

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»**

На правах рукописи

Макаров Ярослав Викторович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ МУЛЬТИАГЕНТНОГО
ПОДХОДА К МОДЕЛИРОВАНИЮ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОТЕХ-
НИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ И СИСТЕМ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ**

Специальность: 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Ю.П. Кубарьков

Самара – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Обзор современных электроэнергетических комплексов	9
1.1 Основные типы систем электроснабжения	9
1.1.1 Традиционные электроэнергетические комплексы.....	9
1.1.2 Smart Grids	11
1.1.3 Микросети	13
1.1.4 Изолированные системы.....	16
1.1.5 Преобразование систем генерации электроэнергии: классические станции, распределенная генерация и возобновляемые источники электроэнергии	17
1.1.6 Системы аккумулирования электроэнергии	20
1.2. Моделирование систем, основанное на мульти-агентном принципе	23
1.3. Выводы к первой главе	29
2 Совершенствование принципов мульти-агентного моделирования электротехнических комплексов и систем	30
2.1 Современные методы моделирования электрических сетей	30
2.1.1 Теория графов.....	31
2.1.2 Схемы замещения (Т-,П-образные)	32
2.1.3 Четырехполюсник.....	32
2.2 Методы расчета установившихся режимов.....	34
2.2.1 Расчет по данным, характеризующим начало участка	36
2.2.2 Метод по данным, характеризующим конец участка	37
2.2.3 Расчет по заданной мощности конца участка и по напряжению начала	38
2.3 Структура мульти-агентной системы	40
2.4 Типы агентов и их характеристики	43
2.5. Модели взаимодействия агентов	51
2.5.1 Двухуровневая модель	57
2.5.2 Стандарт МЭК 61850.....	57

2.6 Выводы	61
3 Моделирование объектов электроэнергетики при помощи мульти-агентных систем	62
3.1 Применение агентов при решении режимных задач	62
3.2 Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мульти-агентных систем	69
3.3 Управление электроэнергетическими системами с применением мульти-агентных технологий	76
3.4 Сеть с распределенной генерацией.....	81
3.5 Выводы.....	889
4 Исследование мульти-агентной системы моделирования применительно к объектам нефтеперерабатывающей отрасли	90
4.1 Особенности нефтеперерабатывающей отрасли	90
4.2 Моделирование сети с распределенными источниками, подключенной к энергосистеме	97
4.3 Моделирование изолированной от энергосистемы сети	102
4.4 Выводы.....	108
Заключение.....	1099
Список использованных источников.....	111
Приложение А.....	121
Приложение Б.....	127

Введение

Актуальность темы диссертации. Современные электротехнические комплексы и системы (ЭКС) электрических сетей и систем электроснабжения (ЭССЭ) изменяются, модернизируются и совершенствуются для повышения надежности, ремонтпригодности и универсальности. В их составе имеются, с одной стороны, пассивные элементы передачи электроэнергии, и с другой - активно-адаптивные элементы. Последние позволяют регулировать потоки электрической энергии в электрической сети, изменяя их по величине и направлению. Для этого используются централизованные методы, в частности, диспетчерского управления, которые, решая задачу в целом, не всегда являются эффективными, поскольку большинство активно-адаптивных элементов находят свое применение на уровнях местных потребителей, или входят в состав ЭКС крупного предприятия.

Кроме этого все большее распространение находят источники распределенной генерации и возобновляемые источники. В таких ЭКС управление режимами работы возлагается на потребителей, в сети которых они установлены. Можно констатировать значительное разнообразие конфигураций, состава и состояний оборудования и электрических сетей и систем электроснабжения (ЭССЭ).

Поэтому разработка систем управления названными ЭКС, основанных на децентрализованных методах обработки данных и принятии решений является наиболее актуальной. Примерами подобных систем являются мульти-агентные системы (МАС), которые позволяют учесть большое число лимитирующих факторов, а также обладающие необходимой гибкостью в случае модернизации ЭССЭ и введении нового адаптивного оборудования.

Среди отечественных ученых в области МАС применительно к системам поддержки принятия решения проведены исследования Аюевым Б.И., Бартоломеем П.И., Трахтенгерцем Э.А., Поспеловым Д.А., Тарасовым В.Б., Ларичевым О.И., Городецким В.И., Манусовым В.З., Масселем Л.В.,

Паламарчуком С.И., Чукреевым Ю.А., в области виртуальных структур Скобелевым П.О., в области систем знаний Осиповым Г.С., а также Яшин А.И., Швецов А.Н. и Яковлев С.А. В области управления сложными объектами Колесникова А.А., Макарова И.М., Растригина Л.А., Цыпкина Я.З. и др. Среди зарубежных ученых можно выделить следующих ученых: М. Вулдридж (Wooldridge M), Н. Дженнингс (Jennings N.), Д. Вейс (Weiss G.), Т. Сандхольм (Sandholm T.), А. Оссовский (Ossowsky S.) и др.

Целью диссертации является совершенствование принципов мультиагентного подхода к моделированию элементов электротехнических комплексов и систем нефтяной отрасли для повышения эффективности управления системой электроснабжения.

Для достижения этой цели сформулированы и решены следующие задачи.

1. Анализ современных подходов моделирования и методов расчета установившихся режимов электрических сетей.
2. Построение архитектуры МАС применительно к ЭКС, с разработкой агентов, входящих в её состав и моделированием взаимодействия агентов.
3. Разработка методики оптимизации режимов работы ЭССЭ с активно адаптивными элементами на основе мульти-агентного подхода.
4. Апробация модели на примере промышленного предприятия нефтеперерабатывающей отрасли.

Методология и методы исследования.

Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования, методы оптимизации, методы искусственного интеллекта, система объектно-ориентированного программирования, теория электрических цепей. Для оценки работоспособности разработанных алгоритмов проведены сравнительные расчеты с использованием сертифицированных программных комплексов RastrWin и Pegas.

Научная новизна работы заключается в следующем.

1. Предложена методика моделирования агентов основных элементов сети применительно к СЭС.
2. Разработаны математические модели и алгоритмы взаимодействия агентов, позволяющие уменьшить количество линий взаимосвязи между агентами и вместе с тем производить расчет режимов работы ЭКС в реальном времени.
3. Разработана мульти-агентная модель управления СЭС нефтеперерабатывающего завода, позволяющая повысить эффективность использования имеющихся и вновь вводимых активно-адаптивных элементов.

Теоретическая значимость диссертационной работы состоит в разработке математических моделей агентов и моделей их взаимодействия, позволяющими производить моделирование электрических сетей и расчет их режимов работы в реальном времени.

Практическая значимость определяется следующими результатами.

1. Решением задачи стабилизации уровня напряжения на шинах потребителей, что обеспечивает сокращение внутренних потерь в оборудовании (электродвигателях, линиях связи и т.д.).
2. Минимизация уровня потерь за счёт оптимизации потоков мощности в элементах электрической сети.
3. Оптимизация загрузки источников распределенной генерации с учетом наличия в современных сетях возобновляемых источников электроэнергии.

Внедрение результатов. Полученные результаты работы:

- используются в учебном процессе ФГБОУ ВО "СамГТУ" при проведении лекционных занятий бакалавров и магистров по направлению "Электроэнергетика и электротехника", при выполнении

курсовых и выпускных работ по специальности "Электрические станции" и "Автоматизированные системы и сети".

- используются в учебном процессе ФГАОУ ВО "Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина", кафедры "Автоматизированных электрических систем".
- используется при проектировании энергетических объектов ООО "Самарский электропроект".

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Методика моделирования электрических сетей с использованием мульти-агентного подхода, основанная на моделировании каждого элемента сети определенным агентом, позволяющий учитывать ограничения, налагаемые конкретным объектом на возможные режимы работы.
2. Математические модели и алгоритмы взаимодействия агентов, обеспечивающие обоснованность принимаемых технических решений и развитие задачи моделирования электротехнического оборудования, входящего в состав электрических сетей, с учетом изменения основных параметров режима.
3. Методика повышения эффективности управления активно-адаптивными элементами в системе электроснабжения нефтеперерабатывающего предприятия.

Достоверность полученных результатов. Достоверность научных результатов, приведенных в диссертации, подтверждается корректным использованием методов математического моделирования, параметрической оптимизации, теоретических положений электротехники, электрических машин, а также результатами компьютерного моделирования режимов работы электрических сетей с мульти-агентным принципом организации.

Апробация работы. Основные положения работы докладывались и обсуждались:

- на заседаниях научных семинаров кафедры «Электрические станции» Самарского государственного технического университета (Самара, 2013, 2014, 2015 г.);

- на V международной научно-технической конференции "Электроэнергетика глазами молодежи" (Томск, 2014 г.);

- на конференции «Современные проблемы развития электроэнергетики» (Самара, 2015 г;

- на XII Международной научно-практической конференции "Ашировские чтения" (Самара, 2015 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 25 печатных работ, из них 3 – в периодических изданиях, рекомендованных ВАК России для публикации научных работ.

Структура и объём диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения. Работа содержит 142 страницы, 48 рисунков, 11 таблиц, 91 источник и 2 приложения.

1 Обзор современных электроэнергетических комплексов

1.1 Основные типы систем электроснабжения

1.1.1 Традиционные электроэнергетические комплексы

Электроненергетические комплексы состоят из большого количества различных электроэнергетических объектов, которые необходимы для обеспечения производства, передачи и потребления электроэнергии. Все три процесса тесно взаимосвязаны между собой и оказывают как положительное (повышение статической и динамической устойчивости системы, обеспечение надежности электроснабжения потребителей, и т.д.), так и негативное (увеличение значений токов короткого замыкания, снижение показателей качества электроэнергии, увеличение уровня потерь и т.д.) воздействия друг на друга. При этом важную роль играет модель построения электроэнергетического комплекса как таковой, модели управления протекающими в нем процессами, в том числе и модели ликвидации аварийных процессов, а также своевременная актуализация данных о состоянии сетевого оборудования.

В классической схеме электроэнергетического комплекса, генерирующие объекты, такие как тепловые электрические станции (ТЭС) и гидроэлектростанции (ГЭС) подключаются непосредственно к магистральным линиям электропередач (МЛЭП) и осуществляют выработку электроэнергии для всей системы в целом. Такие электростанции являются основными источниками электроэнергии для потребителей и они обладают небольшим количеством, но большой мощности энергоблоками, а также зачастую располагаются в местах значительно удаленных от потребителей, что, в конечном счете, и обуславливает необходимость наличия разветвленных сетей различного уровня напряжений.

Неоспоримыми достоинствами таких систем электроснабжения являются:

- наличие большого запаса мощности во всей системе;
- наличие небольшого числа генерирующих объектов и, как следствие, более простое управление ими;

Однако такая схема построения электроэнергетических сетей не лишена существенных недостатков:

- наличие или сооружение ЛЭП для обеспечения связей электростанций с системой;
- большие потери мощности при выходе из строя блоков электростанции или самой электростанции;
- нарушение электроснабжения потребителей при авариях;
- значительная инерционность системы, обусловленная наличием ТЭС, при ликвидации крупных аварий;

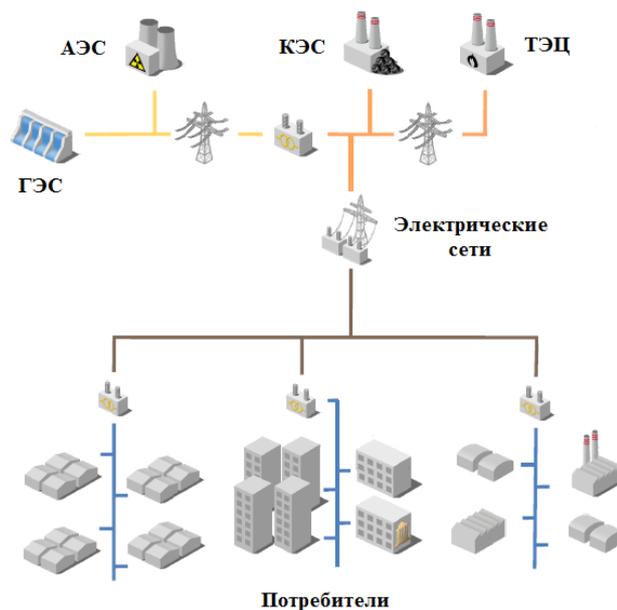


Рисунок 1.1 - Традиционная схема электрической сети.

Систему электроснабжения можно рассматривать как сложную систему, состоящую из большого числа взаимодействующих субъектов. Поэтому воспроизведение поведения всей системы в целом невозможно только путем моделирования её отдельных объектов или же моделируя систему в качестве моноблока. Чтобы понять такие сложные системы, а также улучшить их конструкцию, недостаточно просто изучить их компоненты по отдельности, используя конкретные модели.

В свою очередь традиционные энергетические комплексы уже начали претерпевать ряд значительных изменений [28], которые ведут к созданию новой более гибкой энергосистемы сочетающей в себе как уже имеющиеся компоненты, так и интегрирующие новые более экономичные и технологичные устройства, позволяющие реализовать весь потенциал энергосистемы [8, 24]. К таким технологиям относятся Smart Grids.

1.1.2 Smart Grids

В соответствии с технологической платформой [5, 44], "Умная сеть" (Smart Grid) - это электрическая сеть, которая может грамотно интегрировать действия всех, подключенных к ней элементов, - генераторов, потребителей, а также те элементы, которые могут выполнять обе эти функции - для обеспечения надежного, экономичного и безопасного электроснабжения потребителей.

Можно сказать, что основной характеристикой интеллектуальной сети является наличие потока данных и информации между поставщиком электроэнергии и её потребителем, параллельно с потоками электроэнергии [79, 80]. Данная концепция расширена некоторыми авторами за счет полного внедрения SCADA систем на всех уровнях электрических сетей. Эти промышленные системы управления (SCADA) обеспечивают мониторинг и контроль основных промышленных и инфраструктурных процессов, таких как систем электроснабжения. Подобные системы нашли широкое применение в электрических сетях.



Рисунок 1.2 - Компоненты и технологии Smart grid.

Термин Smart Grid, как правило, охватывает часть электрической системы от передачи и распределения до конечного потребителя [10]. Таким образом, под этим термином подразумевается широкая область, есть много направлений исследований, связанные с этой темой, и касающиеся не только уровней напряжения сети. Вот почему Smart Grid используется для обозначения интеллектуального процесса электроэнергетического комплекса в целом, обращая особое внимание на все детали и нюансы в системе электроснабжения, которые должны быть отражены, используя информационные технологии (ИТ) или в общем, наличие какого-то интеллекта (хотя определение этого термина еще не согласовано и очень неопределенно).

Smart Grid предназначена для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей, путем внедрения в неё информационных и коммуникационных технологий (ИКТ). Для создания этой действительно сложной системы необходимы системы взаимосвязи, в качестве которых может выступить Интернет, а также специальная электроника, предназначенная для контроля процессов генерации электроэнергии и потребительского спроса. Это позволит поставщикам удаленно контролировать энергопотребление клиента и, таким образом, избегать длительных периодов пиковых нагрузок или перегрузки сети.

Кроме того, потребители смогут контролировать в режиме реального времени собственное энергопотребление [71], что может быть использовано для управления нагрузкой, контролируя свой собственный пик и потребляя вне пика в целях получения выгоды из-за более низких тарифов.

