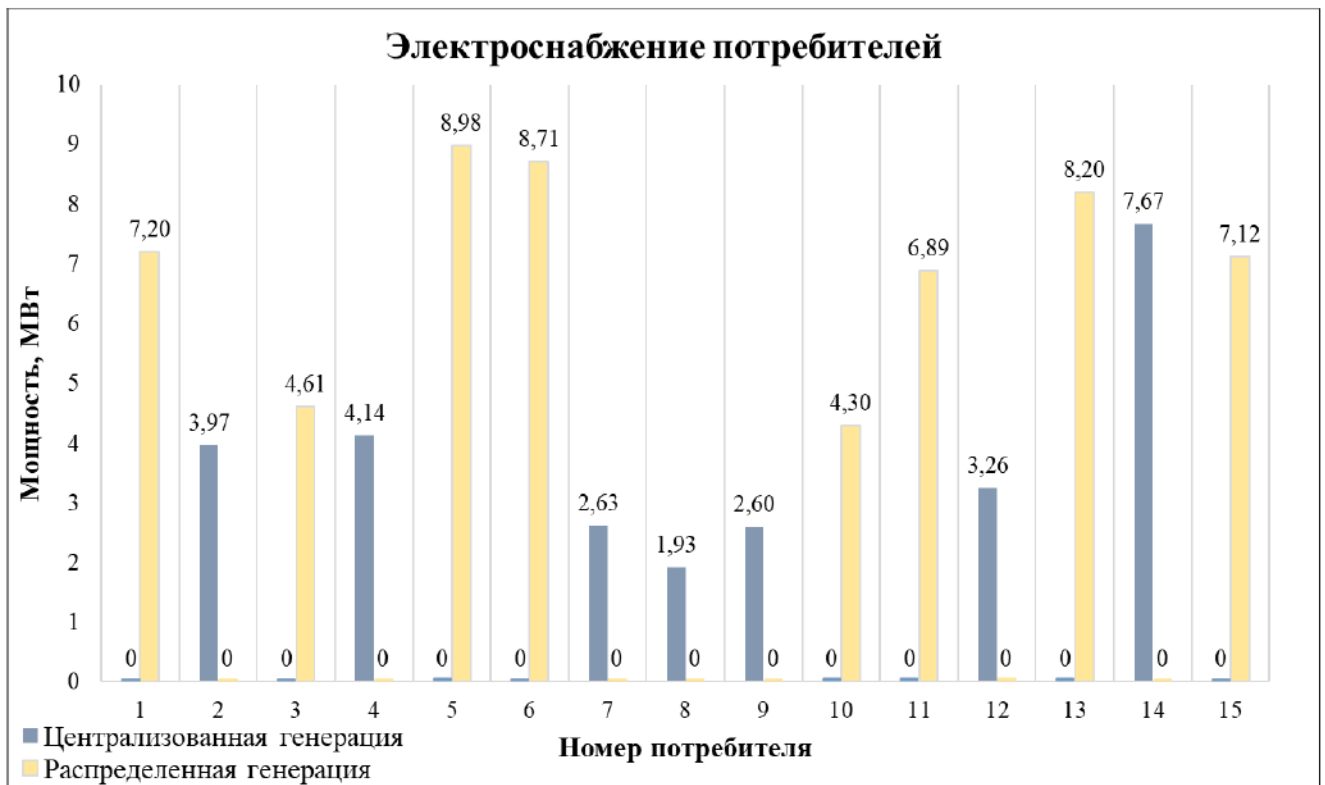


Рисунок 4.18 - Электроснабжение потребителей без учета ограничений на централизованную генерацию

4.2.3 Расчет энергоснабжения с учетом системных ограничений на минимальную поставку от централизованных энергоисточников

Результаты расчета исходной схемы энергоснабжения с учетом системных ограничений на минимальное количество энергии, производимой централизованными источниками энергии, представлены на Рисунке 4.19.

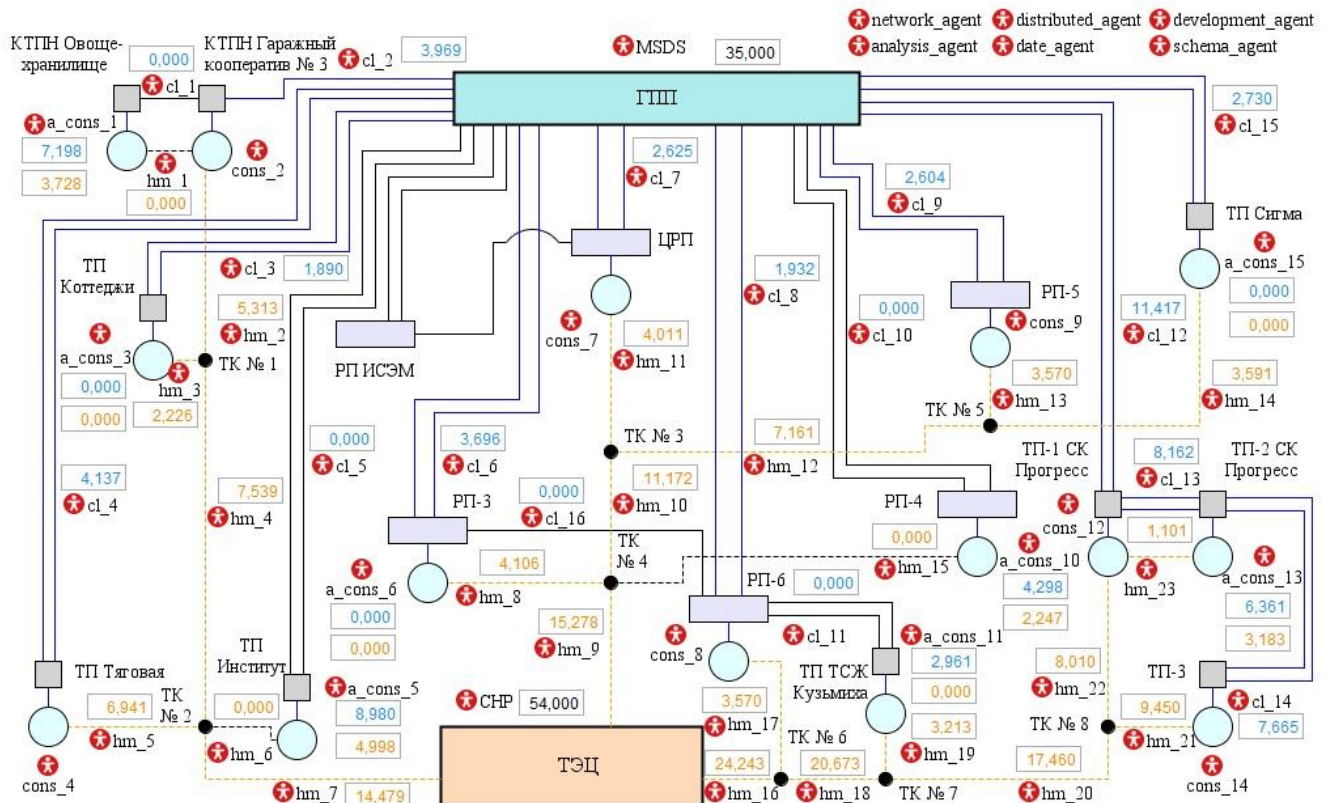


Рисунок 4.19 - Расчет энергоснабжения с учетом ограничений на централизованную генерацию

Они иллюстрируют результаты, которые по сравнению с предыдущими расчетами, когда отсутствовали системные ограничения на минимальное производство энергии в энергосистеме, привели к перераспределению мощности между централизованными и распределенными источниками из-за введения системных ограничений. Мощность централизованных источников составила 35 МВт и 54 Гкал/ч, соответственно в системе электроснабжения и теплоснабжения. При этих ее величинах не происходит удорожания стоимости поставки

централизованной энергии потребителям в отличие от ранее описанного эксперимента. Поставки энергии потребителям из централизованных систем осуществляются по минимальному тарифу.

Полученные по результатам расчета затраты на энергоснабжение тепловой и электрической энергии, которые несет система, дифференцируются по каждому потребителю приведены на Рисунке 4.20 и 4.21. В связи с тем, что теплоснабжающая и электроэнергетическая системы работают в эффективном для них режиме работы, то и стоимость энергоснабжения обычных потребителей будет минимальной, что отражается на графиках (см. Рисунок 4.20 и 4.21). Суммарные затраты в этом случае составят на теплоснабжение – 2,063 млн. руб., а на электроснабжение – 1,726 млн. руб., что меньше, чем полученные в расчетах без учета системных ограничений.



Рисунок 4.20 - Затраты на теплоснабжение потребителей с учетом ограничений на централизованную генерацию



Рисунок 4.21 - Затраты на электроснабжение потребителей с учетом ограничений на централизованную генерацию

Проведенные исследования позволили получить оптимальную структуру производства энергии источниками централизованной и распределенной генерации энергии для каждого потребителя. Их результаты представлены на Рисунке 4.22 и Рисунке 4.23 соответственно для тепло- и электроснабжающей систем. Сравнение результатов по системе теплоснабжения с данными предыдущего эксперимента позволяет увидеть различие в снабжении потребителей № 3, 6, 11, 15, которые полностью получили тепловую энергию от централизованных источников, и потребителя № 13, который большую часть тепловой энергии получает от электрического бойлера, установленного у него, а оставшуюся тепловую энергию он потребляет из централизованной системы. Эти изменения в загрузке централизованных и распределенных источников обусловлены необходимостью соблюдения системных ограничений по минимальной поставке энергии из централизованных систем.

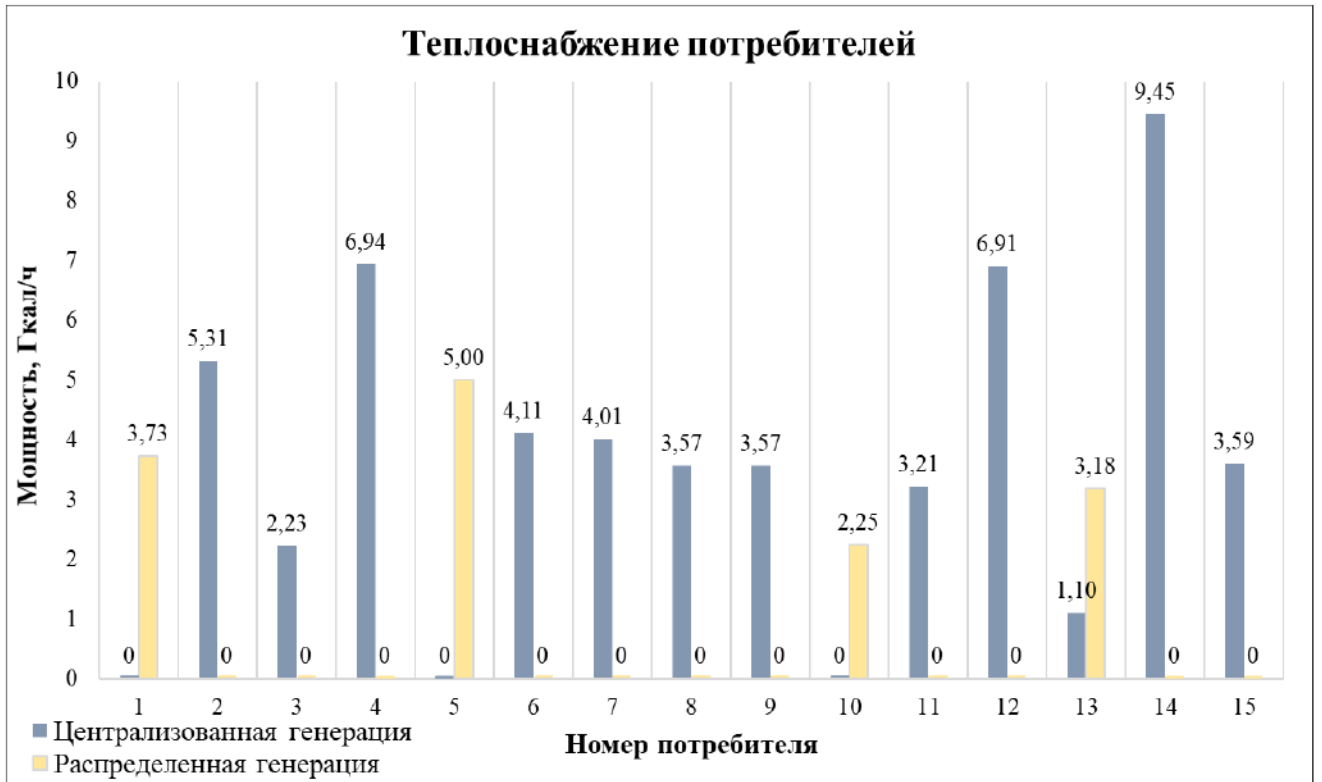


Рисунок 4.22 - Теплоснабжение потребителей с учетом ограничений на централизованную генерацию