Можно сказать, что внедрение интеллектуальной сети включает в себя применение SCADA почти на всех уровнях сети. SCADA системы существуют в течение многих лет в транспортной сети. Для обеспечения эффективного управления системой на всех уровнях, в том числе и технологическом, необходимо внедрение таких систем как SCADA в распределительную сеть.

Другие технологии и механизмы, упоминающиеся в связи с интеллектуализацией электрических сетей:

- Интеллектуальные измерительные системы
- Средства передачи электроэнергии
- Распределенная генерация
- Управление спросом
- Системы аккумуляции электроэнергии
- Динамическое ценообразование

Все это является частью будущей энергосистемы, однако, умная сеть не должна рассматриваться, как сеть, состоящая только из этих компонентов. В свою очередь внедрение ИКТ позволит обеспечить механизмы управления и контроля над большинством из этих технологий. Эти технологии могут также содействовать развитию инфраструктуры ИКТ, например, внедрение умных счетчиков.

В состав Smart grid могут входить электрические сети, мало связанные с основной энергосистемой (при помощи одной линии электропередач) и способные к изолированному функционированию - так называемые микросети.

1.1.3 Микросети

Микросеть (microgrid) представляет собой интегрированную энергетическую систему, состоящую из взаимосвязанных нагрузок и распределенных энергетических ресурсов, которые, как целостная система, могут работать параллельно с энергосистемой или отдельно от неё [68]. Микросети можно также представить в виде множества небольших генераторов электроэнергии, расположенных в непосредственной близости от потребителей и служащих для их электроснабжения. Всё это является скомбинированной системой источников электроэнергии, потребителей и устройств аккумуляции электроэнергии, объединенных между собой посредством быстродействующей силовой электроники.

В состав подобных сетей может входить от двух и более различных устройств генерации электроэнергии, что при такой интеграции позволяет преодолеть ограничения присущие каждому из источников. Микросети представляют собой некоторую форму децентрализации электрических сетей.

Они включают в себя распределительные сети низкого или среднего уровня напряжения с распределенными источниками энергии, устройствами аккумулирования электроэнергии и управляемыми нагрузками.

Европейская комиссия [43] определяет микросети в виде небольших электрических распределительных систем, которые соединяют несколько потребителей с несколькими распределенными источниками электроэнергии. Еврокомиссия также утверждает, что микросети, как правило, могут обеспечивать электроснабжение небольших районов, обеспечивая электроэнергией до 500 потребителей на низком уровне напряжения. Отмеченное определение хорошо иллюстрирует, что данная технология подходит не только для электрификации небольших изолированных потребителей или удаленных зон в развивающихся странах, но также и для её интеграции в существующие сети высокого напряжения. Поэтому микросети могут найти широкий спектр применения в ближайшем будущем.

Во время аварий, источники электроэнергии и соответствующие им потребители могут быть автоматически отключены от распределительных систем электроснабжения и автономно функционировать. Это обстоятельство позволяет отделять нагрузки микросетей от аварийных участков без нарушения целостности энергоснабжающей сети. Такой режим носит название режима секционирования.

С точки зрения потребителей, всё рассмотренные ранее факторы можно представить в виде дополнительного преимущества по сравнению с обычными электрическими сетями поскольку это позволяет повысить надежность электроснабжения местных потребителей, улучшить уровень напряжения на их шинах, показатели качества электроэнергии, а также понизить всевозможные выбросы (за счет применения альтернативных источников электроэнергии), снизить стоимость энергоснабжения и т.д. Микросеть соединяется с распределительной сетью через одну точку общего подключения и может быть представлена в виде единичного блока в сети электропередачи.

Применение силовой электроники является принципиальной особенностью для микросетей, так как большинство микроисточников должны обладать

быстродействующим микропроцессорным управлением, для обеспечения необходимых характеристик системы. Поэтому микросеть является не только более или менее автономной частью системы электроснабжения, но и должна сама по себе представлять интеллектуальную систему.

Внедрение умных сетей обуславливает переход от ручных операций к интеллектуальным. Эти изменения будут особенно существенно влиять на распределительные сети [46]. Микросети, будучи гибким и автономным модулем умной сети, могут в некоторой мере обеспечить данный переход и облегчить это изменение. Проблемы реализации и внедрения микросетей связаны с тем, что они неявно считаются интеллектуальными, или, по крайней мере, они должны быть частью интеллектуальной сети.

Функционирование умной электроэнергетической системы будет обладать более высокой степенью сложности, чем у обычной электрической сети. Для обеспечения функциональности микросетей необходимы такие компоненты, как устройства автоматизации, интеллектуальные датчики, устройства дистанционного управления выключателями и коммутации сетей.

Подключения такого рода микросетей к энергосистеме, выполняемые в настоящее время, являются экспериментальными и почти всегда выполняются вручную, при условии обеспечения целого ряда факторов.

С точки зрения архитектуры, микросети могут классифицироваться по четырем различным типам [68]:

- Единичная микросеть

Сюда входят промышленные и коммерческие потребители, жилые дома и больницы, с нагрузками, как правило, до 2 МВт.

- Несколько единичных микросетей

Эта категория включает в себя микросети, охватывающие несколько зданий или сооружений, с нагрузками, как правило, в диапазоне от 2 до 5 МВт. В качестве примера можно привести кампусы (медицинские, научные, коммунальные, и т.д.), военные базы, промышленные и торговые комплексы.

- Фидерная микросеть

Такая сеть управляет генерацией и / или нагрузкой всех элементов в пределах определенного фидера, которая может достигать 5-10 МВт. В состав этих микросетей могут входить более мелкие микросети (одна или несколько единичных микросетей).

- Подстанционная микросеть

Она управляет генерацией и / или нагрузкой всех элементов, связанных с определенной распределительной подстанцией (РП), мощность которой может достигать 5-10 или более МВт.

Как уже отмечалось ранее, подобные микросети обладают важным свойством - возможностью работы в изолированном от энергосистемы режиме, что налагает определенные сложности на условия функционирования таких изолированных систем.

1.1.4 Изолированные системы

Объединенные электрические сети обладают большой степенью устойчивости благодаря их разветвленности и большому количеству измерительных приборов. Частота в таких сетях, как правило, стабильна, и во время нормальной работы происходят лишь небольшие изменения. Негативный эффект от сбоя генерирующей единицы при этом является минимальным по сравнению с общей генерацией всей системы. Таким образом, подобным эффектом можно практически пренебречь. И в дополнение к этому, в большинстве случаев имеется достаточное количество резервных блоков, с помощью которых можно быстро компенсировать потерянную мощность генерирующей единицы.

Однако, устойчивость резко снижается в изолированных системах. Как правило в состав малых самодостаточных электрических систем входят быстродействующие генерирующие единицы малой и/или средней мощности, такими как газо-мазутные установки (с комбинированным циклом), или же дизельные двигатели.

Чем меньше система, тем труднее становится её контролировать, эффект сглаживания, наблюдаемый в больших системах, в малых системах отсутствует.

Как правило, выход из строя одного генерирующего объекта приводит к существенному сокращению общей генерируемой мощности по сравнению с суммарной потребляемой мощностью в системе. Подобным образом и объединение крупных промышленных потребителей может вызвать дисбаланс.

Следуя всеобщей тенденции использования возобновляемых источников энергии, нестабильные источники электроэнергии внедряются и в изолированные системы [81], что вносит в систему дополнительную переменную, которая непосредственно влияет на ее стабильность.

1.1.5 Преобразование систем генерации электроэнергии: классические станции, распределенная генерация и возобновляемые источники электроэнергии

Производство электроэнергии является процессом преобразования энергии из других форм (химические, механические, ядерные и т.д.) в электрическую энергию. Это первостепенный процесс в цепи электроснабжения потребителей. Производство электроэнергии может осуществляться различными способами, в зависимости от используемого источника энергии, а также от размера генерирующей единицы.

Необходимо рассмотреть два аспекта связанных с генерацией электроэнергии в существующей энергосистеме.

Первый аспект связан с размером источников в энергосистеме. Централизованные электростанции, как правило, расположены в отдаленных районах с подходящими условиями для их функционирования (реки или водоемы для охлаждения, вблизи первичного ресурса и т.д.). Это традиционный способ производства электроэнергии.

Классическая концепция производства электроэнергии опирается на крупные производственные единицы, подключения их к сети для транспортировки энергии на большие расстояния и распределению до конечного потребителя, что может быть представлено в виде древовидной структуры. Где листьями являются конечные потребители, которые питаются от центрального

источника - корня. В этой конфигурации, потоки почти всегда однонаправлены - от источника к потребителям электроэнергии - от корней к листьям.

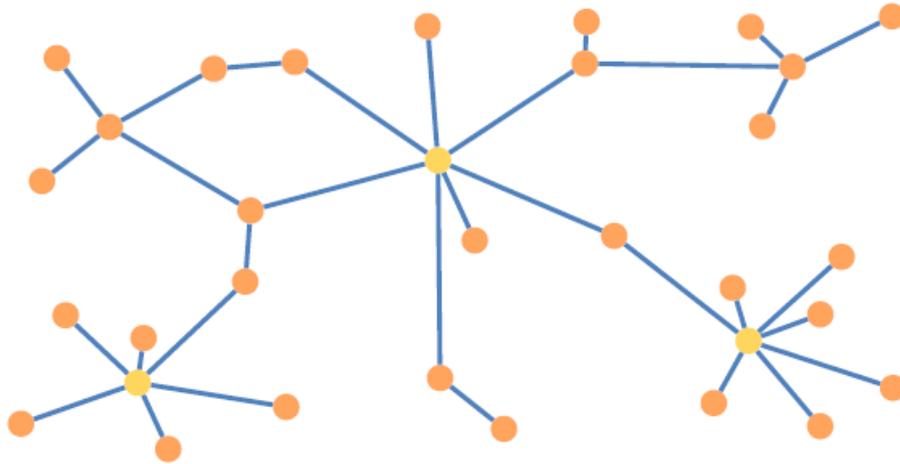


Рисунок 1.3 - Древоподобная структура электрической сети

В качестве альтернативы централизованных структур еще в середине прошлого века были предложены распределенные системы генерации, когда производство электроэнергии осуществляется вблизи потребителей. Распределенная генерация (РГ) позволяет избежать затрат на передачу электроэнергии потребителям.

И тем не менее данная концепция не может быть применима ко всем типами источников электроэнергии. В классической парадигме для предотвращения локального загрязнения угольные электростанции располагались за пределами городов. Интеграция возобновляемых источников энергии связана в первую очередь с тем, что они являются экологически чистыми.

При использовании распределенной генерации, электроэнергия производится рядом с потребителями, вблизи жилых районов и промышленных предприятий, с помощью небольших генерирующих единиц. По параметрам мощности данное энергетическое оборудование, как правило, предназначено только для удовлетворения энергетических потребностей локально подключенных потребителей. Избыток энергии, может подаваться в распределительную или передающую сети. Переход к интеллектуальной сети

сначала предусматривает внедрение, а затем и расширение доли распределенной генерации, что в конечном итоге приведет к её массовому применению.

Второй аспект, который позволяет охарактеризовать источники электроэнергии, - это вид первоисточника энергии. Здесь можно провести четкое различие между обычными и возобновляемыми источниками электроэнергии. Традиционные источники электроэнергии работают на ископаемых видах топлива (КЭС, ТЭЦ) или на ядерном топливе (АЭС), если говорить о тепловых электростанциях (ТЭС). Возобновляемые источники энергии приобретают все больше значение также из-за ограниченных запасов ископаемого топлива. В их состав входят теплогенерирующие электростанции на стабильных видах топлива, которые работают так же, как обычные электростанции, и другие типы станций, такие как ветрогенераторы, в которых ветровые турбины непосредственно преобразуют энергию ветра в электрическую энергию. Экологически чистые электростанции используют и другие методы генерации, такие как солнечные фотоэлектрические панели, в которых посредством фотогальванического эффекта происходит преобразование солнечной радиации в электричество, или использование приливной энергии, чтобы генерировать электрическую энергию.

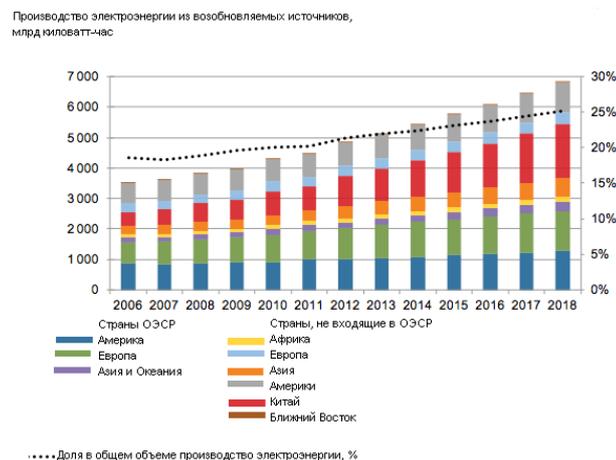


Рисунок 1.4 - Темпы роста внедрения возобновляемых источников

Возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ) не следует путать с распределенной генерацией. Возобновляемые источники электроэнергии, как правило, связаны с распределенной генерацией. Однако в последние годы

строятся все больше и больше крупных, централизованных электростанций, работающих на возобновляемых источниках электроэнергии (большие ветровые, солнечные фермы и т.д.) [78]. С другой стороны, существуют также и традиционные распределенные системы генерации (например, мини-ТЭЦ).

Внедрение и увеличение доли использования возобновляемых источников энергии приводит к возникновению важных вопросов. При необходимости покрытия спроса ВИЭ обладают свойством неравномерности выработки электроэнергии (например, ветрогенераторы) или же могут функционировать не постоянно, а периодически (например, солнечные электростанции - только в дневное время). Для устранения этого недостатка необходимо применение специальных систем аккумулирования электроэнергии.

1.1.6 Системы аккумулирования электроэнергии

Системы аккумулирования обеспечивают гибкость системы, которая ранее в основном характеризовалась однонаправленностью потоков мощности - генерирующие источники с одной стороны, а потребители - с другой. В системе электроснабжения, генерация всегда должна покрывать спрос. Кроме того, необходимо чтобы не производилось избыточное количество электроэнергии. Для обеспечения устойчивости системы баланс между производством и потреблением должен быть стабилен в течение всего времени функционирования.

Генерирующие источники в обычных энергосистемах управляются диспетчерами (для получения определенного уровня мощности). Они используют различные виды электростанций, в качестве базовых, средних и пиковых, в целях удовлетворения текущего спроса. Для новых развивающихся систем, в состав которых входят несколько типов нестабильных возобновляемых источников энергии, а также источники распределенной генерации, эта задача становится сложнее. Необходимы новые меры для обеспечения стабильности системы. Нестабильные или периодические источники электроэнергии вообще не могут быть или могут быть лишь частично использованы.

Должен быть обеспечен достаточный запас мощности на обычных или диспетчеризуемых электростанциях для поддержания генерации электроэнергии

в случае резких колебаний в выработке электроэнергии нестабильными источниками. Кроме этого, могут быть периоды перепроизводства, когда вырабатывается слишком много электроэнергии от возобновляемых источников без потребителя, чтобы использовать её при необходимости. Таким образом, системы аккумулирования приобретают особое значение.

Они могут быть использованы для реагирования в краткосрочные моменты переходных процессов, вызванных нестабильными источниками и, таким образом, способствовать стабилизации системы. Кроме того, они способны накапливать неиспользованную энергию и высвобождать её тогда, когда это необходимо.

Кроме того, электрическая система не является постоянной во времени. Это порождает периоды повышенного спроса, создавая необходимость увеличения генерации, или периоды низкого спроса, где некоторые потребители на низком уровне должны быть переключены на другие источники или отключены от сети. Для оптимизации использования блоков, важно их функционирование в или вокруг оптимальной точки. С этой точки зрения можно достичь оптимального значения затрат, выбросов и т.д. При колебаниях спроса можно заставить, по меньшей мере, одну электростанцию работать на разных уровнях мощности. Решение для этого условия - это так называемое сглаживание кривой нагрузки, Методика, позволяющая обеспечивать более постоянную генерацию. Более постоянные кривые генерации, как правило, способствуют снижению затрат на производство электроэнергии. В то время как пиковые электростанции в качестве дополнения используются не часто. Для достижения более пологого графика нагрузки можно использовать системы аккумулирования, чтобы сохранить энергию в периоды низкого спроса и отдавать её в периоды высокого спроса.

Системы аккумулирования это гибридные устройства, которые могут функционировать в качестве генерирующих или потребляющих составляющих элементов, в зависимости от необходимости сети в любой момент времени. Добавление этих особенностей в систему электроснабжения может сделать систему более гибкой, что делает систему более стабильной при возникновении

непредсказуемых изменений и внешних воздействий любого рода. Электрическая энергия может аккумулироваться только в электрической форме, да и то с трудом. Это возможно только в конденсаторных батареях или катушках, также называемых сверхпроводящими магнитоэлектрическими накопителями электроэнергии.

Обычно, преобразование электроэнергии в другие виды энергии, а затем проведение обратного преобразования, когда это необходимо, является более экономичным. Хотя каждый процесс преобразования сопровождается неизбежными потерями, энергия также теряется с течением времени при её хранении. Сумма всех индивидуальных потерь может быть значительной и сделать процесс экономически невыгодным.



Рисунок 1.5 - Роль систем аккумулирования в энергосетях

Рассмотренные изменения, связанные с переходом к систем Smart Grid, преобразованиями в схемах СЭС, внедрением распределенных и возобновляемых источников электроэнергии и систем её аккумулирования, относятся в большей степени к распределительным сетям 6 - 35 кВ, а также к сетям до 1000 В. При этом управление режимами работы источниками РГ возлагается на потребителей, поскольку средства централизованного или диспетчерского управления на этом уровне являются не эффективными. Поэтому разработка систем управления названными ЭЭС, основанных на децентрализованных методах обработки данных и принятии решений является наиболее актуальной.

1.2. Моделирование систем, основанное на мульти-агентном принципе

В настоящее время модели, использующие агентную концепцию, очень немногочисленны и представлены лишь в нескольких областях энергетического сектора [19, 48]. В большинстве случаев, в качестве агентов представляются участники рынка электроэнергии, которые занимаются решением проблемы либерализации рынка [75, 77]. На протяжении последних нескольких лет было сделано несколько попыток по улучшению экономической модели путем введения гетерогенных моделей поведения в более статические и однородные, традиционные методы моделирования [73]. Некоторые агентно-ориентированные модели, такие как Sugarscape [41, 42] показывают появление противоречивого поведения, которое связано с распределенным принятием решения разнородными агентами. Эти подходы показывают, что для распределенных систем, значительно более важными являются аспекты касательно местных взаимодействий и различий между агентами.



Рисунок 1.6 - Методы управления электрическими сетями

В [67] авторы определили, что "камнем преткновения" для мульти-агентных систем в области энергетики, в основном, является отсутствие опыта работы с такими типами систем, а также отсутствие стандартов. Это одна из причин

довольно медленного внедрения агентно-ориентированных подходов в данном секторе, по сравнению с другими отраслями, такими, как биология или социальная сфера, где стандарты и развитие реальных систем не так релевантны [9, 29, 30, 31, 54, 74, 87].

В [35] выявлено влияние выбросов CO_2 для европейского рынка производства электроэнергии при помощи специальной агентно-ориентированной модели. Модель имитирует долгосрочную эволюцию производства электроэнергии в Европе в виде ряда инвестиционных решений независимых агентов. Результаты исследования нашли отражение в основе рекомендаций при проведении политики сокращения CO_2 .

Целый ряд агентно-ориентированных моделей существует на энергетическом рынке [83]. Они в основном сосредоточены на экономических эффектах энергетических систем. Агенты, как правило, представляют участников рынка, которые ведут себя автономно и оказывают влияние на рынок. В [77], рассматриваются в первую очередь агентно-ориентированные модели для энергетических рынков. Кроме этого, была разработана агентно-ориентированная модель немецкой электроэнергетической сети. Для этого с помощью агентных подходов были смоделированы спрос на электроэнергию и её генерация, также как и рынок электроэнергии.

Эта работа фокусируется на экономических эффектах от внедрения возобновляемых источников энергии, таких, как влияние на цены на рынке электроэнергии. Другие примеры энергетических рынков можно найти в работах [56], где отражаются модели рынка электроэнергии Соединенного Королевства; в работах [83] и [34].

Агентно-ориентированные подходы [66] были также применены к техническому проектированию и электротехнике, и для управления системами. Примечательны также модели, занимающиеся управлением небольших автономных сетей, называемых мини- или микро-сетями [39, 40, 53, 64]. Первые подходы по применению МАС для управления мини- или микро-сетями относят к [84]. Hatziaargyriou др. [52] применяют МАС для централизованного и

децентрализованного контроля микро-сетей. В [37] авторы предлагают структуру на основе МАС для контроля микро-сетей. Основная цель заключается в представлении системы, способной интегрировать несколько функций, и предложить общую схему для контроля микро-сети. А в [38] отмечают преимущества использования агентов для контроля виртуальных электростанций. В этой работе более конкретно объясняется, как локальный интеллект и социальная способность агентов могут обеспечить поиск и представление решений необходимых для оптимального и эффективного контроля виртуальной электростанцией.

Другие агентно-ориентированные модели управления микро-сетями можно найти в трудах [57, 70, 73]. В связи с развитием смарт-сетей, будущей информатизацией и взаимодействием посредством транснациональной объединенной энергосистемой [85], предлагаются различные подходы моделирования, среди которых имеется и агентно-ориентированное моделирование, которое могло бы помочь лучше понять вновь выявленные риски в энергетической системе.

В работе [45] предложена структура Tafat для моделирования сложных энергетических систем, включающая в себя важные разработки программного обеспечения такие, как Model Driven Engineering. На основе метамодели могут быть автоматически созданы различные модели поведения. Для того, чтобы смоделировать местную нагрузку создаются отдельные модели потребителей электроэнергии. В качестве примера рассматривается вариант имитации нагрузки 1 000 домов, состоящих из пяти различных социальных групп. Производится сравнение с эквивалентной нагрузкой.

В работе [49] приводится пример простой гибридной возобновляемой энергосистемы и агентно-ориентированная модель для таких систем, была разработана микросеть, ориентированная на децентрализованное управление. В работах [58, 59, 60] представлена агентно-ориентированная, мультимасштабная модель ветрогенерации.

В [86] авторы представили агентно-ориентированную модель целостного изолированного электроэнергетического комплекса, которая представляет собой высоковольтную сеть, и может быть использована при проработке и принятии решений регионального планирования. Моделирование микро-сетей на основе комплексного системного подхода, посредством агентного моделирования, представлено в [59].

В работе [50] была определена важность взаимодействия между различными слоями системы, а также необходимость в системной модели, которой приходится взаимодействовать с различными слоями и масштабами.

Агент, согласно теории мульти-агентных систем, может быть представлен как [65]:

$$\text{Agent} = \langle G, B, S, A, P, C, \alpha \rangle, \quad (1.1)$$

где G – целевая функция агента, B – убеждения агента (восприятие окружающей среды), $S = \{s_1, s_2, \dots, s_n\}$ – набор параметров состояния, $A = \{a_1, a_2, \dots, a_m\}$ – набор действий агента, P – база знаний агента, C – механизм коммуникации агента с другими агентами, α – оператор.

Агент может пониматься как метаобъект, способный манипулировать другими объектами, а также имеющий развитые средства взаимодействия со средой и себе подобными [61]. В сфере энергетики под агентом, в частном случае, можно понимать вполне определенный объект энергосистемы (трансформатор, линия электропередач, генерирующий объект, потребитель и т.п.).

Однако, объекты не могут анализировать свое поведение, определять характер своих связей с другими объектами или природу адресованных им сообщений [26]. Их механизм получения сообщений сводится к вызову процедуры. А главное, они не могут самостоятельно формировать цели. В отличие от объекта агент может принять на себя определенные обязательства или, наоборот, отказаться от выполнения некоторой работы, мотивируя это отсутствием компетентности, занятостью другой задачей и т.п. [25]

Система, построенная на мульти-агентной основе [47], будет обладать иным подходом к решению поставленных задач, так как подразумевает автономию

каждого элемента сети и принцип совместного решения [4]. То есть одна и та же задача будет решаться одновременно несколькими агентами [20, 21], и затем, по определенным критериям, некоторые варианты решения будут отсеиваться. При этом на первый план выходят механизмы взаимодействия между агентами.

Интеллект агента выступает как подсистема управления деятельностью, позволяющая ему организовать и регулировать свои действия или действия другого агента. В то же время, интеллект имеет коммуникативную природу и формируется в процессах взаимодействия (коммуникации) агента с другими агентами, а потребность в коммуникации связана с реализацией целенаправленной деятельности [32, 55, 69].

Таким образом, агентно-ориентированный подход представляет собой развитие известных подходов. Для разработки агентов не нужно даже принципиально новых подходов, могут быть использованы стандартные технологии создания искусственного интеллекта – например, предикативное исчисление, генетические алгоритмы, несистемная логика и нейронная сеть. То есть, применяя давно известные формулы и схемы замещения, работая с тем же оборудованием, мы увеличиваем эффективность отрасли за счет оптимизации процессов управления этим оборудованием [33, 62]. Мульти-агентный подход позволяет решать известные задачи быстрее и качественнее. Быстрее – за счет своей структуры и большей приспособленности к параллельным вычислениям. Качественнее – за счет наличия «интеллекта» у системы, которая становится гораздо более гибкой, а ее выводы – интуитивно близкими человеку – пользователю [7, 18, 20].

Мульти-агентный подход реализуется двумя способами:

1) основанный на моделировании источников и потребителей соответствующими агентами, а вся сеть электроснабжения моделируется единственным агентом, при этом расчет режимов производится агентом сети на основе данных полученных от агентов-источников и агентов-потребителей;

2) основанный на моделировании каждого элемента сети определенным агентом, однако режимы работы сети не рассчитываются, а производится только

проверка возможности выработки достаточного количества электроэнергии имеющимися источниками.

В связи с вышесказанным применение мульти-агентных систем в энергетике в значительной мере преобразует процесс решения поставленных задач, что позволит применить методы распределенного вычисления [3, 23, 27] и ускорит нахождение решения. Однако это также неизбежно повлечет за собой преобразование системы коммуникации в энергосистеме, так как для корректной работы мульти-агентной системы требуются защищенные высокоскоростные каналы связи, а не только процессорные мощности.

Характеристики мульти-агентной системы:

- 1) Система должна поддерживать сервис восстановления сложной распределительной системы с распределенной генерацией. Агенты могут составлять гибкую систему при возникновении различных неисправностей.
- 2) Система должна обеспечивать поддержку стратегий восстановления без учета топологии распределительной сети. За счет этого она может эффективно бороться с каскадными авариями и повышать надежность системы.
- 3) Система должна быть полностью децентрализованной, что дает высокий уровень масштабируемости для распределительных сетей различной топологии.

Преимущества мульти-агентной системы:

- 1) Централизованная система, требующая мощный центральный компьютер, может привести к единой точке отказа [11]. Если центральный компьютер выйдет из строя вся система будет неподконтрольна. МАС не зависит от единичного отказа, так как она децентрализована, благодаря чему существенно возрастает надежность системы и её степень защиты [19].
- 2) МАС обеспечивает эффективность системы за счет параллельных вычислений и асинхронной работы.
- 3) МАС обладает высоким уровнем масштабируемости и гибкости, так как агенты могут быть добавлены или перемещены по мере надобности.

1.3. Выводы к первой главе

Рассмотрены традиционные электроэнергетические комплексы, отмечены процессы перехода к технологии Smart Grid, которая позволит не только повысить надежность электроснабжения потребителей, но и, в перспективе, организовать активное управление их собственным потреблением.

Выделяются такие типы СЭС как микро-сети и изолированные системы, которые имеют слабые связи с энергосистемой или их полное отсутствие. Управление и оптимизация режимов работы подобных СЭС также является одной из актуальных задач.

Рассмотрены вопросы внедрения источников РГ и возобновляемых источников, в частности. Отмечены как положительные -повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, так и отрицательные моменты, например, для ВИЭ необходимость использования систем аккумулирования.

Отмечена актуальность разработки систем основанных на децентрализованных принципах организации, примерами которых являются МАС. Проведен анализ МАС, применяемых для решения разнообразных задач в энергетическом секторе. Отмечены преимущества таких систем по сравнению с традиционно используемыми.

2 Совершенствование принципов мульти-агентного моделирования электротехнических комплексов и систем

2.1 Современные методы моделирования электрических сетей

Современные методы моделирования основаны на представлении любого типа энергетического оборудования в виде соответствующих ему математических моделей. Каждая математическая модель конкретного оборудования служит для описания процессов определенного рода, протекающих в нем. Однако разработка единственной универсальной модели конкретного оборудования нецелесообразна либо в виду чрезмерной сложности получаемого результата, либо в виду невозможности. Также каждая математическая модель описывает исходный объект лишь в определенном диапазоне граничных условий, либо с определенной точностью. А увеличение числа учитываемых факторов, влияющих на точность получаемого результата, либо не дает требуемого результата, либо значительно усложняет применяемую математическую модель.