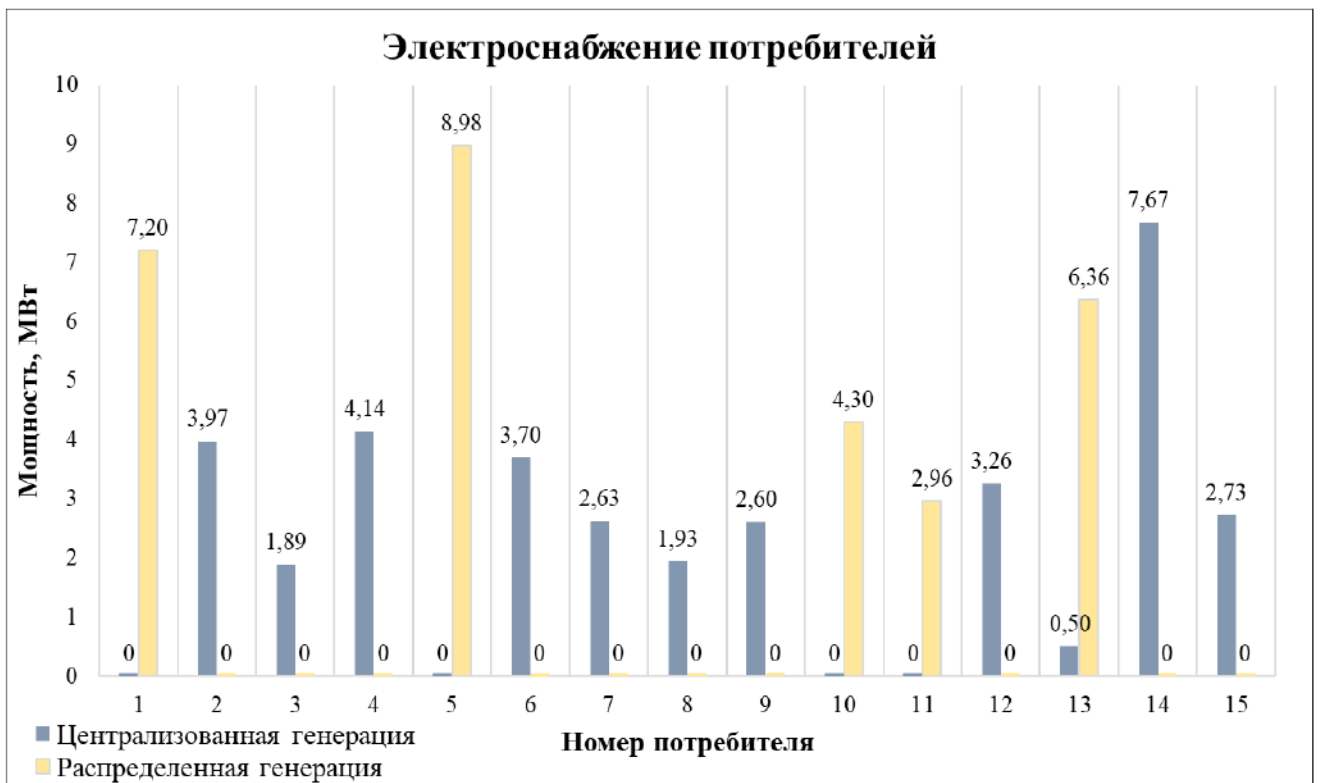


Рисунок 4.23 - Электроснабжение потребителей с учетом ограничений на централизованную генерацию

В системе электроснабжения потребители № 3, 6, 15 получают электроэнергию от централизованных источников, также как и потребитель № 13, электроснабжение которого производилось совместно от централизованной и распределенной генерации, в то же время у потребителя № 11 заметно понизилась собственная выработка электрической энергии, поскольку в меньшем объеме был задействован его электрический бойлер.

4.2.4 Комплексный анализ результатов расчета схемы энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска

На Рисунке 4.24 и Рисунке 4.25 приведены удельные затраты на тепловую и электрическую энергию для потребителей в двух экспериментах: без системных ограничений и с системными ограничениями. Проанализировав полученные данные, можно увидеть, что для теплоснабжения, за счет введения системных ограничений, удалось значительно уменьшить затраты на централизованную энергию для потребителей № 2, 4, 7, 8, 9, 12, 14, экономия для каждого составила 16,7 %. Такой эффект удалось добиться благодаря увеличению затрат на тепловую энергию у потребителей № 3, 6, 11, 13, 15 в среднем на 8,5 %. Для электроснабжения также наблюдается значительное снижение затрат на централизованную энергию, за счет введения системных ограничений, для потребителей № 2, 4, 7, 8, 9, 12, 14, экономия для каждого составила 9,1 %. В данном случае затраты на электроэнергию увеличились у потребителей № 3, 6, 13, 15 в среднем на 9,3 %. Суммарная нагрузка для первого эксперимента составила 68,156 Гкал/ч и 82,183 МВт. Во втором эксперименте суммарная нагрузка составила 68,156 Гкал/ч и 64,798 МВт. Разница в нагрузках обусловлена преобразованием электрической энергии в тепловую энергию через электрические бойлеры у активных потребителей. Суммарные затраты на энергоснабжение потребителей для первого и второго эксперимента составили соответственно 4,477 млн. руб. и 3,789 млн. руб. Экономия суммарных затрат на энергоснабжение для потребителей во втором эксперименте составила 15,37 %. Таким образом,

благодаря учету эффективных режимов работы централизованных источников энергии с помощью системных ограничений удалось добиться значительного снижения затрат на энергию в целом по системе.

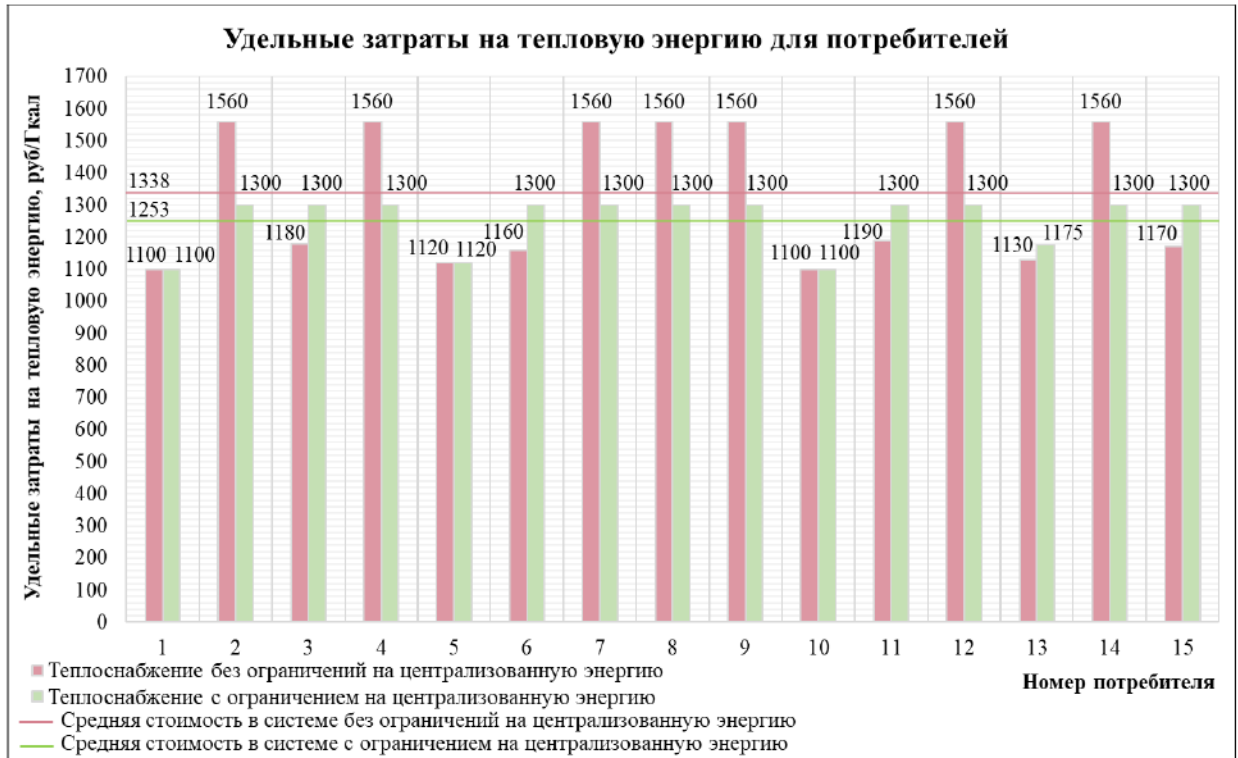


Рисунок 4.24 - Удельные затраты на тепловую энергию для потребителей

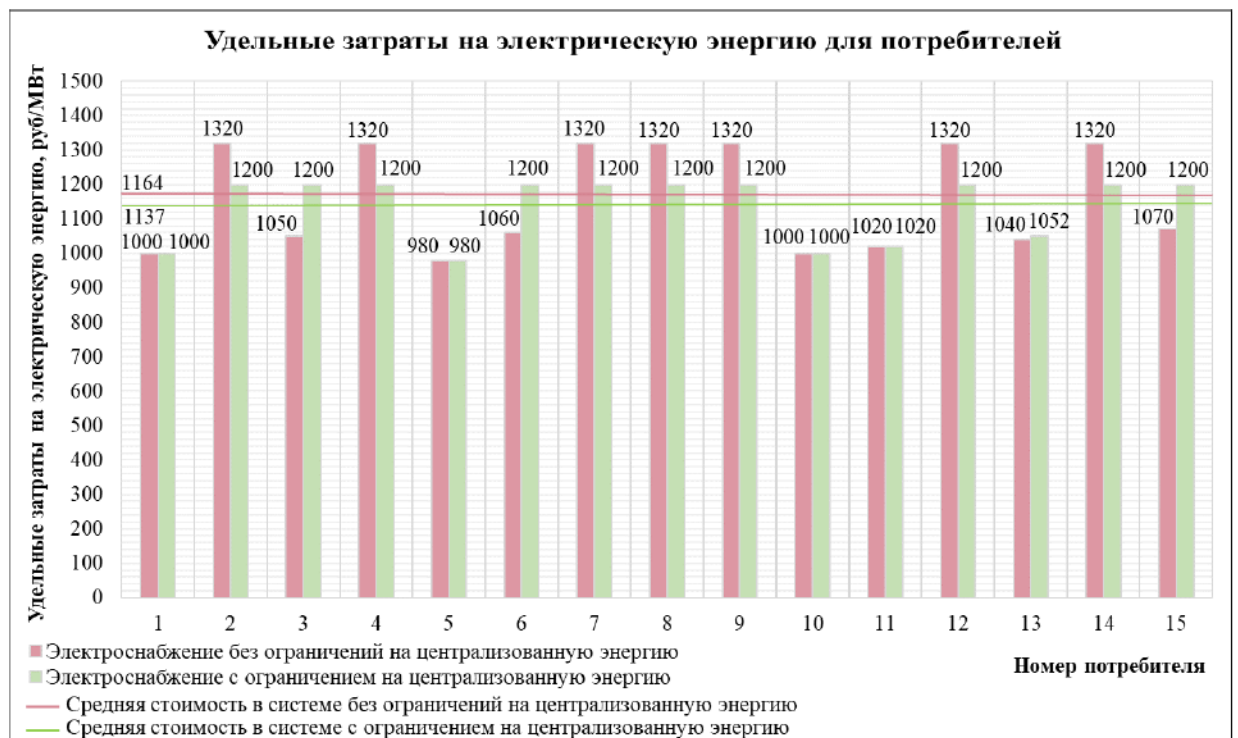


Рисунок 4.25 - Удельные затраты на электрическую энергию для потребителей

С помощью разработанной методики были проведены многовариантные расчеты с отключенными системными ограничениями, но со смещением доли централизованной и распределенной генерации в энергосистеме путем перераспределения нагрузки между обычными и активными потребителями. Их результаты приведены на Рисунке 4.26 и 4.27. Они отражают зависимости суммарных затрат на энергоснабжение потребителей в электро- и теплоэнергетических системах от доли энергии, получаемой из централизованной системы. На графике можно видеть, что, переходя из одной зоны эффективности в другую, суммарные затраты на энергоснабжение потребителей уменьшаются, за счет снижения стоимости энергии, производимой централизованными источниками. Но с увеличением доли централизованной энергии в рамках одной зоны стоимость энергоснабжения растет за счет того, что загрузка распределенной генерации уменьшается, а она для заданных условий является более дешевой.

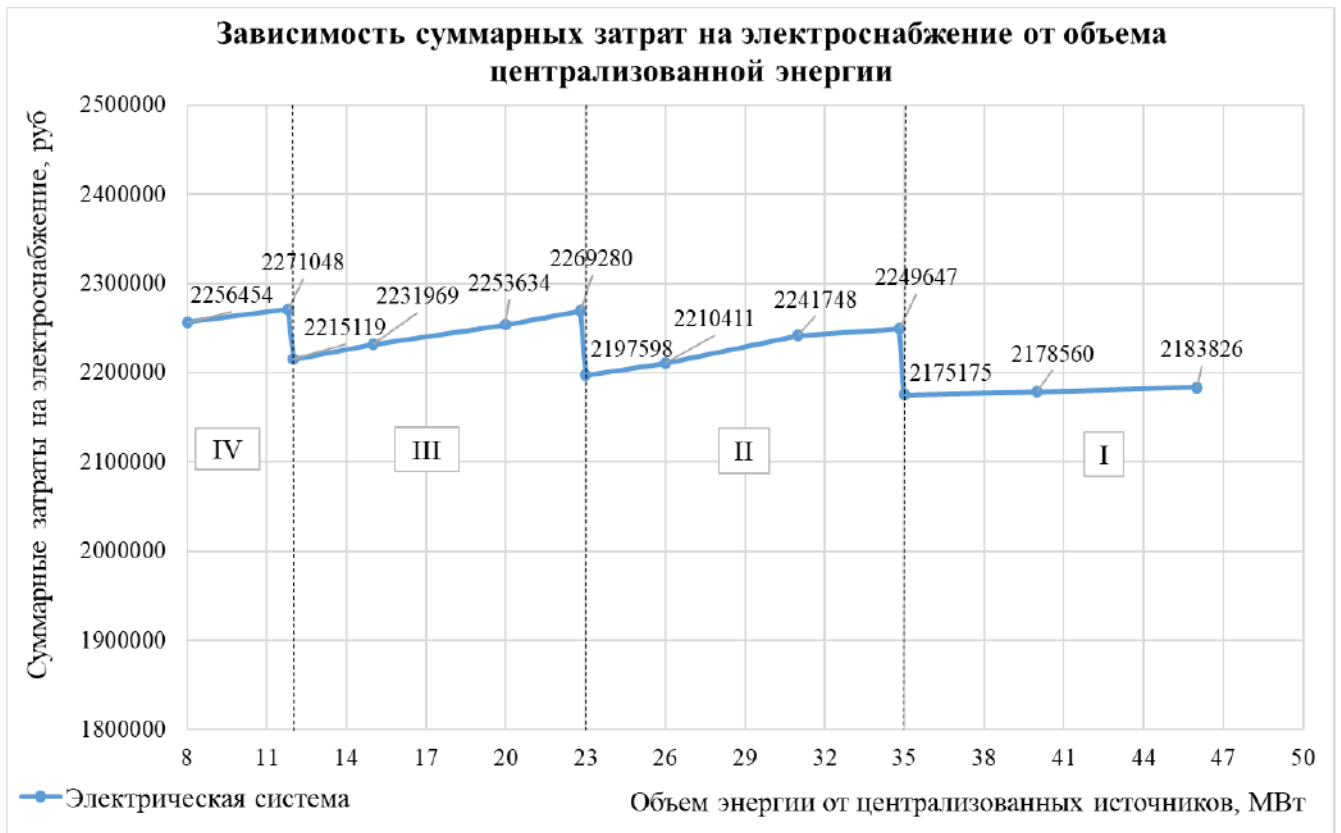


Рисунок 4.26 - Зависимость суммарных затрат на электроснабжение потребителей от доли централизованной генерации в энергосистеме

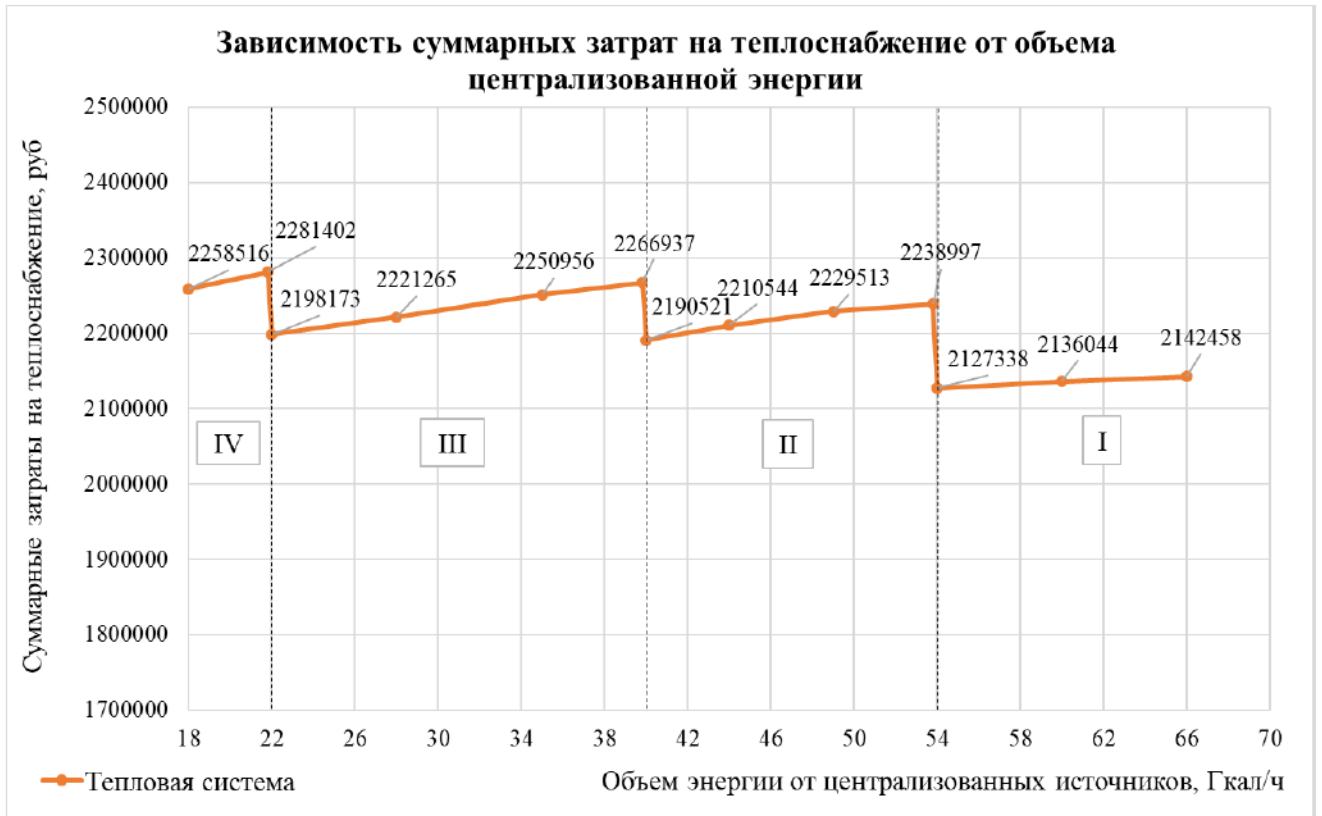


Рисунок 4.27 - Зависимость суммарных затрат на теплоснабжение потребителей от доли централизованной генерации в энергосистеме

Распределенная генерация, использующая ВИЭ, в соответствии с заданными исходными данными, является более экономичной по сравнению с традиционными централизованными источниками энергии. Однако, заменить полностью централизованную генерацию энергии нет возможности, что обусловлено недостаточной развитостью технологического оснащения и отсутствия возможности установки распределенного генерирующего оборудования, необходимой мощности у потребителей, вследствие технических и технологических факторов. Поэтому возникает необходимость комбинирования централизованных и распределенных источников энергии при соблюдении баланса мощности, что и было показано в данном исследовании. Результаты, полученные для экспериментов без учета системных ограничений, соответствуют ситуации, происходящей в энергоснабжении рассматриваемого городского района. Применение предложенного подхода позволяет снизить суммарные затраты на энергоснабжение, при этом выполняются все технические и технологические

ограничения в системе электро-, теплоснабжения этого городского района. Эффективность системы с введенными системными ограничениями на минимальное количество энергии от централизованных источников оказалась более высокой. Экономия суммарных затрат на энергоснабжение для потребителей во втором эксперименте составила 15,37 %. Также во втором эксперименте затраты распределились равномерно между обычными потребителями и активными потребителями, а не за счет удорожания тарифа для обычных потребителей, как это показал первый эксперимент.

4.3 Выводы по главе

В четвертой главе выполнена апробация разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС с использованием мультиагентного подхода. Проведен ряд вычислительных экспериментов на двух различных схемах энергоснабжения для демонстрации работы БРС ИЭС и БУР ИЭС.

В первом случае в результате проведенных вычислительных экспериментов на разработанной модели было найдено рациональное решение по выбору наиболее приемлемой конфигурации ИЭС на весь период реализации, отражающей интересы, предпочтения и возможности активных потребителей и всей ИЭС с учетом системных условий и ограничений. Анализ полученных результатов показал эффективность и работоспособность предложенных принципов и механизмов при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС.

Во втором случае с помощью мультиагентной модели ИЭС, основанной на реальной схеме энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска, включающей обычных и активных потребителей с собственными источниками энергии, выполнен комплекс исследований, показывающих работоспособность и

эффективность предложенных принципов, с помощью которых удалось выбрать рациональный состав распределенных источников энергии и снизить суммарные затраты на энергоснабжение потребителей путем перераспределения мощности между источниками централизованной и распределенной генерации. Экономия суммарных затрат на энергоснабжение для потребителей составила 15,37 %.

В целом, применение разработанной методики выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС на долгосрочный период с использованием мультиагентного подхода позволяет разрабатывать схемы ИЭС с учетом возрастающего влияния распределенной генерации и активных потребителей, что в свою очередь дает возможность создавать энергетические системы, в которых недостатки нынешних систем, связанные с рассогласованием работы централизованных и распределенных источников энергии, будут значительно уменьшены.

Заключение

В результате выполнения диссертационной работы достигнута поставленная цель: разработана методика для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС на основе мультиагентного подхода.

Автором получены следующие основные результаты:

1. Выполнен анализ существующих методов для создания и управления ИЭС и рассмотрены особенности применения мультиагентного подхода для исследования ИЭС. Из анализа предметной области можно сделать выводы о том, что всестороннее и детальное исследование и развитие ИЭС позволит в будущем создавать энергетические системы нового поколения, которые будут лишены недостатков энергетических систем, функционирующих в настоящее время. Мультиагентный подход является актуальным инструментом для моделирования и исследования ИЭС. Он позволяет рассматривать большое количество активных элементов со сложным поведением, в том числе распределенные источники энергии и активных потребителей с собственными источниками энергии. Мультиагентные технологии направлены на получение решения, формируемого в результате взаимодействия множества самостоятельных целенаправленно действующих агентов. Применение распределенного подхода к решению задач большой размерности и сложности позволяет представить ее в виде нескольких относительно простых, небольших задач.

2. Разработана оригинальная структура МАС для исследования взаимодействия объектов ИЭС при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС, определены основной состав и типы агентов МАС, их цели и задачи. Данная структура МАС позволяет рационально задействовать распределенную генерацию, активных потребителей и централизованные источники энергии в процессе энергоснабжения с учетом целесообразности преобразования одного вида энергии в другой при совместном функционировании

систем электро-, тепло-, холодо- и газоснабжения в рамках ИЭС. По выполняемым функциям данная структура МАС разделяется на два больших блока: БУР ИЭС и БРС ИЭС. Агенты БУР ИЭС осуществляют подготовку данных для расчета схемы на разные периоды времени, производят формирование избыточной схемы ИЭС и отправляют необходимые данные в БРС ИЭС, производят анализ полученных данных по найденному решению развития ИЭС и т.д. Иерархия взаимодействия агентов в БРС ИЭС описывается тремя уровнями: 1-й уровень – уровень централизованной системы; 2-й уровень – уровень распределенных систем; 3-й уровень – уровень систем энергопотребления.

3. Выполнена математическая постановка задачи выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС, она заключается в минимизации затрат на энергоснабжение потребителей от наиболее экономичных источников энергии по оптимальным маршрутам доставки с учетом выполнения технологических и экологических ограничений. Разработаны математические модели основных управляющих агентов, осуществляющих контроль и координацию централизованной и распределенной генерации.