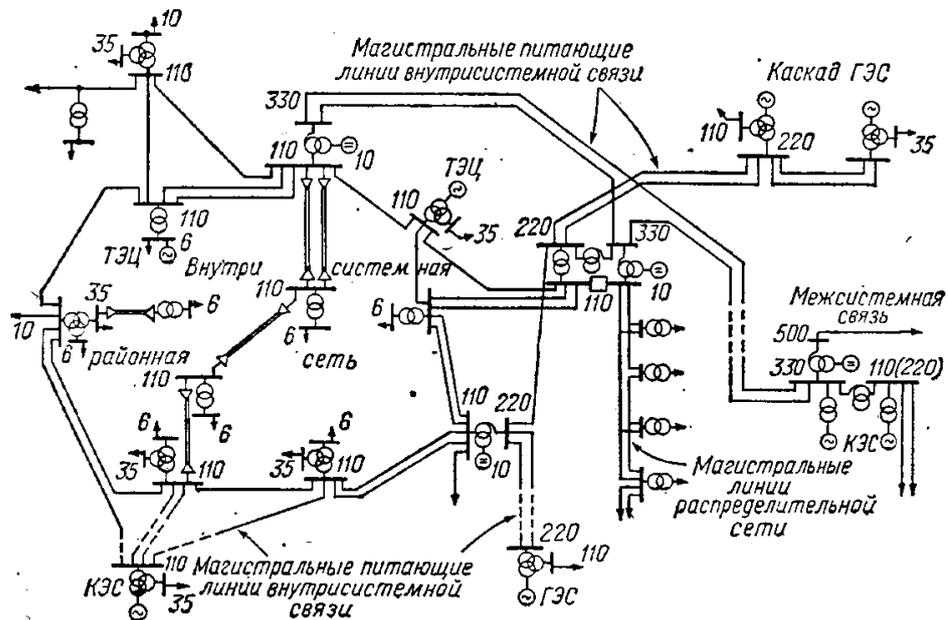


Рисунок 2.1 - Схема сложной электрической сети

Моделирование сложных электроэнергетических комплексов требует объединения математических моделей отдельно взятого оборудования в единую систему с определенной архитектурой. Изменение же исходной архитектуры приводит к изменению сформированной системы уравнений и в конечном счете к

непригодности полученного результата. С учетом существующего множества вариантов конфигурации энергосистемы (или её участка) в зависимости от возможных вариантов режимов работы приводит к бесчисленному множеству решений. Наиболее полно структура сложного электроэнергетического комплекса может быть описана направленным графом.

2.1.1 Теория графов.

Наиболее значимым в теории графов является аналитическое представление схемы замещения. Граф представляется в виде множества узлов и ветвей, соединяющих эти узлы. Узлами графа в электрической сети могут быть узлы сети, а ребрами - конкретные элементы сети, соединяющие эти узлы. При этом четко просматриваются функциональные взаимосвязи между отдельными величинами, которые определяют Граф.

При решении режимных задач обычно задаются произвольным направлением ребер. Зафиксированное направление каждого из имеющихся ребер является положительным для соответствующих параметров, это касается тока в нем, ЭДС и др. величин. Граф с фиксированным направлением ребер называется направленным.

Если вершина одного ребра является и вершиной последующего ребра и т.д., то соответствующая цепочка этих ребер - подграф образует путь графа. Когда первая вершина первого ребра заодно является и второй вершиной последнего ребра данного пути графа, то такой путь графа - замкнутый и образует контурный вид.

Если путь графа в этом данном графе можно выбрать, именно тот который соединяет его любые две вершины, то это – связанный граф; если нельзя - граф несвязанный.

Если ребра графа с фиксированными направлениями, то граф направленный. У каждого ребра направленного - ориентированного графа есть начальная и конечная вершины.

Из всего выше отмеченного можно сделать вывод, что схема электрической сети может рассматриваться в качестве графа. Схема замещения -

это граф, состоящий из рёбер (ветви), соединяющих вершины (узлы). Ветви образуют цепи или пути графа, они могут быть замкнутыми. Величины, которые характеризуют состояние ветвей - напряжения и токи обладают определенным направлением (без этого не возможно рассчитать рабочий режим сети).

2.1.2 Схемы замещения (Т-,П-образные)

При расчете режимов работы электрических сетей наиболее широко применяются схемы замещения основных её элементов, которые отображают ряд физических процессов протекающих в реальном оборудовании. Например для линий электропередач используются Т- и П-образные схемы замещения.

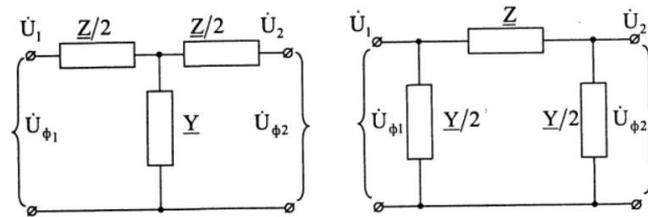


Рисунок 2.2 - Схемы замещения элементов электрической сети

Сопротивление продольной ветви схем замещения определяются следующим выражением:

$$Z = R_{\text{л}} + jX_{\text{л}} \quad (2.1)$$

Проводимость поперечной ветви

$$Y = G_{\text{л}} + jB_{\text{л}} \quad (2.2)$$

Обычно величина Y представляется в виде зарядной мощности линии Q_c . Тогда, при использовании справочных значениях удельных параметров ЛЭП, значения активного сопротивления, индуктивного сопротивления и зарядной мощности определяются следующим образом:

$$R_{\text{л}} = R_0 L/n, \quad X_{\text{л}} = X_0 L/n, \quad Q_c/2 = q_0 nL/2 = b_0 U_{\text{НОМ}}^2 nL/2, \quad (2.3)$$

где R_0 , X_0 , q_0 - удельные значения параметров ЛЭП, L - длина ЛЭП, n - количество параллельных цепей, $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение ЛЭП.

2.1.3 Четырехполюсник

Параметры режима в начале и конце электропередачи могут быть связаны параметрами четырехполюсника:

$$\dot{U}_1 = \dot{A}\dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{B}\dot{I}_2, \quad (2.4)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{C}\dot{U}_2 / \sqrt{3} + \dot{D}\dot{I}_2. \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} U_1 &= U_2 \operatorname{ch}(\gamma_0 L) + \sqrt{3} I_2 Z_C \operatorname{sh}(\gamma_0 L), \\ I_1 &= U_2 \operatorname{sh}(\gamma_0 L) / (Z_C \sqrt{3}) + I_2 \operatorname{ch}(\gamma_0 L) \end{aligned} \quad (2.6)$$

где ch , sh - гиперболический косинус и синус, L - длина ЛЭП. Волновое сопротивление воздушной линии Z_C определяется через удельные продольное сопротивление Z_0 и поперечную проводимость Y_0

$$Z_C = \sqrt{Z_0 / Y_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0) / (g_0 + jb_0)} = Z_C e^{j\xi}. \quad (2.7)$$

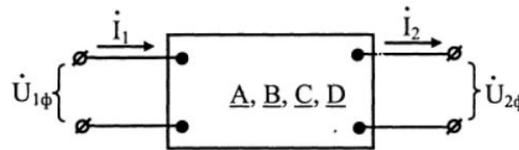


Рисунок 2.3 - Схема замещения в виде четырехполюсника.

Параметры четырехполюсника определяются по следующим выражениям:

$$\dot{A} = 1 + \dot{Y}\dot{Z} / 2, \quad (2.8)$$

$$\dot{B} = \dot{Z}, \quad (2.9)$$

$$\dot{C} = \dot{Y} + \dot{Y}^2 \dot{Z} / 4, \quad (2.10)$$

$$\dot{D} = 1 + \dot{Z}\dot{Y} / 2 \quad (2.11)$$

Аналогичным образом, имеются схемы замещения и для других силовых элементов (трансформаторы, реакторы и т.д.), входящих в состав электрических сетей. С использованием имеющихся выражений составляются системы уравнений математически описывающие всю или какую-либо часть электрической схемы. Далее, по одному из ниже описанных методов, производится расчет, полученной системы уравнения, и определение параметров режима работы сети.

2.2 Методы расчета установившихся режимов

Основными методами для расчета установившихся режимов являются:

- метод Гаусса-Зейделя

Применяется для решения систем нелинейных уравнений составленных по условию балансов токов:

$$\begin{aligned} \dot{U}_p \cdot \left(\sum_{q=1}^k (\dot{Y}_{pq} + \dot{Y}_{ш, \hat{p}q}) + \sum_{q=k+1}^n (K_{qp}^2 \dot{Y}_{qp} + \dot{Y}_{ш, qp}) \right) - \\ - \left(\sum_{q=1}^k \dot{K}_{pq} \cdot \dot{U}_q \cdot \dot{Y}_{pq} + \sum_{q=k+1}^n \dot{K}_{qp} \cdot \dot{U}_q \cdot \dot{Y}_{qp} \right) = \frac{S_p^*}{U_p^*}, \end{aligned} \quad (2.12)$$

где суммы в скобках промежуточные значения.

В упрощенной форме уравнение имеет вид:

$$\dot{U}_p \cdot \dot{A}_p - \dot{B}_p = \frac{S_p^*}{U_p^*} \quad (2.13)$$

С помощью этого метода итерационно производится решение каждого уравнения относительно одного переменного, например для i -го приближения p -го узла:

$$\dot{U}_p^{(i+1)} = \frac{S_p^* / U_p^{(i)} + \dot{B}_p}{\dot{A}_p} \quad (2.14)$$

условия остановки вычисления:

1) разность вычисленных напряжений между итерациями меньше заданной

$$\text{погрешности } \left| U_p^{(i+1)} - U_p^{(i)} \right| < \varepsilon \quad (2.15)$$

2) небалансы мощности меньше заданной погрешности

$$\left| \Delta P_p \right| < \xi \quad \text{и} \quad \left| \Delta Q_p \right| < \xi \quad (2.16)$$

- метод Ньютона-Рафсона

Заключается в замене системы нелинейных уравнений линейными вида:

$$W(X^{(i)}) + \frac{\partial W}{\partial X}(X^{(i)}) \cdot (X^{(i+1)} - X^{(i)}) = 0 \quad (2.17)$$

где $X^{(i)}$ - начальное приближение, $X^{(i+1)}$ - полученное значение неизвестной величины.

При этом основной задачей является нахождение матрицы Якоби $\frac{\partial W}{\partial X}$.

После чего решается уравнение вида:

$$\frac{\partial W}{\partial X} \left(X^{(i)} \right) \cdot (-\Delta X^{(i+1)}) = W \left(X^{(i)} \right) \quad (2.18)$$

Контроль осуществляется по небалансам мощности.

- Градиентный метод

В общем случае при решении уравнений для нормального режима вектор узловых напряжений $\dot{U} = U_1 + jU_2$ принимает значение первого приближения. При этом уравнения по первому закону Кирхгофа для независимых узлов преобразуются следующим образом:

$$Y \cdot \dot{U} - \dot{J} = \dot{I}, \quad (2.19)$$

где $\dot{I} = I_1 + jI_2$ - вектор токов небаланса.

Далее рассчитывается функционал φ :

$$\varphi = \sum_{i=1}^{2y} w_i^2 = \sum_{i=1}^y I_1^2 + \sum_{i=1}^y I_2^2 = W^2 \quad (2.20)$$

определяется следующее приближение искомой величины:

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} - t \cdot \text{grad}_X \varphi, \quad (2.21)$$

где $(i+1)$ - номер итерации.

условие остановки расчета:

$$\left| \Delta \varphi^{(i+1)} \right| = \left| \varphi^{(i+1)} - \varphi^{(i)} \right| < \varepsilon \quad (2.22)$$

Рассмотренные методы расчета установившихся режимов работы электрических сетей требуют наиболее полного математического описания всей схемы сети, однако существуют методы, позволяющие произвести расчет и анализ только участка электрической сети, хотя данные методы имеют ограниченное применение - в сетях радиальной конфигурации.

2.2.1 Расчет по данным, характеризующим начало участка

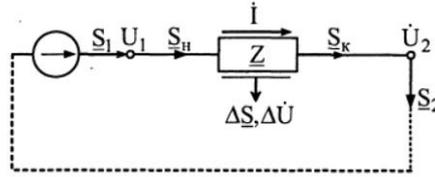


Рисунок 2.4 - Потери мощности и падение напряжения в элементе сети

Задается мощность источника S_H и его напряжение U_1 .

В соответствии с тем, что любой элемент сети обладает некоторым сопротивлением Z , при протекании указанной мощности через него в нем будут происходить потери мощности

$$\Delta S = S_H - S_K \quad (2.23)$$

и падение напряжения в этом элементе

$$\Delta U = U_1 - U_2 \quad (2.24)$$

Мощность источника определяется следующим образом

$$S_H = S_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_1 \cdot \dot{I} = P_1 + jQ_1 \quad (2.25)$$

Из этого выражения можно выразить величину тока протекающего по данному элементу

$$\dot{I} = I_a - jI_p = \frac{S_1}{\sqrt{3} U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} - j \frac{Q_1 U_1' - P_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} \right) \quad (2.26)$$

таким образом, зная величину тока, можно определить потери мощности

$$\Delta S = 3I^2 Z = 3(I_a - jI_p)^2 (R + jX) \quad (2.27)$$

преобразуя исходное выражение можно получить

$$\Delta S = \frac{S_H^2}{U_1^2} Z = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} (R + jX) \quad (2.28)$$

Оставшаяся величина мощности определяется довольно просто

$$S_K = S_H - \Delta S = P_H - \Delta P + j(Q_H - \Delta Q) \quad (2.29)$$

Величина падения напряжения на данном элементе

$$\Delta U = \frac{S_1^*}{U_1} Z = \Delta U_1' + j\delta U_1'' \quad (2.30)$$

величина комплексного сопротивления элемента определяет, не только падение напряжения, но и отклонение вектора напряжения на некоторый угол

$$U_2 = U_1 - \Delta U_1 = U_1 - \Delta U_1' - j\delta U_1'' = U_2 e^{j\delta} \quad (2.31)$$

2.2.2 Метод по данным, характеризующим конец участка

При известных значениях потребляемой мощности S_2 и уровне напряжения на шинах конечного потребителя \dot{U}_2 можно определить потери в предыдущем элементе сети.

Как и в предыдущем случае мощность потребителя можно представить в виде

$$S_2 = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_2 \cdot \dot{I}^* = P_2 + jQ_2 \quad (2.32)$$

Выражая величину тока, получаем

$$\dot{I} = I_a - jI_p = \frac{S_2^*}{\sqrt{3} U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{P_2 U_2' + Q_2 U_2''}{(U_2')^2 + (U_2'')^2} - j \frac{Q_2 U_2' - P_2 U_2''}{(U_2')^2 + (U_2'')^2} \right) \quad (2.33)$$

Потери мощности можно определить следующим образом

$$\Delta S = 3I^2 Z = 3(I_a + I_p)^2 (R + jX) \quad (2.34)$$

и преобразуя, получаем следующее выражение

$$\Delta S = \frac{S_K^2}{U_2^2} Z = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_2^2} (R + jX) \quad (2.35)$$

Падение напряжения в элементе сети

$$\Delta U_2 = \frac{S_2^*}{U_2} Z = \Delta U_2' + j\delta U_2'' = \frac{P_K - jQ_K}{U_2} \cdot (R + jX) \quad (2.36)$$

или в общем виде, преобразуются

$$U_1 = U_2 - \Delta U_2 = U_1 + \Delta U_1' + j\delta U_1'' \quad (2.37)$$

2.2.3 Расчет по заданной мощности конца участка и по напряжению начала

Два предыдущих метода показывают как можно определить потери зная параметры элемента сети, величину мощности и уровень напряжения либо вначале этого элемента, либо в конце этого элемента. Однако, в большинстве случаев напряжение известно на источнике, а величина потребляемой мощности может быть лишь приблизительно оценена. Таким образом задача несколько усложняется.