4. Разработана новая методика для выбора рационального состава генерирующей мощности централизованных и распределенных источников энергии при развитии ИЭС с использованием мультиагентного подхода. Объектом исследования является ИЭС, которая включает в себя множество различных объектов со сложным поведением. Поэтому для исследования данной системы используется мультиагентный подход, который за счет представления объектов в ИЭС с помощью агентов позволяет учитывать их сложный характер поведения и взаимодействие друг с другом. Данная методика позволяет проводить расчет одновременно для систем электро-, тепло-, газо- и хладоснабжения, и учитывать взаимодействие этих систем друг с другом в рамках ИЭС. Также она позволяет учитывать взаимодействие активных потребителей с энергосистемой и регулировать соотношение мощности от централизованных и распределенных источников энергии при решении задачи развития ИЭС. На основании

проведенного литературного обзора можно сделать вывод о том, что большинство исследований, связанных с развитием ИЭС в основном ограничиваются отдельными системами или их локальными взаимодействиями, чаще всего рассматриваются небольшие по масштабу энергетические системы с ограниченным количеством генерирующего и сетевого оборудования. Разработанная методика позволяет решать задачу развития ИЭС для схем различного масштаба и сложности.

5. Выполнен анализ программного обеспечения для реализации мультиагентного подхода. В качестве программной среды выбрана платформа AnyLogic, которая включает в себя базовые компоненты агентного моделирования, а также концепции и средства из классических областей имитационного моделирования. AnyLogic разработана российской компанией The AnyLogic Company, она позволяет расширять созданные модели с помощью языка программирования Java, что предоставляет более широкие возможности при моделировании ИЭС. Данная программная среда позволяет интегрировать различные подходы с целью моделирования и всестороннего исследования сложных технологических процессов, протекающих в ИЭС.

6. Разработан алгоритм формирования мультиагентной модели ИЭС в программной среде AnyLogic. На основании разработанного алгоритма в программной среде AnyLogic сформирована мультиагентная модель ИЭС в соответствии с разработанной схемой и предложенной структурой взаимодействия агентов в МАС. В этой модели представлены агенты отдельных технологических систем тепло-, электро-, газо-, холодоснабжения. Разработаны алгоритмы поведения каждого типа агента, определены выполняемые ими функции, а также реализованы логические взаимодействия агентов друг с другом.

7. Выполнена практическая апробация разработанного методического и программного обеспечения для решения задачи развития ИЭС. Проведен ряд вычислительных экспериментов, анализ результатов которых показал эффективность и работоспособность предложенных принципов и механизмов при решении задачи выбора рационального состава генерирующей мощности

централизованных и распределенных источников при развитии ИЭС. В первом случае в результате проведенного вычислительного эксперимента на разработанной модели было найдено рациональное решение по выбору наиболее приемлемой конфигурации ИЭС на весь период реализации, отражающей интересы, предпочтения и возможности активных потребителей и всей ИЭС с учетом системных условий и ограничений. Во втором случае с помощью мультиагентной модели ИЭС, основанной на реальной схеме энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска, выполнен комплекс исследований, в результате которых удалось выбрать рациональный состав распределенных источников энергии и снизить суммарные затраты на энергоснабжение потребителей путем перераспределения мощности между источниками централизованной и распределенной генерации. Экономия суммарных затрат на энергоснабжение для потребителей составила 15,37 %.

Список сокращений

ААП – агент активного потребителя

ААР – агент анализа результатов

АД – агент данных

АОП – агент обычного потребителя

АР – агент развития

АРИЭ – агент распределенного источника энергии

АУМС – агент участка магистральных сетей

АУСРС – агент участка сети распределенной системы

АФРС – агент формирования расчетной схемы

АЦИЭ – агент централизованного источника энергии

АЭС – атомная электростанция

БРС – блок расчета схемы

БУР – блок управления развитием

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭУ – ветроэлектрическая установка

ГМ – газовая магистраль

ГП – газорегуляторный пункт

ГПП – главная понизительная подстанция

ГРС – газораспределительная станция

ГТУ – газотурбинная установка

ГЭС – гидроэлектростанция

ИКТ – информационные и коммуникационные технологии

ИЭС – интегрированные энергетические системы

КЛ – кабельная линия

КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки

КЭС – конденсационная электростанция

ЛЭП – линия электропередачи

МАС – мультиагентная система

ОДУ ОЭС – оперативно-диспетчерское управление объединенных энергосистем

ПГУ – парогазовая установка

ПК – персональный компьютер

РП – распределительный пункт

РУ – распределительное устройство

САРС – сетевой агент распределенной системы

САЦС – сетевой агент централизованной системы

СУ – системы управления

СУ ЭО – системы управления энергообъединений

СЦЛП – смешанное целочисленное линейное программирование

СЦНЛП – смешанное целочисленное нелинейное программирование

ТК – тепловая камера

ТМ – тепловая магистраль

ТП – трансформаторная подстанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ЦДУ ЕЭС – центральное диспетчерское управление единой энергетической системы

ЦРП – центральный распределительный пункт

ЦТП – центральный тепловой пункт

FIPA – Foundation for Intelligent Physical

JADE – Java Agent Development Framework

Список литературы

1. Voropai, N.I. Methodological principles of constructing the integrated energy supply systems and their technological architecture / N.I. Voropai, V.A. Stennikov, E.A. Barakhtenko // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2018. – Vol. 1111. – № 1. – 012001.
2. Voropai, N. Modeling of Integrated Energy Supply Systems: Main Principles, Model, and Applications / N. Voropai, V. Stennikov, S. Senderov, E. Barakhtenko, O. Voitov, A. Ustinov // *Journal of Energy Engineering*. – 2017. – Vol. 143. – № 5. – pp. 1-11.
3. Wang, X. Quantitative analysis of distributed and centralized development of renewable energy / X. Wang, N. Li, W. Sun, S. Xu, Z. Zhang // *Global Energy Interconnection*. – 2018. – Vol. 1. – № 5. – pp. 576-584.
4. Ruggiero, S. Transition to distributed energy generation in Finland: Prospects and barriers / S. Ruggiero, V. Varho, P. Rikkonen // *Energy Policy*. – 2015. – Vol. 86. – pp. 433-443.
5. Voropai, N.I. Integrated Energy Systems: Challenges, Trends, Philosophy / N.I. Voropai, V.A. Stennikov, E.A. Barakhtenko // *Studies on Russian Economic Development*. – 2017. – Vol. 28. – № 5. – pp. 492-499.
6. Jing, R. Distributed or centralized? Designing district-level urban energy systems by a hierarchical approach considering demand uncertainties / R. Jing, M. Wang, Z. Zhang, X. Wang, N. Li, N. Shah, Y. Zhao // *Applied Energy*. – 2019. – Vol. 252. – 113424.
7. Verhoeven, R. Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling / R. Verhoeven, E. Willems, V. Harcouët-Menou, E. De Boever // *Energy Procedia*. – 2014. – Vol. 46. – pp. 58-67.
8. Ran, X. The Multi-Objective Optimization Dispatch of Combined Cold Heat and Power Based on the Principle of Equal Emission / X. Ran, R. Zhou, Y. Yang, L. Lin //

2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, United States. – 2012. – pp. 1-5.

9. Андреев, В.М. Создание комплексных интегрированных систем энергоснабжения / В.М. Андреев, В.А. Баринов, С.Д. Варфоломеев, Ю.Ф. Лачуга, В.Ф. Матюхин, В.Я. Панченко, И.Я. Редько, А.С. Сигов, В.А. Стенников // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2020. – Т. 21. – № 4. – С. 224-237.

10. Стенников, В.А. Цифровизация интегрированных энергетических систем / В.А. Стенников, Н.И. Воропай, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2020. – № 4. – С. 5-10.

11. Воропай, Н.И. Интегрированные инфраструктурные энергетические системы регионального и межрегионального уровня / Н.И. Воропай, В.А. Стенников, С.М. Сендеров, Е.А. Барахтенко, Л.И. Коверникова, О.Н. Войтов, Т.Б. Ощепкова, Л.В. Семенова // Энергетическая политика. – 2015. – № 3. – С. 24-32.

12. Воропай, Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Известия Академии наук. Энергетика. – 2014. – № 1. – С. 64-73.

13. Le Blond, S. Towards an integrated approach to building energy efficiency: Drivers and enablers / S. Le Blond, T. Lewis, M. Sooriyabandara // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Int. Conference., Manchester, UK. – 2011. – pp. 1-8.

14. Mancarella, P. Fractal models for electro-thermal network studies / P. Mancarella, C. K. Gan, G. Strbac // 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden. – 2011. – P. 7.

15. Jiang, Z. A vision of Smart Transmission Grid / Z. Jiang, F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu, P. Zhang // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada. – 2009. – P. 10.

16. Xue, Y. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems / Y. Xue // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA. – 2008. – P. 6.

17. Wang, M. An improved harmony search algorithm for solving day-ahead dispatch optimization problems of integrated energy systems considering time-series constraints / M. Wang, T. Zhang, P. Wang, X. Chen // *Energy & Buildings*. – 2020. – Vol. 229. – 110477.

18. Keihan Asl, D. Optimal energy flow in integrated energy distribution systems considering unbalanced operation of power distribution systems / D. Keihan Asl, A.R. Seifi, M. Rastegar, M. Mohammadi // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2020. – Vol. 121. – 106132.

19. Пичкалова, А.Д. Тенденции развития интерактивной и медиаархитектуры / А.Д. Пичкалова, Д.В. Андреева // *Инженерный вестник Дона*. – 2022. – № 5(89). – С. 748-758.

20. Бык, Ф.Л. Цифровые технологии и эффективность локальных энергосистем / Ф.Л. Бык, Л.С. Мышкина // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах, Волжский, 13–17 сентября, 2021.* – С. 99-107.

21. Chen, H. Privacy-preserving distributed optimal scheduling of regional integrated energy system considering different heating modes of buildings / H. Chen, Y. Zhang, R. Zhang, C. Lin, T. Jiang, X. Li // *Energy Conversion and Management*. – 2021. – Vol. 237. – 114096.

22. Huang, B. A neurodynamic-based distributed energy management approach for integrated local energy systems / B. Huang, Y. Wang, C. Yang, Y. Li, Q. Sun // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2021. – Vol. 128. – 106737.

23. Liu, W.H. Development and optimization of an integrated energy network with centralized and decentralized energy systems using mathematical modelling approach / W.H. Liu, W.S. Ho, M.Y. Lee, H. Hashim, J.S. Lim, J.J. Klemes, A.X.Y. Mah // *Energy*. – 2019. – Vol. 183. – pp. 617-629.

24. Song, X. Economic-environmental equilibrium-based bi-level dispatch strategy towards integrated electricity and natural gas systems / X. Song, Y. Wang, Z. Zhang, C. Shen, F. Peña-Mora. // *Applied Energy*. – 2021. – Vol. 281. – 116142.

25. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др. // Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука. – 2015. – 448 с.
26. Jing, R. Distributed or centralized? Designing district-level urban energy systems by a hierarchical approach considering demand uncertainties / R. Jing, M. Wang, Z. Zhang, X. Wang, N. Li, N. Shah, Y. Zhao // *Applied Energy*. – 2019. – Vol. 252. – 113424.
27. Chen, Z. Optimal design of integrated urban energy systems under uncertainty and sustainability requirements / Z. Chen, S. Avraamidou, P. Liu, Z. Li, W. Ni, E.N. Pistikopoulos // *Computers and Chemical Engineering*. – 2021. – Vol. 155. – 107502.
28. Yokoyama, R. A hierarchical optimization approach to robust design of energy supply systems based on a mixed-integer linear model / R. Yokoyama, H. Kamada, Y. Shinano, T. Wakui // *Energy*. – 2021. – Vol. 229. – 120343.
29. Radet, H. Dynamic aware aging design of a simple distributed energy system: A comparative approach with single stage design strategies / H. Radet, X. Roboam, B. Sareni, R. Rigo-Mariani // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2021. – Vol. 147. – 111104.
30. Fonseca, J.D. Sustainability analysis for the design of distributed energy systems: A multi-objective optimization approach / J.D. Fonseca, J.-M. Commenge, M. Camargo, L. Falk, I.D. Gil // *Applied Energy*. – 2021. – Vol. 290. – 116746.
31. Wang, Y. Optimal design of integrated energy system considering economics, autonomy and carbon emissions / Y. Wang, X. Wang, H. Yu, Y. Huang, H. Dong, C. Qi, N. Baptiste // *Journal of Cleaner Production*. – 2019. – Vol. 225. – pp. 563-578.
32. Siddiqui, O. Design and analysis of a novel solar-wind based integrated energy system utilizing ammonia for energy storage / O. Siddiqui, I. Dincer // *Energy Conversion and Management*. – 2019. – Vol. 195. – pp. 866-884.

33. Samsatli, S. A general mixed integer linear programming model for the design and operation of integrated urban energy systems / S. Samsatli, N.J. Samsatli // *Journal of Cleaner Production*. – 2018. – Vol. 191. – pp. 458-479.

34. Amusat, O.O. Optimal integrated energy systems design incorporating variable renewable energy sources / O.O. Amusat, P.R. Shearing, E.S. Fraga // *Computers and Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 95. – pp. 21-37.