Для её решения необходимо задаться некоторым начальным приближением уровня напряжения на шинах потребителя $U_2^{(0)}$, исходя из этого приближения можно определить величину тока протекающего через этот элемент сети

$$\dot{i}^{(0)} = \frac{S_2^*}{\sqrt{3} \cdot U_2^{(0)}} = \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U_2^{(0)}} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3} \cdot U_2^{(0)}} = I_a^{(0)} - I_p^{(0)} \quad (2.38)$$

Подставляя, найденный ток в уравнение для определения потерь, получаем

$$\Delta S^{(1)} = 3 \cdot \left(I^{(0)} \right)^2 \cdot (R + jX) = \left(\frac{S_2^*}{U_2^{(0)}} \right)^2 \cdot (R + jX) \quad (2.39)$$

$$\Delta S^{(1)} = \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{\left(U_2^{(0)} \right)^2} \right) \cdot (R + jX) \quad (2.40)$$

Далее определяется величина мощности на источнике

$$S_H^{(0)} = S_1 + \Delta S^{(1)} = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)} \quad (2.41)$$

Подставляя найденное значение мощности, можно найти уточненное значение величины тока

$$\dot{i}^{(1)} = \frac{S_1^*}{\sqrt{3} \cdot U_1^{(1)}} = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1^{(1)}} - j \frac{Q_1}{\sqrt{3} \cdot U_1^{(1)}} \quad (2.42)$$

Далее переопределяется величина падения напряжения на элементе с учетом уточненного значения тока

$$\Delta U_2^{(1)} = U_1 - \sqrt{3} \cdot I^{(1)} \cdot Z \quad (2.43)$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_1' \right)^2 + \left(\delta U'' \right)^2} \quad (2.44)$$

После этого цикл повторяется сначала. Условием остановки цикла, является различие между определенными значениями напряжения в рамках заданной погрешности

$$|U_2^{k+1} - U_2^k| < \varepsilon \quad (2.45)$$

2.3 Структура мульти-агентной системы

Структура МАС определяет расположение агентов и их взаимодействие в моделируемой системе с целью выполнения своих задач. Расположение агентов может быть в виде одной из следующих трех форм: одноранговая, иерархическая или коалиционная (рис. 2.5).

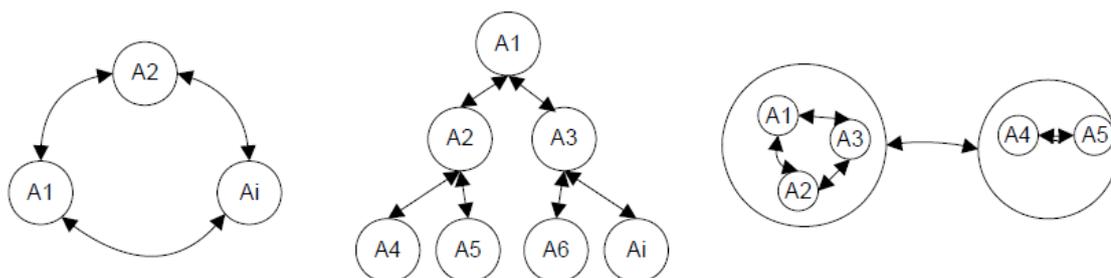


Рисунок 2.5 - Структура МАС: одноранговая, иерархическая и коалиционная

В случае одноранговой системы организации, отдельные субъекты моделируемой системы потенциально могут взаимодействовать со всеми другими субъектами.

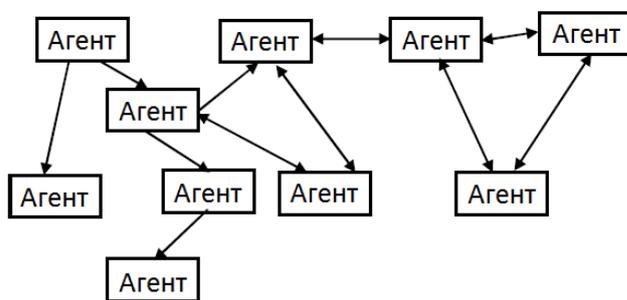
При иерархической организации агенты организуются в виде древовидной структуры, где агенты, расположенные в дереве выше, обладают более глобальным взглядом, чем нижестоящие. Взаимодействие происходит следующим образом: данные, полученные с помощью агентов низшего иерархического уровня, как правило, передаются агентам высшего уровня с целью обеспечения более широкого кругозора, а управление потоками - сверху вниз.

В коалиционном типе организации агенты сгруппированы в соответствии с их схожими целями. Организационная структура, как правило, не иерархическая, хотя возможно наличие "ведущего агента", который может выступать в качестве представителя группы. После того как коалиция будет сформирована, она может рассматриваться как единое целое. Агенты в одной группе (коалиции) будут координировать свою деятельность в соответствии с целью этой коалиции. При этом координация своих действий или взаимодействие между агентами разных

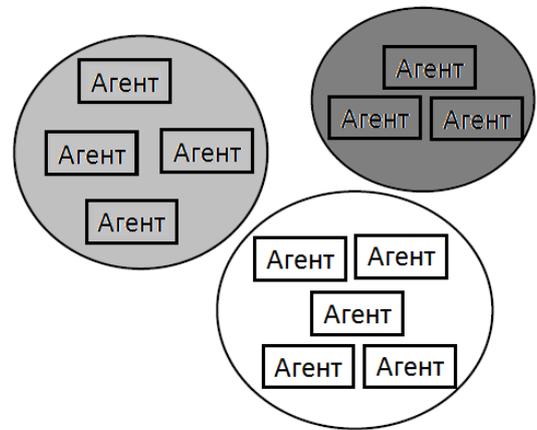
коалиций не предусматривается, за исключением случая, когда их индивидуальные цели будут пересекаться.

В дополнение к рассмотренным выше видам организации агентов внутри МАС отмечаются и другие, такие как:

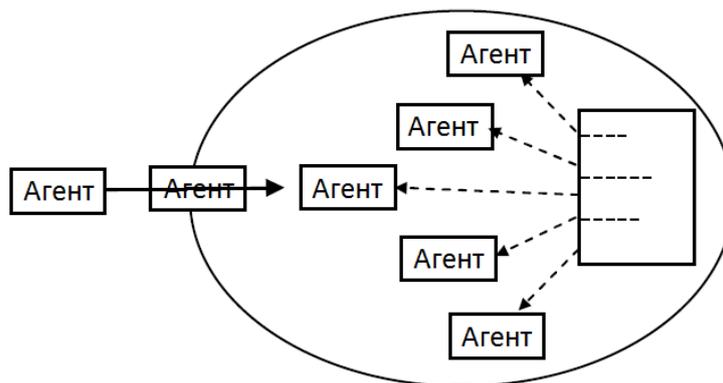
- Командная организация,
- Конгрегационная организация,
- Общественная организация,
- Сложные организации.



а) Командная организация



б) Конгрегации



в) Общественная организация

Рисунок 2.6 - Виды структур агентов внутри МАС

Командная организация агентов (рис. 2.6 а) представляется в виде ряда скооперированных агентов, которые "договорились" работать вместе для

достижения общей цели. По сравнению с коалициями, команды пытаются максимизировать полезность самой команды, а не её отдельных членов. Агенты координируются таким образом, чтобы их индивидуальные действия были направлены на достижение цели команды.

Подобно коалициям и командам, в конгрегациях структура представляет собой отдельные группы объединенных агентов, как правило, не иерархического характера в целях получения дополнительных выгод. Конгрегации образуются между агентами с похожими или взаимно дополняющими характеристиками. На рис. 2.6 (б) различными оттенками представлены потенциально гетерогенные цели каждой группы, по сравнению с коалициями, в которых цели обычно однородны. При этом не обязательно, что отдельные агенты имеют одну фиксированную цель.

В отличие от других видов организаций, общественная организация представляется в виде открытой системы. Агенты имеют разные цели и возможности. В этом случае существует множество ограничений, накладываемых на индивидуальных агентов (рис 2.6 в), и эти ограничения можно соотнести с определенными социальными нормами, законами или конвенциями. В качестве норм служит набор правил или руководящих принципов, с помощью которых агенты должны действовать, что обеспечивает согласованность их поведения. Например, правила могут ограничивать типы протоколов, которые агенты используют для общения.

Сложные организационные структуры, в свою очередь, могут объединять некоторые из отмеченных выше видов, что позволит использовать лучшие их характеристики в каждом конкретном случае.

Из рассмотренных структур, одноранговая является предпочтительной, поскольку она позволяет достичь равноправия между агентами и, таким образом, может подойти для моделирования электрических сетей различной конфигурации, в то время как иерархическая подразумевает использование только в сетях радиального характера с единственным источником, а реализация коалиционной структуры представляется еще более сложной задачей.

2.4 Типы агентов и их характеристики

Агентом электроэнергетического комплекса является автономная программно-техническая единица, представляющая определенный элемент системы (трансформатор, линию, подстанцию), который способен к взаимодействию с такими же элементами системы для решения сложных задач, принятию тех или иных решений в соответствии со своими целями и обладающий интеллектом благодаря возможности обучения [36].

Прежде всего, необходимо дать определение действиям агента. Действия являются элементами, заложенными в основу поведения агентов: они могут вызывать изменения в окружающей среде или в других агентах. Можно представить несколько моделей для описания действий агентов:

- глобальное преобразование состояния системы (изменение режима работы системы);
- локальное изменение окружающей среды (отключение одного из параллельно работающих трансформаторов при его недостаточной нагрузке);
- ответная реакция на воздействие (отключение КЗ агентами релейной защиты);
- вычислительные процессы, осуществляемые внутри агента необходимые для восприятия полученных данных и изменения своего состояния (при отключении оператором линии, агент линии, получая информацию с датчиков, делает соответствующие выводы и переходит в режим ожидания и диагностики);
- перемещение агента в окружающей среде (перемещение диагностирующего агента с одного сервера на другой для выполнения своих функций).

Поведение агентов также включает в себя механизмы выбора того или иного действия, которые будут выполняться в соответствии с имеющимися данными и состоянием агента.

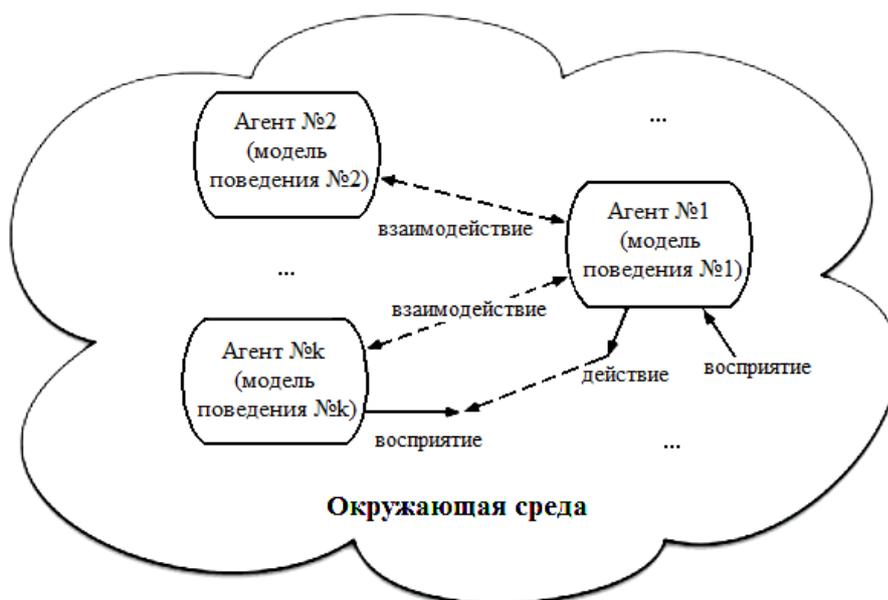


Рисунок 2.7 - Абстрактная модель для анализа взаимодействия

Термин «архитектура» относится к внутренней структуре агента, которая отвечает за выбор действия. Различные виды архитектур агентов, которые необходимы для получения определенного поведения агентов, можно разделить на совещательные и реактивные.

Реактивные агенты - это агенты, которые находятся в некоторой окружающей среде, они очень часто не обладают внутренней памятью. Реактивные агенты выполняют конкретные действия только после восприятия определенных сигналов – либо от других агентов, либо из окружающей среды (характерным примером является агент релейной защиты, который получая сигнал от реагирующих органов отключает свою линию при превышении протекающего по ней тока). Как правило, поведение этого вида агентов представляет собой набор действий с учетом определенных условий (например, в зависимости от вида короткого замыкания для агентов релейной защиты возможны различные действия – подача предупреждающего сигнала, либо отключение соответствующего элемента), а также предусматривает возможность выбора стратегии при действии сразу нескольких ограничений (условия отстройки агента релейной защиты, например, при возникновении короткого замыкания на соседней линии или при резервировании основной защиты линии).

В этом случае мотивация к тому или иному действию происходит от инициирующего события, обнаруженного в окружающей среде (короткое замыкание в линии); эти агенты по своей сути не могут быть активными.

Совещательные или когнитивные агенты, наоборот, характеризуются более сложным механизмом выбора действия в виду того, что все агенты должны прийти к соглашению о распределении обязанностей и приемлемости полученного решения. Например, при прогнозировании графиков нагрузки и соответственном распределении нагрузки между несколькими станциями различного типа необходимо учитывать большое количество лимитирующих факторов. А также каждый агент имеет представление об окружающей среде и память о прошлых своих действиях, благодаря чему возможно обучение агентов и, таким образом, ускоренное нахождение решения на основе похожих условий. Для каждой возможной последовательности восприятий совещательные агенты стараются подобрать такую последовательность действий, которая позволит им достичь поставленной цели (например, достигнуть минимума потерь за определенный период или на определенном участке). Совещательные модели, как правило, связаны с операциями планирования и их решения основываются на логических рассуждениях и символических манипуляциях (вычислительные процессы, совместное согласование действий).

Имеется возможность создания гибридной архитектуры, объединяющей предыдущие виды архитектур. Агенты могут иметь многоуровневую структуру, где совещательные уровни, основанные на символическом представлении окружающего мира, занимаются планированием и принятием решений (для неизвестных возмущений в системе или ее неизвестных ранее состояний), в то время как реактивные уровни выполняют определенные действия, реагируя на внешние факторы. В соответствии с этим были рассмотрены вертикальная и горизонтальная архитектуры.

При горизонтальной архитектуре результаты различных уровней необходимо объединять для получения «итогового поведения» агента. Когда слои расположены вертикальным образом, реактивные уровни имеют более высокий

приоритет по сравнению с совещательными, которые активируются только тогда, когда нет реактивного поведения, вызванного восприятием внешних воздействий.

МАС может включать в себя только когнитивные агенты (с малым числом совещательных агентов), каждый из которых обладает своей моделью знаний определяющей его поведение и его взаимодействие. Однако МАС может также состоять только из реактивных агентов. Этот тип системы основан на том, что для демонстрации интеллектуального поведения системы не обязательно, чтобы каждый агент был интеллектуален.

Системы, состоящие из реактивных агентов, как правило, более надежны и отказоустойчивы (например, агент может быть удален из системы без катастрофических последствий для неё). Другие преимущества заключаются в общей гибкости и адаптации реактивных систем в отличие от совещательных систем, которым присуща некоторая инертность. В МАС может быть реализована структура с неоднородным составом реактивных и совещательных агентов, что наиболее актуально для российской энергетики.

В предлагаемой структуре определено следующее множество агентов:

$$Ag_I = \langle Ag_{System}, Ag_{DG}, Ag_{Line}, Ag_{Bus}, Ag_{Trans}, Ag_{Demand}, Ag_{Condenser} \rangle, \quad (2.46)$$

где Ag_{System} - агент энергосистемы, Ag_{DG} - агент распределенной генерации, Ag_{Line} - агент линии электропередач, Ag_{Bus} - агент шин, Ag_{Trans} - агент трансформатора, Ag_{Demand} - агент нагрузки, $Ag_{Condenser}$ - агент батареи статических конденсаторов.