35. Sun, H. Designing framework of hybrid photovoltaic-biowaste energy system with hydrogen storage considering economic and technical indices using whale optimization algorithm / H. Sun, A.G. Ebadi, M. Toughani, S.A. Nowdeh, A. Naderipour, A. Abdullah // *Energy*. – 2022. – Vol. 238. – 121555.

36. Городецкий, В.И. Промышленные применения многоагентных систем: прогнозы и реалии / В.И. Городецкий, П.О. Скобелев, О.Л. Бухвалов // *Труды XVIII Международной конференции «Проблемы управления и моделирования в сложных системах»*. Самара: ООО «Офорт». – 2016. – С. 137-162.

37. Ahmadi, S.E. Decentralized bi-level stochastic optimization approach for multi-agent multi-energy networked micro-grids with multi-energy storage technologies / S.E. Ahmadi, D. Sadeghi, M. Marzband, A. Abusorrah, K. Sedraoui // *Energy*. – 2022. – Vol. 245. – 123223.

38. Negnevitsky, M. A neural multi-agent-based approach for preventing blackouts in power systems / M. Negnevitsky, N.V. Tomin, D.A. Panasetzky, U. Haeger, N.I. Voropai, C. Rehtanz, V.G. Kurbatsky // *6th International Conference on Agents and Artificial Intelligence, ICAART 2014; 6-8 March 2014; Angers, Loire Valley; France; Code 105589*. – 2014. – pp. 565-570.

39. Городецкий, В.И. Прикладные многоагентные системы группового управления / В.И. Городецкий, О.В. Карсаев, В.В. Самойлов, С.В. Серебряков // *Искусственный интеллект и принятие решений*. – 2009. – № 2. – С. 3-24.

40. Стенников, В.А. Управление распределением нагрузки между централизованной и распределенной генерацией в интегрированной энергетической системе с применением мультиагентных технологий /

В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Г.С. Майоров // Промышленная энергетика. – 2021. – № 10. – С. 2-8.

41. Wooldridge, M. Intelligent Agents: Theory and Practice / M. Wooldridge, N. Jennings // The Knowledge Engineering Review. – 1995. – Vol. 10. – № 2. – pp. 115-152.

42. Fisher, K. Intelligent Agents in Virtual Enterprises / K. Fisher, J.P. Muller, I. Heimig, A-W. Scheer // In Proceedings of the First International Conference “The Practical Application of Intelligent Agents and Multi-Agent Technology”, London, UK. – 1996. – pp. 205-224.

43. Стенников, В.А. Применение мультиагентного подхода для моделирования интегрированных энергетических систем / В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Г.С. Майоров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22. – № 6. – С. 29-42.

44. Рассел, С. Искусственный интеллект: современный подход. 2_е изд. / С. Рассел, П. Норвиг // пер. с англ. – М.: ИД «Вильямс». – 2006. – 1408 с.

45. FIPA Abstract Architecture Specification. URL: <http://www.fipa.org/specs/fipa00001/SC00001L.html> (дата обращения: 14.02.2020).

46. Массель, Л.В. Разработка многоагентных систем распределенного решения энергетических задач с использованием агентных сценариев / Л.В. Массель, В.И. Гальперов // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 5. – С. 45-53.

47. Gomes, L. Microgrid management system based on a multi-agent approach: An office building pilot / L. Gomes, Z. Vale, J.M. Corchado // Measurement. – 2020. – Vol. 154. – 107427.

48. Wang, L. Intelligent Multiagent Control System for Energy and Comfort Management in Smart and Sustainable Buildings / L. Wang, Z. Wang, R. Yang // June 2012 IEEE Transactions on Smart Grid. – 2012. – Vol. 3. – № 2. – pp. 605-617.

49. Khan, M.W. Modelling and optimal management of distributed microgrid using multiagent systems / M.W. Khan, J. Wang, L. Xiong, M. Ma // Sustainable Cities and Society. – 2018. – Vol. 41. – pp. 154-169.

50. Ren, Yi. Agent-based restoration approach for reliability with load balancing on smart grids / Y. Ren, D. Fan, Q. Feng, Z. Wang, B. Sun, D. Yang // *Applied Energy*. – 2019. – Vol. 249. – pp. 46-57.
51. Ahcin, P. Simulating demand response and energy storage in energy distribution systems / P. Ahcin, M. Sicic // *International conference on power system technology*. – 2010. – P. 7.
52. Anvari-Moghaddam, A. A multi-agent based energy management solution for integrated buildings and microgrid system / A. Anvari-Moghaddam, A. Rahimi-Kian, M.S. Mirian, J.M. Guerrero // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 203. – pp. 41-56.
53. Zhang, Z. Combining agent-based residential demand modeling with design optimization for integrated energy systems planning and operation / Z. Zhang, R. Jing, J. Lin, X. Wang, K.H. van Dam, M. Wang, C. Meng, S. Xie, Y. Zhao // *Applied Energy*. – 2020. – Vol. 263. – 114623.
54. Kou, Y. Reliability evaluation of multi-agent integrated energy systems with fully distributed communication / Y. Kou, Z. Bie, G. Li, F. Liu, J. Jiang // *Energy*. – 2021. – Vol. 224. – 120123.
55. Logenthiran, T. Multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system / T. Logenthiran, D. Srinivasan, A.M. Khambadkone // *Electric Power Systems Research*. – 2011. – Vol. 81. – pp. 138-148.
56. Некрасова, О.А. Оптимальное дерево трубопроводной системы / О.А. Некрасова, В.Я. Хасилев // *Экономика и математические методы*. – 1970. – Т. 4. – № 3. – С. 427-432.
57. Меренкова, Н.Н. Математические модели для оптимизации трассировки и структуры трубопроводных систем / Н.Н. Меренкова // *Вопросы прикладной математики*. – 1977. – С. 145-158.
58. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – 2-е изд. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин // М.: Энергоатомиздат. – 1987. – 648 с.

59. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев, // – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1986. – 640 с.
60. Баскаков, А.П. Теплотехника: Учеб. для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др. // Под ред. А.П. Баскакова. – 2 - е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 224 с.
61. Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина — 2-е изд., перераб. - М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 588 с.
62. Башта, Т.М. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы: Учебник для машиностроительных вузов / Т.М. Башта, С.С. Руднев, Б.Б. Некрасов и др // – 2-е изд., перераб. – М.: Машиностроение. – 1982.
63. Гейер, В.Г. Гидравлика и гидропривод: Учеб для вузов / В.Г. Гейер, В.С. Дулин, А.Н. Заря // – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра. – 1991.
64. Najafi, F. Stochastic optimization of comfort-centered model of electrical water heater using mixed integer linear programming / F. Najafi, M. Fripp // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2020. – Vol. 42. – 100834.
65. Moazeni, F. Optimal operation of water-energy microgrids; a mixed integer linear programming formulation / F. Moazeni, J. Khazaei // Journal of Cleaner Production. – 2020. – Vol. 275. – 122776.
66. Shen, Z. Bi-level mixed-integer linear programming algorithm for evaluating the impact of load-redistribution attacks on Volt-VAR optimization in high- and medium-voltage distribution systems / Z. Shen, M. Liu, L. Xu, W. Lu // Electrical Power and Energy Systems. – 2021. – Vol. 128. – 106683.
67. Nemati, M. Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming / M. Nemati, M. Braun, S. Tenbohlen // Applied Energy. – 2018. – Vol. 210. – pp. 944-963.
68. Vazquez, D. Mixed integer non-linear programming model for reliable and safer design at an early stage / D. Vazquez, R. Ruiz-Femenia, J.A. Caballero // Computers & Chemical Engineering. – 2021. – Vol. 147. – 107256.

69. Arcuri, P. Optimal design of a small size trigeneration plant in civil users: A MINLP (Mixed Integer Non Linear Programming Model) / P. Arcuri, P. Beraldi, G. Florio, P. Fragiaco // *Energy*. – 2015. – Vol. 80. – pp. 628-641.
70. Tazi, K. Multi-agent system for microgrids: design, optimization and performance / K. Tazi, F.M. Abbou, F. Abdi // *Artificial Intelligence Review*. – 2020. – Vol. 53. – pp. 1233-1292.
71. Mayorov, G. Application of the multiagent approach to the research of integrated energy supply systems / G. Mayorov, V. Stennikov, E. Barakhtenko // *E3S Web of Conferences: International Conference of Young Scientists “Energy Systems Research 2019”*. – 2019. – Vol. 114. – 01006.
72. Jiang, B. Dynamic residential demand response and distributed generation management in smart microgrid with hierarchical agents / B. Jiang, Y. Fei // *Energy Procedia*. – 2011. – Vol. 12. – pp. 76-90.
73. Dou, C. Multiagent system-based distributed coordinated control for radial DC microgrid considering transmission time delays / C. Dou, D. Yue, J.M. Guerrero, X. Xie, S. Hu // *IEEE Trans Smart Grid*. – 2017. – Vol. 8. – № 5. – pp. 2370-2381.
74. Месарович, М. Теория иерархических систем / М. Месарович, Д. Мако, И. Такахара // – М.: Мир. – 1973.
75. Shoham, Y. On the synthesis of useful social laws for artificial agent societies / Y. Shoham, M. Tennenholtz // *In Proceedings of 10th National Conference of Artificial Intelligence*. San Jose. USA. – 1992. – pp. 276-281.
76. Durfee, E.H. Scaling Up Agent Coordination Strategies / E.H. Durfee // *Computer*. – 2001. – Vol. 34. – № 7. – pp. 39-46.
77. Cohen, P. Communicative Actions for Artificial Agents / P. Cohen, H. Levesque // *Proceedings of the First International Conference on Multiagent Systems*. – 1995. – pp. 65-72.
78. Grosz, B. Collaborative Plans for Complex Group Actions / B. Grosz, S. Kraus // *Artificial Intelligence*. – 1996. – Vol. 86. – № 2. – pp. 269-357.
79. Stennikov, V. Research of a multiagent model of an integrated energy system developed in the AnyLogic software environment / V. Stennikov, G. Mayorov // *E3S*

Web of Conferences: ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management. – 2020. – Vol. 209. – 03024.

80. Mixed integer linear programming solver, lpsolve. URL: <https://sourceforge.net/projects/lpsolve/> (дата обращения: 11.03.2019).

81. Mixed integer nonlinear programming solver, BARON. URL: <https://minlp.com/baron-solver> (дата обращения: 17.05.2022).

82. Bellifemine, F. Developing Multi-Agent Systems with JADE / F. Bellifemine, G. Caire, D. Greenwood // John Wiley & Sons. – 2007.

83. Симонова, Е.В. Разработка мультиагентных приложений с использованием платформы JADE / Е.В. Симонова, П.О. Скобелев, И.А. Сюсин // Самара: ИУНЛ ПГУТИ. – 2012 – 82 с.

84. Bellifemine, F. JADE: A software framework for developing multi-agent applications. Lessons learned / F. Bellifemine, G. Caire, A. Poggi, G. Rimassa // Information and Software Technology. – 2008. – Vol. 50. – № 1-2. – pp. 10-21.

85. Gunaratne, C. NL4Py: Agent-based modeling in Python with parallelizable NetLogo workspaces / C. Gunaratne, I. Garibay // SoftwareX. – 2021. – Vol. 16. – 100801.

86. Мезенцев, К.Н. Мультиагентное моделирование в среде NetLogo / К.Н. Мезенцев // Автоматизация и управление в технических системах (АУТС). – 2015. – № 1. – С. 10-20.

87. Thielea, J.C. NetLogo meets R: Linking agent-based models with a toolbox for their analysis / J.C. Thielea, V. Grimm // Environmental Modelling & Software. – 2010. – Vol. 25. – № 8. – pp. 972-974.

88. Якимов, И.М. Имитационное моделирование в системе NetLogo / И.М. Якимов, А.П. Кирпичников, А.И. Мингараева, Е.Л. Буйнова // Вестник технологического университета. – 2017. – Т. 20. – № 10. – С. 104-107.

89. Zhang, Y. Research on Demand-driven Leagile Supply Chain Operation Model: a Simulation Based on AnyLogic in System Engineering / Y. Zhang, Y. Wang, L. Wu // Systems Engineering Procedia. – 2012. – № 3. – pp. 249-258.

90. The AnyLogic Company. URL: <https://www.anylogic.ru/> (дата обращения: 10.09.2019).

91. Антонова, В.М. Анализ результатов моделирования пассажиропотока станции метро в программе AnyLogic / В.М. Антонова, Н.А. Гречишкина, Н.А. Кузнецов // Информационные процессы. – 2018. – Т. 18. – № 1. – С. 35-39.