Агент генерации (АС)

Функциональность (1): Присоединение/отсоединение в МАС.

Правило: АС может быть связан только с АШ. После того, как связь установлена, АС сообщает АШ его способность поставки и получает объем потребления от АШ.

Функциональность (2): Обеспечение поставляемой мощности.

Агент распределенной генерации (АРГ)

Функциональность (1): Присоединение/отсоединение в МАС.

Правило: АРГ может быть связан только с АШ. После того, как связь установлена, АРГ сообщает АШ его способность поставки и получает объем потребления от АШ.

Функциональность (2): Обеспечение поставляемой мощности.

Правило: Если АРГ захочет увеличить или уменьшить его электроснабжение для поставки к АШ, то АН отправляет запрос к АШ и ждет ответа. Как только запрос будет одобрен, АН выполнит последовательные действия.

Агент линии электропередач (АЛ)

Функциональность (1): присоединение/отделение в МАС

Правило: АЛ может быть связан только с АШ. После того, как связь установлена, АЛ обменивается информацией с соседним АШ.

Функциональность (2): Обмен информацией между соседними агентами.

Правило: Как только АЛ получает обновленную информацию от своей генерации или по передаче АШ, АЛ обновляет свой отчет о соответствующем АШ и дальнейшего обновления информации о ее передаче или генерации АШ.

Функциональность (3): Расчет потерь мощности и уровня напряжения.

Правило: Если АЛ получит запрос на передачу определенной величины мощности, то АЛ, в соответствии с параметрами своей ЛЭП, определит потери мощности при передаче и уточнит значение требуемого количества мощности, а также проверит ограничения по передаче и определит потери напряжения в ЛЭП.

Функциональность (4): Изменения по направлению потока мощности.

Правило: Если АЛ изменяет запрос на величину мощности, то направление потока мощности может также измениться. АЛ будет отслеживать такое изменение и корректировать направление потока мощности.

Агент шин (АШ)

Функциональность (1): присоединение/отделение в МАС

Правило: АШ может быть связан с любым типом агентов в МАС. После того, как это происходит, АШ передает информацию о себе, например,

пропускную способность, всем соседям, и также осуществляет запись информации соседнего агента.

Функциональность (2): Обмен информации между соседними агентами

Правило: Как только АШ получает обновленную информацию о пропускной способности от соседнего агента, АШ обновляет свой отчет и отправит информацию другим соседним агентам.

Функциональность (3): повторное определение ресурсов мощности.

Правило: Если электроснабжение АШ будет изменяться, то АШ повторно выберет источники электроэнергии, с учетом имеющихся ограничений по уровню напряжения и потерям мощности.

Агент трансформатора (АТ)

Функциональность (1): присоединение/отделение в МАС: АТ может быть, присоединен или отделен от АШ в МАС. Как только АТ присоединен к АШ они начинают обмениваться информацией с АШ и АТ создаст отчет для АШ. Отчет включает информацию о величине поставляемой мощности и величине потребляемой мощности. Также фиксируется информация о параметрах элемента связи между АТ и АШ.

Функциональность (2): Обмен информацией между соседними агентами

Правило: Как только АТ получает обновленную информацию от АШ, АТ обновляет свой отчет о АШ, и отправит информацию другим соседним агентам.

Функциональность (3): Расчет потерь мощности и уровней напряжения.

Правило: Если АТ получит запрос на передачу определенной величины мощности, то АТ, в соответствии с параметрами своей элемента, определит потери мощности при передаче и уточнит значение требуемого количества мощности, а также проверит ограничения по передаче мощности через трансформатор и определит уровни напряжения на его выводах.

Агент нагрузки (АН)

Функциональность (1): Присоединение/отсоединение в МАС

Правило: АН может быть связан только с АШ. После того, как связь установлена, АН сообщит АШ необходимую мощность потребления и получит требуемую мощность от АШ.

Функциональность (2): Оптимизация потребляемой мощности.

Правило: Если АН будет нуждаться в большей мощности от поставщика АШ, или ее нагрузка уменьшится, то АН отправит запрос к АШ и будет ждать ответа. Как только запрос будет одобрен, АН выполнит указанные действия.

Агент батареи статических конденсаторов (АБСК)

Функциональность (1): Присоединение/отсоединение в МАС.

Правило: АБСК может быть связан только с АШ. После того, как связь установлена, АБСК сообщает АШ его способность поставки и получает объем потребления от АШ.

Каждый агент обладает только локальной информацией, - не достаточной для решения этой задачи, поэтому требуется наличие некоторого количества агентов с распределением их функций. Ключевым моментом является условие взаимодействия агентов с учетом возможности обучения [72], по результатам которого они могут принять то или иное локальное решение и представить соответствующее решение для всей сети. Структура процедуры обучения агентов представлена на рис. 2.8.

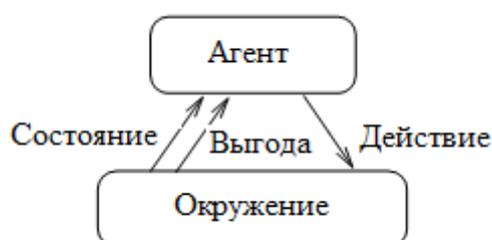


Рисунок 2.8 - Схема действий Агента в процессе обучения

Процесс обучения состоит из выполнения шагов (1) - (4), пока действия не будет считаться оптимальным:

(1) Оценка агентом окружающей среды.

(2) Агент принимает решение о выполнении вероятных действий, анализируя текущие обстоятельства.

(3) Агент выполняет отобранное действие.

(4) Агент получает определенные преимущества за действие, которое он выполнил.

(5) Переход в (1).

Посредством обмена информацией с соседними агентами каждый агент может динамично получать информацию о его ограниченном районе и балансировать спрос и поставку электроэнергии при помощи местной информации. Следовательно, системный баланс будет достигнут посредством вклада каждого отдельного агента.

В целом у предложенной МАС имеется три достоинства, по сравнению с традиционной распределительной системой: (1) МАС поддерживает возможность коммуникации между соседними агентами, и информация может быть обеспечена средствами самих агентов; (2) МАС может динамично балансировать спрос и поставку электроэнергии посредством использования только местной информации; и (3) МАС устойчива и применима в различных системных подпрограммах. Агенты могут легко присоединяться или отделяться от системы. Введем понятия функциональности и правил поведения для каждого предложенного агента.

2.5. Модели взаимодействия агентов

При этом взаимодействие агентов является ключевым аспектом [17]. Особенно в свете концепции интеллектуальных сетей, которые подразумевают передачу информации параллельно энергии. Существует множество определений понятия агента и большинство из них подчеркивают, что данная субстанция должна иметь возможность взаимодействовать с окружающей средой [90] и с другими субъектами для того, чтобы решать проблемы или просто достичь своих целей по координации, или сотрудничеству. Суть заключается в том, что глобальная динамика системы вытекает из поведения местной системы и взаимодействия её составляющих частей. Работа объединенной энергосистемы зависит от региональных, а работа региональных - от элементов, входящих в их состав (генерирующих мощностей, подстанций, потребителей и т.д.). Поэтому очевидно, что механизмы взаимодействия имеют огромное влияние на моделирование, проектирование и разработку приложений. На рис. 2.9 представлена концепция взаимодействия агентов.



Рисунок 2.9 - Рассматриваемые модели взаимодействия агентов

В таких моделях можно выделить несколько аспектов. Один из них связан с тем, каким образом происходит взаимодействие между агентами. Если агенты взаимодействуют напрямую (например, обмениваются сообщениями), то такая модель не учитывает абстракцию фактического канала связи, с другой стороны

между взаимодействующими агентами могут присутствовать некоторые передающие системы, которые должны быть включены в модель взаимодействия.

Первый подход указывает на модель, в основе которой лежит язык коммуникации агентов и она имеет свои недостатки: например, для того, чтобы общаться, агенты должны "знать" друг друга, это означает, что они должны быть охарактеризованы уникальным именем, обозначающим их в общей системе. Кроме того агентам необходимо обеспечить возможность "познакомиться" друг с другом.

В другой модели взаимодействия агентов обеспечивают косвенные связи между ними. Некоторые из этих подходов предусматривают наличие сложных коммуникационных структур, которые реализуют механизмы взаимодействия агентов. Другие же модели косвенного взаимодействия в большей степени сосредоточены на моделировании окружающей среды агента (например, ГИС или графические редакторы схем) как средства для визуальной оценки взаимодействия агентов и, следовательно, поведения агентов.

Первый и самый широко распространенный вид модели взаимодействия агентов обеспечивает прямой обмен информацией между взаимодействующими агентами. Такой подход не учитывает каналы связи, но позволяет агентам взаимодействовать, не прибегая к моделированию этих каналов. Такие механизмы обеспечивают передачу сообщений от одного агента к другому, используя определенный протокол, который служит для обмена сообщениями между агентами. Имеются несколько нюансов относительно самого процесса коммуникации агентов, которые требуют тщательной проработки (начиная с формата сообщения и заканчивая смысловой нагрузкой этих сообщений и диалогов), но в целом этот подход предусматривает выбор подходящих языков программирования, для того чтобы решить все эти проблемы.

Язык коммуникации агентов (ACL) обеспечивает агентов средствами обмена информацией и знаниями. Отличительной особенностью мульти-агентных систем, в основе которых лежат языки взаимодействия между агентами, является объект их обсуждения и их обозначения. В частности, есть два аспекта

(архитектура и распределенное вычисление), которые в равной мере не позволяют говорить об автономии взаимодействующих компонентов.

Компоненты современных систем (даже если они могут быть достаточно сложными и могут рассматриваться как самодостаточные, и обладающие определенными средствами связи) имеют более низкую степень автономии, чем те, которые связаны с агентами.

Информация, передаваемая в сообщениях, как правило, не требует всесторонней онтологической проработки [2], в отличие от структуры и категорий, которые можно считать общими для компонентов системы.

Объединение агентов в группу рассматривается как временное явление постоянства и активности, что не является таковым для обычных компонентов программного обеспечения (ПО). Компоненты ПО имеют определенные интерфейсы, что предполагает множество общих структур данных.

Параметры схожей информации и параметры сообщений / вызовов / запросов на обслуживание, (более или менее формально) приведены в языках моделирования, а также тесно связаны с компонентом, осуществляющим исполнительные действия. Для эффективного обмена знаниями, агенты должны обмениваться онтологиями, которые представляют собой набор категорий объектов, их общие и частные параметры, свойства и взаимосвязь между ними.

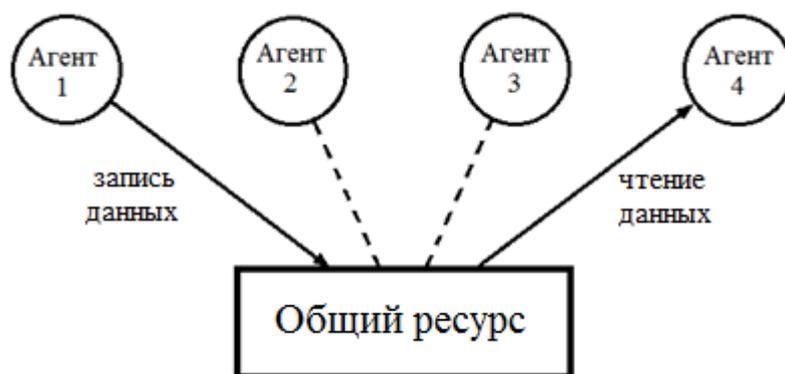


Рисунок 2.10 - Концептуальная схема, типичная для архитектуры с «общим ресурсом»

С чисто технической точки зрения, агент связи даже в моделях с непосредственным взаимодействием агентов является косвенным. В самом деле, большинство из таких подходов заключается в выборе той или иной коммуникационной инфраструктуры, обеспечивающей надежный механизм передачи сообщений. Тем не менее, использование концептуальной модели непосредственного взаимодействия агентов влечет за собой возникновение некоторых ограничений и сложностей. Однако существуют также модели, в которых присутствуют промежуточные посредники, обеспечивающие взаимодействия агентов. Такие модели взаимодействия агентов, которые обеспечивают косвенные механизмы коммуникации, классифицируются как опосредованные или пространственные модели. Различие заключается в методах воздействия и способах переноса данных, лежащих в основе этой модели, которые обеспечивают ее разработку и реализацию. Такая модель в свою очередь эмулирует конкретные объекты, окружающие агента, необходимые для объединения независимых агентов.

Эти взаимодействия агентов, то есть представление окружающей агента среды в виде собственной конкретной модели, подразумевают, что пространственные характеристики и соответствующая им информация являются ключевыми факторами, которыми нельзя пренебречь при анализе и моделировании системы.

Оба эти подхода обеспечивают механизмы взаимодействия, которые сильно отличаются от модели обмена сообщениями между агентами. На самом деле, механизмы взаимодействия агентов оказывают влияние на связующего агента.

Агенты взаимодействуют для совместного использования ресурсов (использование общих вычислительных мощностей, загрузка параметров ЛЭП и трансформаторов при формировании режима) при наличии конкурентного доступа к ним, а также они сотрудничают для выполнения задач, которые не могут быть выполнены отдельным агентом, в связи с недостатком информации и возможностей (например, сложные технико-экономические расчеты). Некоторые подходы к взаимодействию агентов направлены на моделирование и реализацию

некоторой абстрактной модели, позволяющей агентам сотрудничать посредством общего ресурса, доступ к которому регулируется в соответствии с четко определенными правилами.

Архитектура, в основе которой лежит принцип «Общего ресурса данных» является одним из примеров такого рода моделей. «Общим ресурсом» является хранилище данных, которое дает возможность сотрудничать программным модулям, общаясь при этом косвенно и анонимно. База данных является наиболее подходящим примером такой архитектуры, вся информация относительно электрической схемы может быть записана и четко структурирована в одной или нескольких базах данных, доступ к которым будет иметь каждый агент и по мере надобности обращаться за информацией. При этом агенты могут, как вносить новые данные (например, при добавлении новых присоединений к подстанции), так и изменять старые (например, при реконструкции старой подстанции, замене оборудования и соответствующем изменении тех или иных характеристик).

Обоснованием такого подхода является сохранение связи между агентами в процессах вычисления и координации. При этом связи остаются, насколько это возможно, разделенными путем предоставления определенной свободной абстрактной структуры для взаимодействия агентов. Что касается моделей с непосредственным механизмом взаимодействия, то процесс координации фактически перемещается от самого агента к инфраструктуре. Развитие этого подхода ведется в основном по двум направлениям: расширение языка координации и инфраструктуры с целью повышения ее удобства в использовании и моделировании и реализация общего пространства.

Описанные подходы предназначены для моделирования структуры, посредством которой осуществляется косвенное взаимодействие агентов, другие подходы могут быть направлены на моделирование окружающей среды агентов [88, 89], принимая во внимание ее пространственные характеристики (рис. 2.11). В таких подходах агенты находятся в окружающей среде, пространственные характеристики которой представлены в явном виде и оказывают влияние на их восприятие, взаимодействие и, таким образом, на их поведение.