92. Muravev, D. Multi-agent optimization of the intermodal terminal main parameters by using AnyLogic simulation platform: Case study on the Ningbo-Zhoushan Port / D. Muravev, H. Hu, A. Rakhmangulov, P. Mishkurov // International Journal of Information Management. – 2021. – Vol. 57. – 102133.

93. Мокшин, В.В. Сравнение систем структурного и имитационного моделирования Stratum 2000, Actor Pilgrim, AnyLogic / В.В. Мокшин, А.П. Кирпичников, Д.Н. Маряшина, Н.А. Стадник, А.В. Золотухин // Вестник технологического университета. – 2019. – Т. 22. – № 4. – С. 144-148.

94. Любченко, А.А. Статистическое моделирование качественных показателей эксплуатации и технического обслуживания средств железнодорожной электросвязи в среде AnyLogic / А.А. Любченко, Е.Ю. Копытов, А.А. Богданов // Доклады ТУСУР. – 2018. – Т. 21. – № 4. – С. 98-108.

95. Елуферьева, Ю.С. Моделирование работы железнодорожного вокзала средствами AnyLogic / Ю.С. Елуферьева, С.В. Пальмов // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 12-1(78). – С. 121-127.

96. Мезенцев, К.Н. Моделирование цифровых схем управления в программе AnyLogic / К.Н. Мезенцев // Наука России: Цели и задачи: сб. научн. тр. IX Междунар. науч. конф. Екатеринбург. – 2018. – С. 15-19.

97. Володарец, Н.В. Имитационное моделирование рабочих процессов в транспортном узле в условиях эксплуатации на основе AnyLogic / Н.В. Володарец, Т.П. Белоусова // Современные инновационные технологии подготовки инженерных кадров для горной промышленности и транспорта. – 2018. – Т. 1. – № 4. – С. 244-248.

98. Шарнин, Л.М. Моделирование задачи производства изделий с помощью AnyLogic / Л.М. Шарнин, А.П. Кирпичников, Б.М. Заляев, В.Д. Васильев,

Ш.А. Шайхутдинов, Р.А. Нитшаев // Вестник технологического университета. – 2019. – Т. 22. – № 4. – С. 153-157.

99. Абрамов, В.И. Применение социального моделирования с использованием агент-ориентированного подхода в приложении к научно-техническому развитию, реализации НИОКР и поддержанию инновационного потенциала / В.И. Абрамов, А.Н. Кудинов, Д.С. Евдокимов // Вестник ВГУИТ. – 2019. – Т. 81. – № 3. – С. 339-357.

100. Маковеев, В.Н. Применение агент-ориентированных моделей в анализе и прогнозировании социально-экономического развития территорий / В.Н. Маковеев // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2016. – № 5. – С. 272-289.

101. Stennikov, V. Coordinated management of centralized and distributed generation in an integrated energy system using a multi-agent approach / V. Stennikov, E. Barakhtenko, G. Mayorov, D. Sokolov, B. Zhou // Applied Energy. – 2022. – Vol. 309. – 118487.

**Приложение А Исходные данные для расчета избыточной тестовой схемы
интегрированной энергетической системы**

Таблица 5.1 – Исходные данные для централизованных источников энергии

Имя	$\bar{P}_{h,уст}^{i,\tau}$, Гкал/ч	$\underline{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$\bar{P}_{e,уст}^{i,\tau}$, МВт	$\underline{P}_e^{i,\tau}$, МВт	$\bar{P}_{g,уст}^{i,\tau}$, м ³ /ч	$\underline{P}_g^{i,\tau}$, м ³ /ч	C_{ch} , руб.	C_{ce} , руб.	C_{cg} , руб.	C_k^i , млрд. руб.	$P_{re}^{i,\tau}$, МВт
ТЭЦ (1)	575	100	460	80	-	-	1300	1200	-	75	-
ТЭЦ (2)	690	120	575	100	-	-	1300	1200	-	90	-
ТЭЦ (3)	805	140	690	120	-	-	1300	1200	-	105	-
ГЭС (1)	-	-	345	60	-	-	-	1200	-	60	-
ГЭС (2)	-	-	575	100	-	-	-	1200	-	100	-
ГЭС (3)	-	-	805	140	-	-	-	1200	-	140	-
КЭС (1)	-	-	345	60	-	-	-	1200	-	30	-
КЭС (2)	-	-	460	80	-	-	-	1200	-	40	-
КЭС (3)	-	-	690	120	-	-	-	1200	-	60	-
Котельная № 1 (1)	345	60	-	-	-	-	1300	-	-	1,5	15
Котельная № 1 (2)	575	100	-	-	-	-	1300	-	-	2,5	20
Котельная № 1 (3)	805	140	-	-	-	-	1300	-	-	3,5	25
Котельная № 2 (1)	230	40	-	-	-	-	1300	-	-	1	10
Котельная № 2 (2)	460	80	-	-	-	-	1300	-	-	2	15
Котельная № 2 (3)	690	120	-	-	-	-	1300	-	-	3	20
Газораспре- делительная станция (1)	-	-	-	-	172500	0	-	-	3	1	15
Газораспре- делительная станция (2)	-	-	-	-	230000	0	-	-	3	2	20
Газораспре- делительная станция (3)	-	-	-	-	287500	0	-	-	3	3	25

Таблица 5.2 – Исходные данные для обычных потребителей

Имя	$H_{rh}^{i,\tau}$, Гкал/ч	$H_{re}^{i,\tau}$, МВт	$H_{rc}^{i,\tau}$, МВт	$H_{rg}^{i,\tau}$, м ³ /ч	$P_c^{i,\tau}$, МВт
Потребитель № 1	30	40	15	2500	15
Потребитель № 2	45	30	12	3000	12
Потребитель № 3	70	65	24	3500	24
Потребитель № 4	100	80	30	4800	30
Потребитель № 5	70	50	9	3500	9

Таблица 5.3 – Исходные данные для активных потребителей

Имя	$H_{rh}^{i,\tau}$, Гкал/ ч	$H_{re}^{i,\tau}$, МВт	$H_{rc}^{i,\tau}$, МВт	$H_{rg}^{i,\tau}$, м ³ /ч	$P_c^{i,\tau}$, МВт	$\bar{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ ч	$\underline{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ ч	C_{dh}^i , руб.	$\bar{P}_e^{i,\tau}$, МВт	$\underline{P}_e^{i,\tau}$, МВт	C_{de}^i , руб.	C_k^i , млн. руб.
Акт. потр. № 1	130	100	30	6000	30	120	30	1250	60	15	1100	480 / 4200
Акт. потр. № 2	100	70	27	5000	27	100	25	1200	50	13	1150	420 / 3500
Акт. потр. № 3	40	55	21	4000	21	70	18	1180	55	14	1120	330 / 3800
Акт. потр. № 4	60	50	15	3000	15	80	20	1240	50	13	1050	360 / 3500
Акт. потр. № 5	90	80	33	4000	33	90	23	1100	30	8	1000	450 / 2100
Акт. потр. № 6	70	90	27	4500	27	85	21	1150	60	15	1140	390 / 4200
Акт. потр. № 7	80	60	18	4200	18	75	19	1080	40	10	1060	300 / 2800

Таблица 5.4 – Исходные данные для линий электропередачи

Имя	x^j , МВт	L , км	$\cos \varphi$	r_0 , Ом/км	$U_{ном}$, кВ	n	C_k^j , руб.
ЛЭП № 1	50	30	0,86	0,12	110	2	45000000
ЛЭП № 2	50	35	0,86	0,12	110	2	52500000
ЛЭП № 3 (1)	750	33	0,86	0,02	220	2	99000000
ЛЭП № 3 (2)	550	33	0,86	0,01	220	2	75900000
ЛЭП № 3 (3)	350	33	0,86	0,05	220	2	66000000
ЛЭП № 4 (1)	600	28	0,86	0,01	110	2	56000000
ЛЭП № 4 (2)	500	28	0,86	0,02	110	2	47600000
ЛЭП № 4 (3)	400	28	0,86	0,02	110	2	42000000
ЛЭП № 5 (1)	300	10	0,86	0,05	110	2	20000000
ЛЭП № 5 (2)	200	10	0,86	0,07	110	2	17000000
ЛЭП № 5 (3)	100	10	0,86	0,07	110	2	15000000
ЛЭП № 6 (1)	300	13	0,86	0,05	110	2	26000000
ЛЭП № 6 (2)	200	13	0,86	0,07	110	2	22100000
ЛЭП № 6 (3)	100	13	0,86	0,07	110	2	19500000
ЛЭП № 7 (1)	300	10	0,86	0,05	110	2	20000000
ЛЭП № 7 (2)	200	10	0,86	0,07	110	2	17000000
ЛЭП № 7 (3)	100	10	0,86	0,07	110	2	15000000
ЛЭП № 8 (1)	400	8	0,86	0,02	110	2	16000000
ЛЭП № 8 (2)	300	8	0,86	0,05	110	2	13600000
ЛЭП № 8 (3)	200	8	0,86	0,07	110	2	12000000
ЛЭП № 9 (1)	400	12	0,86	0,02	110	2	24000000
ЛЭП № 9 (2)	300	12	0,86	0,05	110	2	20400000
ЛЭП № 9 (3)	200	12	0,86	0,07	110	2	18000000
ЛЭП № 10	55	5	0,86	0,12	110	2	7500000
ЛЭП № 11	40	6	0,86	0,16	110	2	9000000
ЛЭП № 12 (1)	600	6	0,86	0,01	220	2	18000000
ЛЭП № 12 (2)	500	6	0,86	0,02	220	2	13800000
ЛЭП № 12 (3)	400	6	0,86	0,02	220	2	12000000

Продолжение Таблица 5.4

Имя	x^j , МВт	L , км	$\cos \varphi$	r_0 , Ом/км	$U_{ном}$, кВ	n	C_k^j , руб.
ЛЭП № 13	60	20	0,86	0,12	110	2	3000000
ЛЭП № 14 (1)	400	18	0,86	0,02	110	2	3600000
ЛЭП № 14 (2)	300	18	0,86	0,05	110	2	3060000
ЛЭП № 14 (3)	200	18	0,86	0,07	110	2	2700000
ЛЭП № 15 (1)	400	14	0,86	0,02	110	2	2800000
ЛЭП № 15 (2)	300	14	0,86	0,05	110	2	2380000
ЛЭП № 15 (3)	200	14	0,86	0,07	110	2	2100000
ЛЭП № 16 (1)	500	28	0,86	0,02	110	2	5600000
ЛЭП № 16 (2)	400	28	0,86	0,02	110	2	4760000
ЛЭП № 16 (3)	300	28	0,86	0,05	110	2	4200000
ЛЭП № 17 (1)	300	15	0,86	0,05	110	2	3000000
ЛЭП № 17 (2)	200	15	0,86	0,07	110	2	2550000
ЛЭП № 17 (3)	100	15	0,86	0,07	110	2	2250000
ЛЭП № 18 (1)	300	17	0,86	0,05	110	2	3400000
ЛЭП № 18 (2)	200	17	0,86	0,07	110	2	2890000
ЛЭП № 18 (3)	100	17	0,86	0,07	110	2	2550000
ЛЭП № 19 (1)	300	15	0,86	0,05	110	2	3000000
ЛЭП № 19 (2)	200	15	0,86	0,07	110	2	2550000
ЛЭП № 19 (3)	100	15	0,86	0,07	110	2	2250000
ЛЭП № 20 (1)	350	10	0,86	0,02	110	2	2000000
ЛЭП № 20 (2)	250	10	0,86	0,05	110	2	1750000
ЛЭП № 20 (3)	150	10	0,86	0,07	110	2	1500000
ЛЭП № 21 (1)	300	20	0,86	0,05	110	2	4000000
ЛЭП № 21 (2)	200	20	0,86	0,07	110	2	3400000
ЛЭП № 21 (3)	100	20	0,86	0,07	110	2	3000000
ЛЭП № 22	80	12	0,86	0,03	110	2	1800000
ЛЭП № 23 (1)	300	6	0,86	0,05	110	2	1200000
ЛЭП № 23 (2)	200	6	0,86	0,07	110	2	1020000
ЛЭП № 23 (3)	100	6	0,86	0,07	110	2	900000
ЛЭП № 24 (1)	150	5	0,86	0,07	110	2	1000000
ЛЭП № 24 (2)	100	5	0,86	0,07	110	2	850000
ЛЭП № 24 (3)	50	5	0,86	0,12	110	2	750000
ЛЭП № 25 (1)	200	18	0,86	0,07	110	2	3600000
ЛЭП № 25 (2)	150	18	0,86	0,07	110	2	3060000
ЛЭП № 25 (3)	100	18	0,86	0,07	110	2	2700000
ЛЭП № 26	50	26	0,86	0,12	110	2	3900000
ЛЭП № 27	50	38	0,86	0,12	110	2	5700000
ЛЭП № 28 (1)	600	36	0,86	0,01	220	2	10800000
ЛЭП № 28 (2)	500	36	0,86	0,02	220	2	8280000
ЛЭП № 28 (3)	400	36	0,86	0,02	220	2	7200000
ЛЭП № 29 (1)	500	40	0,86	0,01	220	2	12000000
ЛЭП № 29 (2)	400	40	0,86	0,02	220	2	9200000
ЛЭП № 29 (3)	300	40	0,86	0,07	220	2	8000000

Таблица 5.5 – Исходные данные для тепловых магистралей

Имя	x^j , Гкал/ч	L , км	$t_{вн}$, C°	$t_{ос}$, C°	D^j , мм	d^j , мм	λ_{mu}	C_k^j , руб.
ТМ № 1 (1)	600	13	100	-38	500	480	0,04	13000000
ТМ № 1 (2)	500	13	100	-38	426	414	0,04	10400000
ТМ № 1 (3)	400	13	100	-38	377	359	0,04	7800000
ТМ № 2 (1)	600	10	100	-38	500	480	0,04	10000000
ТМ № 2 (2)	500	10	100	-38	426	414	0,04	8000000
ТМ № 2 (3)	400	10	100	-38	377	359	0,04	6000000
ТМ № 3 (1)	400	8	100	-38	377	359	0,04	4800000
ТМ № 3 (2)	300	8	100	-38	273	259	0,04	3200000

Продолжение Таблица 5.5

Имя	x^j , Гкал/ч	L , км	$t_{\text{вн}}, \text{C}^0$	$t_{\text{ос}}, \text{C}^0$	D^j , мм	d^j , мм	$\lambda_{\text{ти}}$	C_k^j , руб.
ТМ № 3 (3)	200	8	100	-38	194	184	0,04	24000000
ТМ № 4 (1)	150	11	100	-38	133	125	0,04	27500000
ТМ № 4 (2)	100	11	100	-38	108	100	0,04	22000000
ТМ № 4 (3)	70	11	100	-38	76	69	0,04	18700000
ТМ № 5 (1)	500	27	100	-38	426	414	0,04	216000000
ТМ № 5 (2)	400	27	100	-38	377	359	0,04	162000000
ТМ № 5 (3)	300	27	100	-38	273	259	0,04	108000000
ТМ № 6 (1)	500	12	100	-38	426	414	0,04	96000000
ТМ № 6 (2)	400	12	100	-38	377	359	0,04	72000000
ТМ № 6 (3)	300	12	100	-38	273	259	0,04	48000000
ТМ № 7 (1)	300	4	100	-38	273	259	0,04	16000000
ТМ № 7 (2)	200	4	100	-38	194	184	0,04	12000000
ТМ № 7 (3)	100	4	100	-38	108	100	0,04	8000000
ТМ № 8	55	3	100	-38	57	50	0,04	6000000
ТМ № 9 (1)	700	17	100	-38	600	580	0,04	170000000
ТМ № 9 (2)	600	17	100	-38	500	480	0,04	136000000
ТМ № 9 (3)	500	17	100	-38	426	414	0,04	102000000
ТМ № 10 (1)	300	13	100	-38	273	259	0,04	52000000
ТМ № 10 (2)	200	13	100	-38	194	184	0,04	39000000
ТМ № 10 (3)	100	13	100	-38	108	100	0,04	26000000
ТМ № 11 (1)	300	11	100	-38	273	259	0,04	44000000
ТМ № 11 (2)	200	11	100	-38	194	184	0,04	33000000
ТМ № 11 (3)	100	11	100	-38	108	100	0,04	22000000
ТМ № 12 (1)	600	10	100	-38	500	480	0,04	100000000
ТМ № 12 (2)	500	10	100	-38	426	414	0,04	80000000
ТМ № 12 (3)	400	10	100	-38	377	359	0,04	60000000
ТМ № 13	90	11	100	-38	76	69	0,04	16500000
ТМ № 14 (1)	650	16	100	-38	600	580	0,04	160000000
ТМ № 14 (2)	550	16	100	-38	480	468	0,04	128000000
ТМ № 14 (3)	450	16	100	-38	426	414	0,04	96000000
ТМ № 15 (1)	200	9	100	-38	194	184	0,04	27000000
ТМ № 15 (2)	140	9	100	-38	133	125	0,04	22500000
ТМ № 15 (3)	100	9	100	-38	108	100	0,04	18000000
ТМ № 16 (1)	200	8	100	-38	194	184	0,04	24000000
ТМ № 16 (2)	110	8	100	-38	108	100	0,04	16000000
ТМ № 16 (3)	70	8	100	-38	57	50	0,04	15300000
ТМ № 17 (1)	140	7	100	-38	133	125	0,04	17500000
ТМ № 17 (2)	90	7	100	-38	76	69	0,04	14000000
ТМ № 17 (3)	55	7	100	-38	57	50	0,04	11900000
ТМ № 18 (1)	400	10	100	-38	377	359	0,04	60000000
ТМ № 18 (2)	300	10	100	-38	273	259	0,04	40000000
ТМ № 18 (3)	200	10	100	-38	194	184	0,04	30000000
ТМ № 19	150	9	100	-38	133	125	0,04	22500000
ТМ № 20 (1)	400	9	100	-38	377	359	0,04	54000000
ТМ № 20 (2)	300	9	100	-38	273	259	0,04	36000000
ТМ № 20 (3)	200	9	100	-38	194	184	0,04	27000000
ТМ № 21 (1)	400	7	100	-38	377	359	0,04	42000000
ТМ № 21 (2)	300	7	100	-38	273	259	0,04	28000000
ТМ № 21 (3)	200	7	100	-38	194	184	0,04	21000000
ТМ № 22	110	6	100	-38	108	100	0,04	12000000
ТМ № 23 (1)	650	13	100	-38	600	580	0,04	130000000
ТМ № 23 (2)	550	13	100	-38	480	468	0,04	104000000
ТМ № 23 (3)	450	13	100	-38	426	414	0,04	78000000
ТМ № 24 (1)	500	28	100	-38	426	414	0,04	224000000
ТМ № 24 (2)	400	28	100	-38	377	359	0,04	168000000
ТМ № 24 (3)	300	28	100	-38	273	259	0,04	112000000

Таблица 5.6 – Исходные данные для газовых магистралей

Имя	x^j , м ³ /ч	L , км	u , м ³ /сут.	d^j , мм	C_k^j , руб.
ГМ № 1 (1)	100000	6	0,0048	800	15000000
ГМ № 1 (2)	80000	6	0,0048	700	12480000
ГМ № 1 (3)	60000	6	0,0048	600	10860000
ГМ № 2	3500	2	0,00072	150	12300000
ГМ № 3 (1)	90000	6	0,0048	800	15000000
ГМ № 3 (2)	70000	6	0,0048	630	11520000
ГМ № 3 (3)	50000	6	0,0048	500	9360000
ГМ № 4	5000	3	0,00072	184	20400000
ГМ № 5 (1)	85000	5	0,0048	700	10400000
ГМ № 5 (2)	65000	5	0,0048	600	9050000
ГМ № 5 (3)	45000	5	0,0048	500	7800000
ГМ № 6	3000	18	0,00072	140	11070000
ГМ № 7	7000	4	0,00072	200	27200000
ГМ № 8	6000	15	0,00072	200	10200000
ГМ № 9 (1)	80000	28	0,0048	700	58240000
ГМ № 9 (2)	60000	28	0,0048	600	50680000
ГМ № 9 (3)	40000	28	0,0048	450	38920000
ГМ № 10 (1)	95000	18	0,0048	800	45000000
ГМ № 10 (2)	75000	18	0,0048	700	37440000
ГМ № 10 (3)	55000	18	0,0048	600	32580000
ГМ № 11 (1)	90000	4	0,0048	800	10000000
ГМ № 11 (2)	70000	4	0,0048	630	7680000
ГМ № 11 (3)	50000	4	0,0048	500	6240000
ГМ № 12	4000	10	0,00072	150	6150000
ГМ № 13 (1)	80000	7	0,0048	700	14560000
ГМ № 13 (2)	60000	7	0,0048	600	12670000
ГМ № 13 (3)	40000	7	0,0048	450	9730000
ГМ № 14	3500	3	0,00072	150	18450000
ГМ № 15 (1)	75000	14	0,0048	700	29120000
ГМ № 15 (2)	55000	14	0,0048	600	25340000
ГМ № 15 (3)	45000	14	0,0048	500	21840000
ГМ № 16	5000	12	0,00072	175	8160000
ГМ № 17 (1)	15000	11	0,00072	300	10340000
ГМ № 17 (2)	10000	11	0,00072	250	9350000
ГМ № 17 (3)	5000	11	0,00072	175	7480000
ГМ № 18 (1)	70000	13	0,0048	630	24960000
ГМ № 18 (2)	60000	13	0,0048	600	23530000
ГМ № 18 (3)	50000	13	0,0048	500	20280000
ГМ № 19	5500	2	0,00072	175	1360000
ГМ № 20 (1)	65000	8	0,0048	600	14480000
ГМ № 20 (2)	50000	8	0,0048	500	12480000
ГМ № 20 (3)	40000	8	0,0048	450	11120000
ГМ № 21 (1)	15000	4	0,00072	300	3760000
ГМ № 21 (2)	10000	4	0,00072	250	3400000
ГМ № 21 (3)	5000	4	0,00072	175	2720000
ГМ № 22	4000	16	0,00072	150	9840000
ГМ № 23 (1)	15000	35	0,00072	300	32900000
ГМ № 23 (2)	10000	35	0,00072	250	29750000
ГМ № 23 (3)	5000	35	0,00072	175	23800000
ГМ № 24 (1)	60000	18	0,0048	600	32580000
ГМ № 24 (2)	50000	18	0,0048	500	28080000
ГМ № 24 (3)	40000	18	0,0048	450	25020000
ГМ № 25 (1)	70000	20	0,0048	630	38400000
ГМ № 25 (2)	60000	20	0,0048	600	36200000
ГМ № 25 (3)	50000	20	0,0048	500	31200000

Приложение Б Результаты расчета избыточной тестовой схемы интегрированной энергетической системы

Таблица 6.1 – Результаты расчета для источников энергии

Имя	$P_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$P_e^{i,\tau}$, МВт	$P_g^{i,\tau}$, м ³ /ч	Загруженность, %
ТЭЦ	500,00	400,00	-	100,00/100,00
ГЭС	-	0,00	-	0,00
КЭС	-	299,85	-	99,95
Котельная № 1	423,34	-	-	84,67
Котельная № 2	311,46	-	-	77,86
Газораспределительная станция	-	-	226638,00	90,66
Балансирующий источник централизованный	0,00	0,00	0,00	-
Балансирующий источник распределенная система № 1	0,00	0,00	0,00	-
Балансирующий источник распределенная система № 2	0,00	0,00	0,00	-

Таблица 6.2 – Результаты расчета для активных потребителей

Имя	C_h , руб.	C_e , руб.	C_g , руб.	C_c , руб.	C_{ac} , руб.	$P_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	Загруженность, %	$P_e^{i,\tau}$, МВт	Загруженность, %
Акт. потр. № 1	119250	121800	18180	60000	308130	0	0	60	100
Акт. потр. № 2	69650	86750	15150	54000	225200	0	0	50	100
Акт. потр. № 3	42530	66220	12120	42000	156045	0	0	55	100
Акт. потр. № 4	22800	58200	9090	30000	147390	0	0	0	0
Акт. потр. № 5	47850	99300	12120	66000	301770	0	0	30	100
Акт. потр. № 6	34450	109800	13635	54000	272985	0	0	60	100
Акт. потр. № 7	60100	72100	12726	36000	233526	0	0	0	0

Таблица 6.3 – Результаты расчета для обычных потребителей

Имя	C_h , руб.	C_e , руб.	C_g , руб.	C_c , руб.	$\sum C$, руб.
Потребитель № 1	44100	54600	7575	30000	136275
Потребитель № 2	66150	40950	9090	24000	140190
Потребитель № 3	102900	88725	10605	48000	250230

Продолжение Таблица 6.3

Имя	C_h , руб.	C_e , руб.	C_g , руб.	C_c , руб.	$\sum C$, руб.
Потребитель № 4	147000	109200	14544	60000	330744
Потребитель № 5	102900	68250	10605	18000	199755