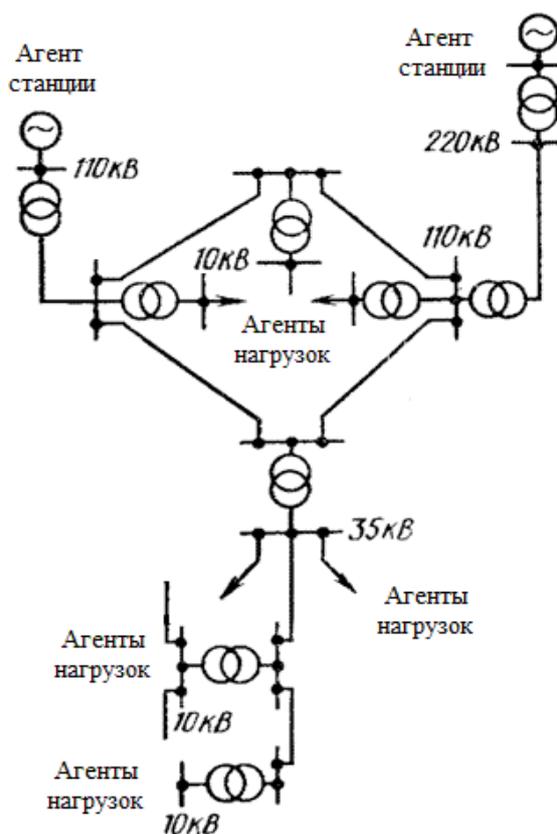


Рисунок 2.11 - Пример схемы иллюстрирующей опосредованное взаимодействие агентов через окружающую среду, в которых пространственная структура окружающей среды играет главную роль в определении восприятия агентов и их возможностей для взаимодействия

Моделирование электрических сетей высокого напряжения возможно осуществить только таким образом, поскольку структура сети представляет собой либо замкнутую, либо сложнзамкнутую цепь с несколькими контурами. Расчет такой сети с помощью отдельных элементов не представляется возможным в виду того, что каждый элемент в большей или меньшей степени влияет на режим во всей сети. Поэтому моделирование всей сети представляет собой моделирование окружающей среды, в которой располагаются агенты станций и агенты нагрузок, взаимодействие которых происходит через неё. Понятие восприятия, которое на самом деле абстрактно в моделях с непосредственным взаимодействием агентов (агенты воспринимают их состояние, которое включает в себя полученные сообщения, представляемые как новые факты в их базе знаний), непосредственно связано с моделированием так называемой "местной точки зрения".

На самом деле эти подходы направлены на реализацию инфраструктуры для коммуникации агентов, которая позволяет им воспринимать состояние окружающей среды с их позиции (и, возможно, с позиции близлежащих агентов). Агенты также могут вызывать локальные изменения состояний системы, или же просто наблюдать за действиями других агентов. Во всех этих случаях структурирование функции окружающей среды является ключевым аспектом, поскольку оно фактически определяет то, что может быть воспринято агентом в текущем его положении, как он может влиять на окружающую среду, в какой степени его действия могут быть восприняты другими агентами, и таким образом взаимодействовать с ними.

В одноранговой структуре МАС модель непосредственного взаимодействия агентов, когда агенты передают сообщения друг другу напрямую без посредника, является основополагающей, поскольку организация дополнительных структур, позволяющих агентам взаимодействовать, требует основательной технической и программной проработки, а также дополнительных вычислительных мощностей. Кроме всего прочего это делает всю систему менее гибкой, в связи с тем, что весь поток данных должен будет проходить через общий ресурс, как и при классической системе управления.

2.5.1 Двухуровневая модель

Интеллектуальную сеть можно рассматривать как систему, способную обрабатывать и управлять сложной электроэнергетической системой. И если дефрагментировать эту сложную систему, то можно заключить, что она состоит из множества вершин (узлов или шин) с двумя типами ребер, расположенными между ними (рис. 2.12): первый - линии электропередач, взаимосвязан с распределениями и передачей потоков мощностей, и второй - информационные каналы, осуществляющие передачу информационных потоков. Таким образом, электрическая система может быть разделена на два слоя:

- Физический уровень: первый уровень - физическая структура самой электроэнергетической сети, включая все энергетическое оборудование, такое как трансформаторы или линии электропередачи. На этом уровне происходят

физические процессы, перетоки мощности. Он может быть охарактеризован всем спектром электрических параметров, контроль которых необходим для правильного функционирования всей сети.

- Логический слой: Этот второй уровень, который представляет собой основную часть будущих электрических сетей, в настоящее время этот уровень еще не полностью реализован на всех уровнях энергосистемы, в отличие от физического уровня. На этом уровне происходит обмен информацией, который предусматривает возможность управления распределенными ресурсами, диспетчеризацией нагрузки и иные виды "умного" оборудования. При этом линии связи на этом уровне не обязательно должны быть такими же, как и линии взаимосвязи в первом уровне, хотя они и могут быть использованы для этой цели. Примером такого решения может послужить система высокочастотной связи защит ЛЭП, где обмен информацией логического уровня происходит с непосредственным использованием физического уровня, то есть сигналы высокой частоты с одного комплекта защиты передаются, например, по одной из фаз ЛЭП другому комплекту защит, расположенному на противоположном конце ЛЭП.

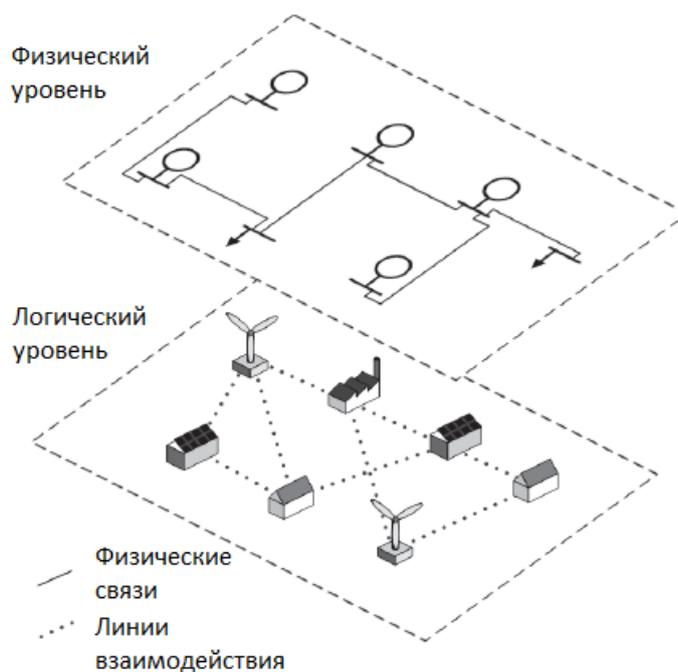


Рисунок 2.12 - Двухуровневая модель

С учетом того, что взаимодействие между агентами должно происходить в реальном времени, а также при условии возможности взаимодействия только с ближайшими агентами и передача сообщений-запросов и -ответов между существенно удаленными агентами производится только через промежуточных агентов-посредников, число линий связи будет значительно меньше, чем возможных линий взаимодействия.

Существует несколько возможностей реализации второго уровня в связи с широким спектром доступных коммуникационных технологий. Примерами сетевой реализации логического уровня являются:

1) Проводные технологии

- Использование сетевой инфраструктуры;
- Интернет-инфраструктура: существующие сети, такие как телефонные или кабельные линии;
- Новые выделенные проводные линии связи.

2) Беспроводные технологии

- Интернет-технологии: WLAN, WMAN или WiMax;
- Мобильные технологии: GSM / GPRS или сети третьего поколения, такие как 3G / UMTS;
- Технологии с малым радиусом действия: Bluetooth или Zigbee для местной связи.

Поддержание функционального уровня обменом информации также имеет важное значение и для реализации других актуальных задач Smart Grid, таких как географическое местоположение сети, распределение процессов обработки и баз данных, взаимодействие с людьми, и организация правильной реакции системы на неожиданные внешние события.

2.5.2 Стандарт МЭК 61850

В настоящее время в электрических сетях действует стандарт на коммуникационные системы и системы подстанций, который описывает протоколы обмена данными. Данный протокол ориентирован на микропроцессорные средства обработки и передачи информации, установленные

на подстанциях. В связи с этим существующие подстанции реконструируются для соответствия возросшим требованиям.

Стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

- MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями;
- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами;
- SV (Sampled Values – стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН). Данный протокол позволяет заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с ТТ и ТН.

Использование, указанных протоколов взаимосвязи, для организации взаимодействия между агентами позволит существенно сократить затраты на организацию новых каналов связи. По этим же каналам осуществляется передача команд противоаварийной и системной автоматики, что позволит агентам получать информацию об изменении в топологии сети не дублируя эти сигналы и, таким образом, достичь сохранения пропускной способности этих каналов связи, что не маловажно в виду передачи потоковых данных в реальном времени.

2.6 Выводы

Рассмотрены современные методы моделирования сложных электрических сетей и элементов входящих в их состав. Проанализированы методы, применяемые при решении режимных задач и выявлены методы, не требующие составления схемы замещения всей сети и позволяющие производить расчет режима отдельного участка сети, но с ограничениями по топологии.

Проведен анализ существующих топологий МАС, исходя из которого определена одноранговая структура, как наиболее универсальная с точки зрения моделирования СЭС. Выбраны основные типы и разработаны имитационные модели агентов, позволяющие учитывать потери мощности и падение напряжения на элементах СЭС. Определена модель непосредственного взаимодействия агентов, при этом допускаются линии взаимосвязи только между ближайшими агентами.

Проведен анализ имеющихся каналов связи и протоколов обмена данными. Выявлено, что для организации взаимодействия между агентами возможно использовать каналы связи, организованные между цифровыми подстанциями с использованием протоколов МЭК 61850.

3 Моделирование объектов электроэнергетики при помощи мульти-агентных систем

3.1 Применение агентов при решении режимных задач

Для начала требуется определить круг задач, которые возможно решить с помощью МАС. Как известно, наиболее значимыми параметрами в сети являются: уровень напряжения в её узлах и потери мощности. Поэтому главным образом следует остановиться именно на этих показателях.

На рис. 3.1 приведена простейшая линейная схема, на основании которой можно рассмотреть и представить работу МАС.

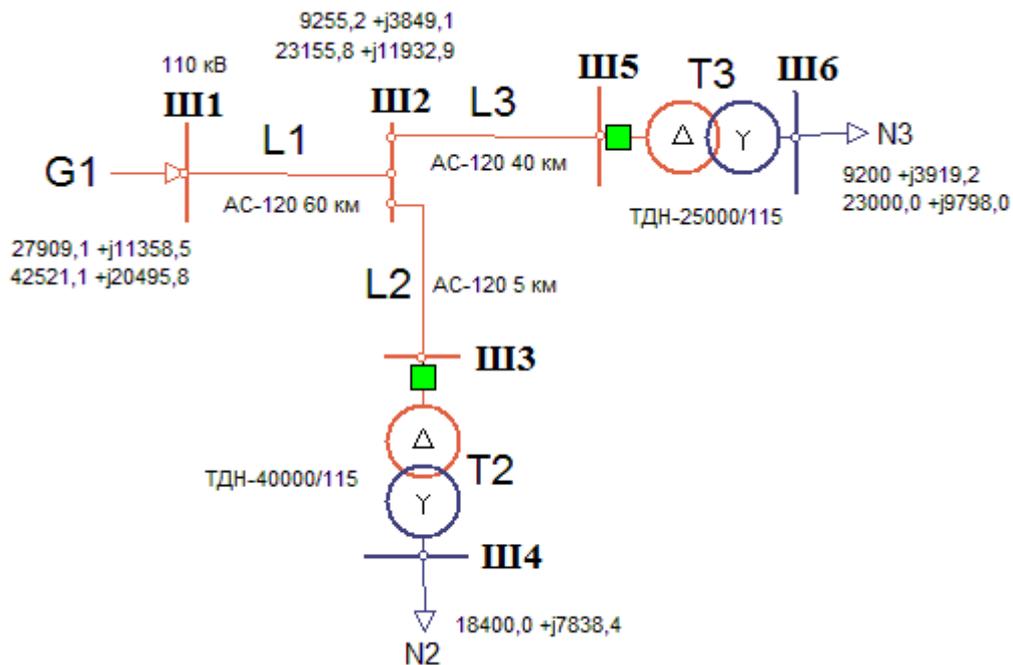


Рисунок 3.1 - Схема электрической сети.

Источником электроэнергии на схеме условно обозначен элемент $G1$, который можно рассматривать как идеальный источник бесконечной мощности. Источник $G1$ питает двух потребителей: потребитель $N2$ получает питание через трансформатор $T2$, и две линии $L1$ и $L2$, а потребитель $N3$, соответственно, через

трансформатор Т3 и линии L1 и L3. Также на схеме отмечены шины (Ш1-Ш5), которые являются ключевыми точками. К шинам могут подключаться любые виды рассмотренных элементов сети: источники электроэнергии, линии электропередач, трансформаторы и нагрузки. Поэтому они являются важным элементом сети.

Моделирование сети осуществляется путем представления каждого элемента сети в виде определенного агента, т.е. источнику соответствует агент-источника (A_{G1}), трансформатору – агент трансформатора (A_{T2} , A_{T3}), линии электропередач – агент-линии (A_{L1} , A_{L2}) и потребителю – агент-нагрузки (A_{N2} , A_{N3}). А также имеются агенты-шин ($A_{Ш1}$ - $A_{Ш6}$). Таким образом схема преобразуется к виду изображенному рис. 3.2.

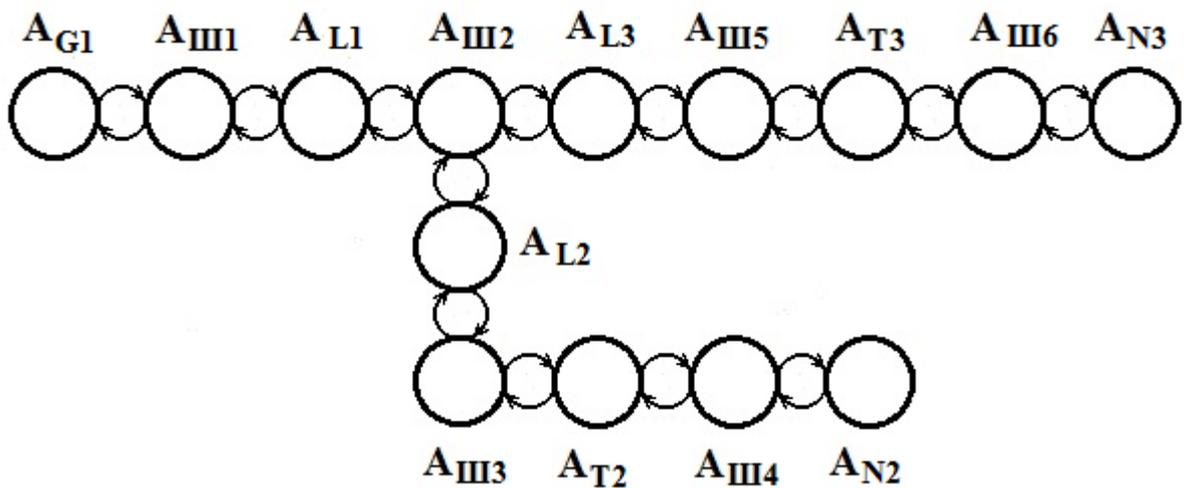


Рисунок 3.2 - Схема расположения и взаимосвязей агентов

На рис. 3.2 стрелочками показаны прямые и обратные взаимосвязи агентов. Каждый агент может взаимодействовать только с соседними агентами, таким образом устраняется необходимость наличия чрезмерно большого количества взаимосвязей и линий связи между агентами. С помощью только этих ограниченных возможностей взаимодействия агенты могут передавать друг другу сообщения и данные, и таким образом влиять на своих соседей.