Таблица 6.4 – Результаты расчета для линий электропередачи

Имя	$P_e^{j,\tau}$, МВт	$\Delta P_e^{j,\tau}$, МВт	Загруженность, %
ЛЭП № 1	20,00	0,08	40,00
ЛЭП № 2	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 3	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 4	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 5	10,10	0,00	10,10
ЛЭП № 6	43,05	0,07	43,05
ЛЭП № 7	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 8	98,55	0,09	49,28
ЛЭП № 9	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 10	47,25	0,07	85,91
ЛЭП № 11	35,70	0,07	89,25
ЛЭП № 12	237,15	0,05	59,29
ЛЭП № 13	55,65	0,42	92,75
ЛЭП № 14	142,85	0,41	71,43
ЛЭП № 15	122,85	0,24	61,43
ЛЭП № 16	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 17	57,75	0,14	57,75
ЛЭП № 18	123,30	0,72	61,65
ЛЭП № 19	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 20	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 21	167,25	1,56	83,63
ЛЭП № 22	76,65	0,12	95,81
ЛЭП № 23	163,80	0,45	81,90
ЛЭП № 24	69,30	0,09	69,30
ЛЭП № 25	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 26	15,00	0,04	30,00
ЛЭП № 27	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 28	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 29	299,85	0,50	99,95

Таблица 6.5 – Результаты расчета для тепловых магистралей

Имя	$P_h^{j,\tau}$, Гкал/ч	$\Delta P_h^{j,\tau}$, Гкал/ч	Загруженность, %
ТМ № 1	423,34	21,17	84,67
ТМ № 2	133,35	6,67	33,34
ТМ № 3	194,44	9,72	97,22
ТМ № 4	95,55	4,78	95,55
ТМ № 5	0,00	0,00	0,00
ТМ № 6	0,00	0,00	0,00
ТМ № 7	26,44	1,32	26,44
ТМ № 8	47,25	2,36	85,91
ТМ № 9	0,00	0,00	0,00
ТМ № 10	20,81	1,04	20,81
ТМ № 11	80,66	4,03	80,66
ТМ № 12	500,00	25,00	100,00
ТМ № 13	82,95	4,15	92,17

Продолжение Таблица 6.5

Имя	$P_h^{j;\tau}$, Гкал/ч	$\Delta P_h^{j;\tau}$, Гкал/ч	Загруженность, %
ТМ № 14	336,39	16,82	74,75
ТМ № 15	129,15	6,46	92,25
ТМ № 16	101,85	5,09	92,59
ТМ № 17	78,75	3,94	87,50
ТМ № 18	26,64	1,33	13,32
ТМ № 19	136,50	6,83	91,00
ТМ № 20	201,60	10,08	67,20
ТМ № 21	98,70	4,94	49,35
ТМ № 22	98,70	4,94	89,73
ТМ № 23	311,46	15,57	69,21
ТМ № 24	0,00	0,00	0,00

Таблица 6.6 – Результаты расчета для газовых магистралей

Имя	$P_g^{j;\tau}$, м³/ч	$\Delta P_g^{j;\tau}$, м³/ч	Загруженность, %
ГМ № 1	71506,00	715,06	89,38
ГМ № 2	3030,00	30,30	86,57
ГМ № 3	68476,00	684,76	97,82
ГМ № 4	4040,00	40,40	80,80
ГМ № 5	61911,00	619,11	95,25
ГМ № 6	2525,00	25,25	84,17
ГМ № 7	6060,00	60,60	86,57
ГМ № 8	5050,00	50,50	84,17
ГМ № 9	50801,00	508,01	84,67
ГМ № 10	57535,00	575,35	76,71
ГМ № 11	54000,00	540,00	77,14
ГМ № 12	3535,00	35,35	88,38
ГМ № 13	47597,00	475,97	79,33
ГМ № 14	3030,00	30,30	86,57
ГМ № 15	44567,00	445,67	99,04
ГМ № 16	4040,00	40,40	80,80
ГМ № 17	4545,00	45,45	90,90
ГМ № 18	50000,00	500,00	100,00
ГМ № 19	4848,00	48,48	88,15
ГМ № 20	45152,00	451,52	90,30
ГМ № 21	4242,00	42,42	84,84
ГМ № 22	3535,00	35,35	88,38
ГМ № 23	0,00	0,00	0,00
ГМ № 24	37375,00	373,75	93,44
ГМ № 25	35982,00	359,82	71,96

**Приложение В Исходные данные для расчета интегрированной схемы
энергоснабжения микрорайона Академгородок г. Иркутска**

Таблица 7.1 – Исходные данные для источников энергии

Имя	$\bar{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$\underline{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$\bar{P}_e^{i,\tau}$, МВт	$\underline{P}_e^{i,\tau}$, МВт	C_{ch} , руб.	C_{ce} , руб.
ГПП	-	-	80	0	-	1200
ТЭЦ	100	0	-	-	1300	-

Таблица 7.2 – Исходные данные для обычных потребителей

Имя	$H_{rh}^{i,\tau}$, Гкал/ч	$H_{re}^{i,\tau}$, МВт
Потребитель № 2	5,06	3,78
Потребитель № 4	6,61	3,94
Потребитель № 7	3,82	2,50
Потребитель № 8	3,40	1,84
Потребитель № 9	3,40	2,48
Потребитель № 12	6,58	3,10
Потребитель № 14	9,00	7,30

Таблица 7.3 – Исходные данные для активных потребителей

Имя	$H_{rh}^{i,\tau}$, Гкал/ч	$H_{re}^{i,\tau}$, МВт	$\bar{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$\underline{P}_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	C_{dh}^i , руб.	$\bar{P}_e^{i,\tau}$, МВт	$\underline{P}_e^{i,\tau}$, МВт	C_{de}^i , руб.	C_k^i , млн. руб.
Акт. потр. № 1	3,55	2,52	3,8	0	1100	7,5	0	1000	22,8 / 525
Акт. потр. № 3	2,12	1,80	2,5	0	1180	5,0	0	1050	10,8 / 350
Акт. потр. № 5	4,76	2,74	5,2	0	1120	9,0	0	980	30,0 / 630
Акт. потр. № 6	3,91	3,52	4,2	0	1160	8,8	0	1060	24,0 / 616
Акт. потр. № 10	2,14	1,48	2,5	0	1100	4,5	0	1000	15,0 / 315
Акт. потр. № 11	3,06	2,82	3,3	0	1190	7,0	0	1020	19,2 / 490
Акт. потр. № 13	4,08	2,83	4,4	0	1130	8,5	0	1040	25,2 / 595
Акт. потр. № 15	3,42	2,60	3,7	0	1170	7,2	0	1070	21,0 / 504

Таблица 7.4 – Исходные данные для кабельных линий

Имя	x^j , МВт	L , м	$\cos \varphi$	r_0 , Ом/км	$U_{ном}$, кВ	n
КЛ № 1	7,5	100	0,86	1,15	6	1
КЛ № 2	12,0	205	0,86	0,74	6	1
КЛ № 3	5,0	400	0,86	0,74	6	1
КЛ № 4	4,5	1340	0,86	1,15	6	1
КЛ № 5	9,0	1200	0,86	0,74	6	1
КЛ № 6	15,0	1010	0,86	0,08	6	1
КЛ № 7	3,0	380	0,86	1,15	6	1
КЛ № 8	10,0	1390	0,86	0,06	6	1
КЛ № 9	3,0	504	0,86	1,15	6	1
КЛ № 10	4,8	973	0,86	0,15	6	1
КЛ № 11	7,3	200	0,86	0,74	6	1
КЛ № 12	20,0	1355	0,86	0,15	6	1
КЛ № 13	18,0	300	0,86	0,52	6	1
КЛ № 14	8,0	400	0,86	1,15	6	1
КЛ № 15	7,5	700	0,86	1,15	6	1
КЛ № 16	7,0	610	0,86	0,15	6	1

Таблица 7.5 – Исходные данные для тепловых магистралей

Имя	x^j , Гкал/ч	L , м	$t_{вн}$, C ⁰	t_{oc} , C ⁰	D^j , мм	d^j , мм	$\lambda_{ми}$
ТМ № 1	4,0	100	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 2	5,8	1100	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 3	2,5	70	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 4	13,0	1300	100	-38	17,0	10,0	0,04
ТМ № 5	7,4	720	100	-38	13,5	8,0	0,04
ТМ № 6	5,3	540	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 7	26,0	975	100	-38	33,5	25,0	0,04
ТМ № 8	4,5	830	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 9	20,0	780	100	-38	26,8	20,0	0,04
ТМ № 10	15,0	750	100	-38	21,3	15,0	0,04
ТМ № 11	4,3	870	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 12	7,6	1000	100	-38	13,5	8,0	0,04
ТМ № 13	3,8	400	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 14	4,0	1400	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 15	2,5	980	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 16	30,0	480	100	-38	33,5	25,0	0,04
ТМ № 17	4,0	790	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 18	26,0	610	100	-38	33,5	25,0	0,04
ТМ № 19	3,5	350	100	-38	10,2	6,0	0,04
ТМ № 20	22,0	910	100	-38	26,8	20,0	0,04
ТМ № 21	10,0	360	100	-38	17,0	10,0	0,04
ТМ № 22	13,0	470	100	-38	17,0	10,0	0,04
ТМ № 23	4,5	356	100	-38	10,2	6,0	0,04

**Приложение Г Результаты расчета интегрированной схемы энергоснабжения
микрорайона Академгородок г. Иркутска**

Таблица 8.1 – Результаты расчета для источников энергии

Имя	$P_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	$P_e^{i,\tau}$, МВт
ГПП	-	26,187
ТЭЦ	39,763	-

Таблица 8.2 – Результаты расчета для активных потребителей

Имя	C_h , руб.	C_e , руб.	C_{ac} , руб.	$P_h^{i,\tau}$, Гкал/ч	Загружен- ность, %	$P_e^{i,\tau}$, МВт	Загружен- ность, %
Акт. потр. № 1	98406	172748	271154	3,73	98,16	7,20	96,00
Акт. потр. № 3	63040	116129	179169	2,23	89,20	4,61	92,20
Акт. потр. № 5	134346	211217	345563	5,00	96,15	8,98	99,78
Акт. потр. № 6	114297	221568	335865	4,11	97,86	8,71	98,98
Акт. потр. № 10	59321	103150	162471	2,25	90,00	4,30	95,56
Акт. потр. № 11	91763	168534	260297	3,21	97,27	6,89	98,43
Акт. потр. № 13	116182	204745	320927	4,28	97,27	8,20	96,47
Акт. потр. № 15	100835	182717	283552	3,59	97,03	7,12	98,89

Таблица 8.3 – Результаты расчета для обычных потребителей

Имя	C_h , руб.	C_e , руб.	$\sum C$, руб.
Потребитель № 2	198919	125738	324657
Потребитель № 4	259852	131060	390912
Потребитель № 7	150172	83160	233332
Потребитель № 8	133661	61206	194867
Потребитель № 9	133661	82495	216156
Потребитель № 12	258673	103118	361791
Потребитель № 14	353808	242827	596635

Таблица 8.4 – Результаты расчета для линий электропередачи

Имя	$P_e^{j,\tau}$, МВт	$\Delta P_e^{j,\tau}$, МВт	Загруженность, %
ЛЭП № 1	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 2	3,97	0,19	33,08
ЛЭП № 3	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 4	4,14	0,20	92,00
ЛЭП № 5	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 6	0,00	0,00	0,00

Продолжение Таблица 8.4

Имя	$P_e^{j,\tau}$, МВт	$\Delta P_e^{j,\tau}$, МВт	Загруженность, %
ЛЭП № 7	2,63	0,13	87,67
ЛЭП № 8	1,93	0,09	19,30
ЛЭП № 9	2,60	0,12	86,67
ЛЭП № 10	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 14	7,67	0,17	95,88
ЛЭП № 15	0,00	0,00	0,00
ЛЭП № 16	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.5 – Результаты расчета для тепловых магистралей

Имя	$P_h^{j,\tau}$, Гкал/ч	$\Delta P_h^{j,\tau}$, Гкал/ч	Загруженность, %
ТМ № 1	0,00	0,00	0,00
ТМ № 2	5,31	0,15	91,55
ТМ № 3	0,00	0,00	0,00
ТМ № 4	5,31	0,10	40,85
ТМ № 5	6,94	0,13	93,78
ТМ № 6	0,00	0,00	0,00
ТМ № 7	12,25	0,23	47,11
ТМ № 8	0,00	0,00	0,00
ТМ № 9	7,58	0,16	37,90
ТМ № 10	7,58	0,16	50,53
ТМ № 11	4,01	0,10	93,26
ТМ № 12	3,57	0,08	46,97
ТМ № 13	3,57	0,08	93,95
ТМ № 14	0,00	0,00	0,00
ТМ № 15	0,00	0,00	0,00
ТМ № 16	19,93	0,30	66,43
ТМ № 17	3,57	0,05	89,25
ТМ № 18	16,36	0,20	62,92
ТМ № 19	0,00	0,00	0,00
ТМ № 20	16,36	0,20	74,18
ТМ № 21	9,45	0,12	94,50
ТМ № 22	6,91	0,08	53,15
ТМ № 23	0,00	0,00	0,00