Агенты шин выполняют определенный набор функций. Первая из которых заключается в суммировании отдельных нагрузок. Например, на рис. 3.1 каждая из двух нагрузок ($N2$, $N3$) представлена в виде единственного потребителя,

однако если их представить некоторым набором отдельных нагрузок, то в задачу агентов-шин АШ4 и АШ6 будет входить суммирование этих нагрузок для получения общего значения нагрузки.

$$S_N = \sum_{i=1}^N S_i, \quad (3.1)$$

где S_N - общая нагрузка подключенная к шинам, S_i - нагрузка i -го подключения, N – общее число подключений.

Вторая функция становится очевидной, если рассмотреть более подробно шины Ш2. Как видно из рис. 3.1 основной поток электроэнергии подходит к этой шине по линии L1, а далее распределяется по линиям L2 и L3. В соответствии с этим на агента шин возлагается функция контроля баланса мощностей.

$$\sum S_G = \sum S_N, \quad (3.2)$$

где $\sum S_G$ - суммарное значение приходящей к шине мощности, $\sum S_N$ - суммарное значение отходящей потребителям мощности или требуемое значение мощности.

Агенты линий обладают информацией о типе собственной линии и о её максимальной пропускной способности, что в конечном итоге влияет на возможности электроснабжения.

$$S_L \leq S_{Lmax}, \quad (3.3)$$

где S_L - значение мощности протекающей через линию, S_{Lmax} - максимальное значение пропускной способности линии.

Аналогичным образом, агенты трансформаторов обладают информацией о том, какому типу трансформатора они соответствуют, о его параметрах номинальной мощности и перегрузочной способности.

$$S_T \leq S_{Tmax}, \quad (3.4)$$

где S_T - значение мощности протекающей через трансформатор, S_{Tmax} - максимальное значение передаваемой мощности.

С учетом перегрузочной способности трансформатора

$$S_{Tmax} = k_{пер} \cdot S_{Тном}, \quad (3.5)$$

где $k_{пер}$ - коэффициент перегрузки трансформатора, который может изменяться в пределах 1-1,4 в зависимости от предшествующего режима работы трансформатора.

Таким образом, агент трансформатора отслеживает степень загрузки трансформатора во времени и в соответствии с этим параметром может изменять коэффициент перегрузки $k_{пер}$, что в значительной степени важно для двухтрансформаторных подстанций. Однако и на тупиковых подстанциях в виду неравномерности графика нагрузок возможна работа трансформатора в различных режимах, в том числе и с перегрузкой, поэтому данная способность силового трансформатора является значимой.

С учетом всех этих ограничений работа МАС осуществляется следующим образом: в первоначальный момент времени имеется некоторое распределение мощностей в указанной схеме (табл. 3.1).

Таблица 3.1 - Начальное распределение нагрузок и уровней напряжения

Наименование элемента	Величина активной мощности, кВт	Величина реактивной мощности, квар	Напряжение, кВ
Ш6	9200	3919,18	9,12
Ш5	9255,174	3849,08	101,95
Ш4	18400	7838,37	9,186
Ш3	18495,636	9053,67	103,09
Ш2	27909,125	11358,52	103,506
Ш1	29282,446	12376,054	110

Потребителю N3 требуется большее количество мощности, тогда агент нагрузки AN3 создает запрос о предоставлении большего количества мощности и передает его агенту шин АШ6. Так как у агента шин АШ6 нет собственных ресурсов для предоставления дополнительной мощности, то он перенаправляет запрос агенту трансформатора АТ3. Агент АТ3 проверяет возможность передачи через трансформатор дополнительного количества электроэнергии и,

удостоверяясь в наличии такой возможности, передает запрос агенту шин высшего напряжения АШ5. Агент шин АШ5, имея только одну подходящую линию, передает этот запрос агенту этой линии АЛ3. Агент линии АЛ3 проверяет загрузку собственной линии и, определяя возможность передачи дополнительного количества мощности, перенаправляет запрос агенту шин АШ2. Агент шин АШ2, обладая информацией о перетоках мощности, делает вывод о перенаправлении запроса агенту линии АЛ1. Агент АЛ1 также проверяет собственные резервы и только после этого перенаправляет запрос агенту шин АШ1. А агент шин АШ1 соответственно перенаправляет его агенту генерации АГ1, и после получения положительного ответа передает его агенту линии АЛ1. Далее этот ответ поочередно передается всеми теми же агентами и достигает своего отправителя – агента нагрузки АН3. Параметры мощностей нового режима сведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 - Распределение нагрузок и уровней напряжения в новом режиме

Наименование элемента	Величина активной мощности, кВт	Величина реактивной мощности, квар	Напряжение, кВ
Ш6	23000	9797,96	8,224
Ш5	23155,835	11932,86	95,06
Ш4	18400	7838,37	8,808
Ш3	18495,636	9053,67	99,03
Ш2	42521,127	20495,819	99,463
Ш1	47072,435	36892,254	110

На рис. 3.3 представлены значения уровней напряжения на соответствующих шинах схемы, а также уровни нормально и предельно допустимого отклонения напряжения. Из рисунков видно, что даже в первом режиме отклонение напряжения превышают нормально допустимые значения и наибольшее значение падения напряжения приходится на линию L1, расположенную между шинами Ш1 и Ш2.

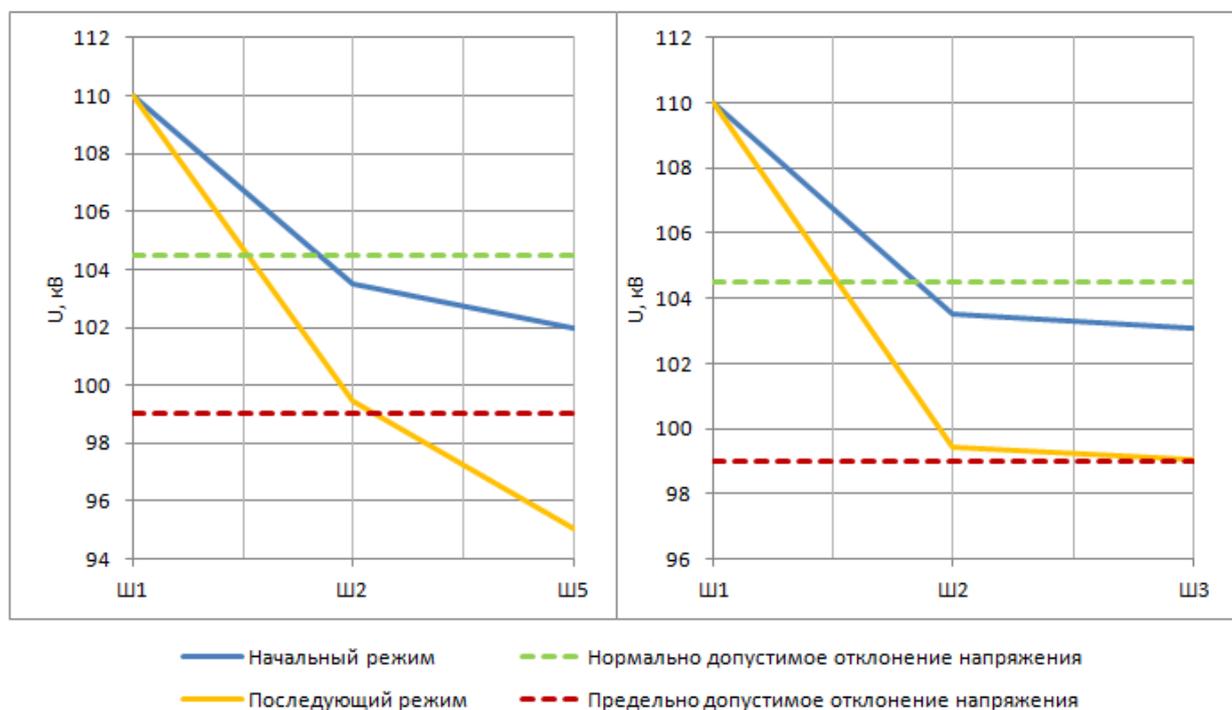


Рисунок 3.3 - Уровни напряжения на шинах в различных режимах.

Величины потерь активной и реактивной мощностей в элементах рассматриваемой сети в начальном и последующем режимах сведены в табл. 3.3 и показаны на рис. 3.4. Из представленных данных видно, что наибольшие значения потерь как по активной, так и по реактивной мощностям приходятся также на линию L1.

Таблица 3.3 - Уровни потерь активной и реактивной мощностей в начальном и последующем режимах

Наименование элемента	Начальный режим		Последующий режим	
	Величина потерь активной мощности, кВт	Величина потерь реактивной мощности, квар	Величина потерь активной мощности, кВт	Величина потерь реактивной мощности, квар
T3	19,174	420	119,835	2625
L3	130,213	192,85	915,982	1356,6
T2	43,636	1040	43,636	1040
L2	56,351	83,458	61,226	90,678
L1	1786,747	2646,231	4443,755	6581,346

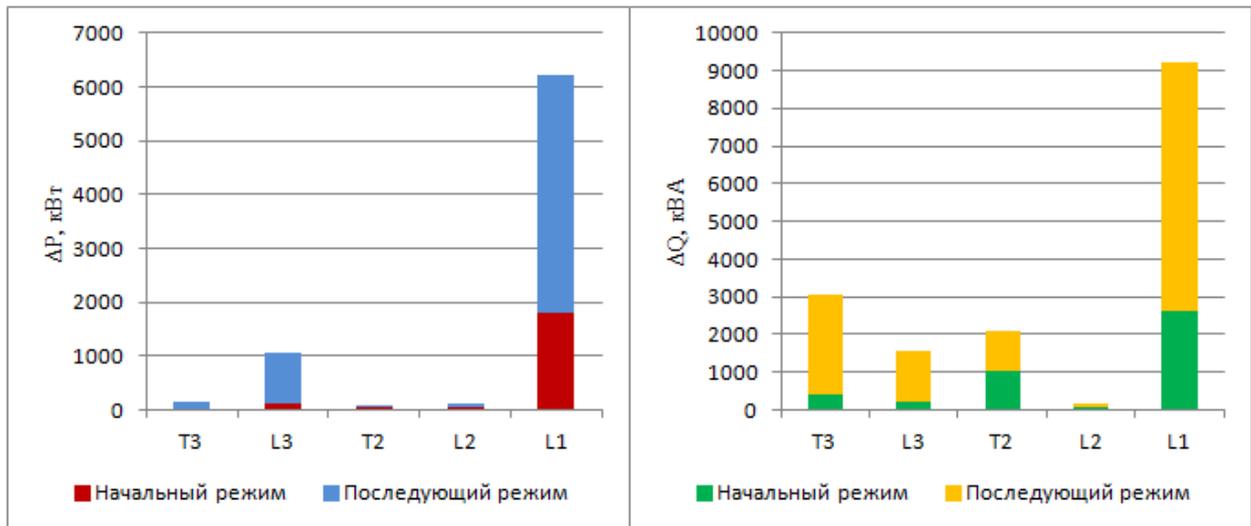


Рис. 3.4 - Потери активной и реактивной мощностей в элементах сети в различных режимах.

Таким образом, мульти-агентная система способна определять параметры режимов работы сети на основании локальных данных о параметрах элементов сети и их пропускной способности. Однако, агентам необходимо учитывать не только фактическую способность передачи необходимого количества электроэнергии, но и фактическое падение напряжение, которое в некоторых случаях может превышать допустимые значения. А также огромное значение имеет величина потерь активной и реактивной мощностей в этих элементах сети, регулируя которые путем установки компенсаторов реактивной мощности или элементов распределенной генерации можно достигнуть эффекта перераспределения потоков электроэнергии, снижения потерь и повышения уровня напряжения.

3.2 Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мульти-агентных систем

В настоящее время почти все потребители получают электроэнергию из электроэнергетического комплекса. От параметров поставляемой электроэнергии в первую очередь зависит нормальная работа электроустановок потребителей, характеристики которых могут существенно изменяться, а также потери электроэнергии в самой системе электроснабжения (например, при снижении уровня напряжения). Эти условия подкрепляются ГОСТом (32144-2013), распространяющимся на ряд параметров поставляемой электроэнергии, и одним из таких параметров является - допустимый уровень напряжения.

Основной функцией регулирования напряжения при работе распределительных систем является сохранение стабильного уровня напряжения в системе в допустимых пределах. Нужное напряжение может быть получено либо изменяя коэффициент трансформации силовых трансформаторов, либо изменяя параметры сети, либо изменяя величину реактивной мощности, протекающей в сети.

Устройство РПН является неотъемлемой частью большинства трансформаторов с номинальными напряжениями 35-330 кВ, поэтому данный способ регулирования напряжения является наиболее приоритетным [82]. Однако в распределительных сетях 6-10кВ в основном применяются трансформаторы с относительно небольшой мощностью (400-630 кВА), у которых имеется только устройства ПБВ.

Размещение базовых устройств РПН трансформаторов показано на рис. 3.5. При этом контроллер на РПН поддерживает напряжение на вторичной шине U_1 в диапазоне

$$U_{LB} \leq U_1 \leq U_{UB}, \quad (3.6)$$

где $U_{LB} = U_{set} - 0.5U_{DB}$ - является нижней границей напряжения;

$U_{UB} = U_{set} + 0.5U_{DB}$ - является верхней границей напряжения;

U_{set} - это напряжение уставки;

U_{DV} является мертвой зоной РПН.

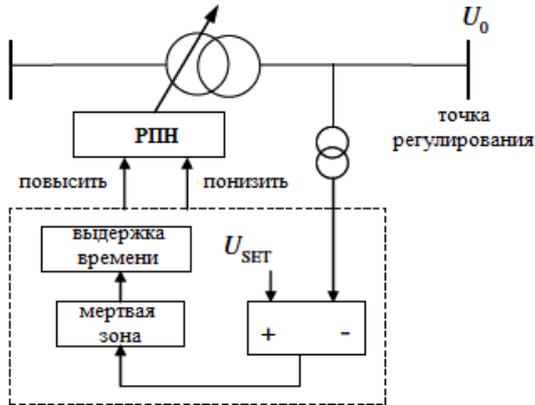


Рисунок 3.5 - Базовая компоновка РПН

На современных трансформаторных подстанциях устройства РПН дополнительно снабжаются функцией компенсации падения напряжения на линии (ПНЛ) для поддержания постоянного уровня напряжения на шинах потребителя без использования канала связи. Система оценивает падение напряжения на основе протекающего тока I , активного и реактивного сопротивлений линии и выполняет корректировки напряжения U_{LC} в определенной точке, которая считается центром нагрузки. В результате напряжение U_{LC} поддерживается постоянным в пределах:

$$U_{LB} \leq U_{LC} \leq U_{UB} \quad (3.5)$$

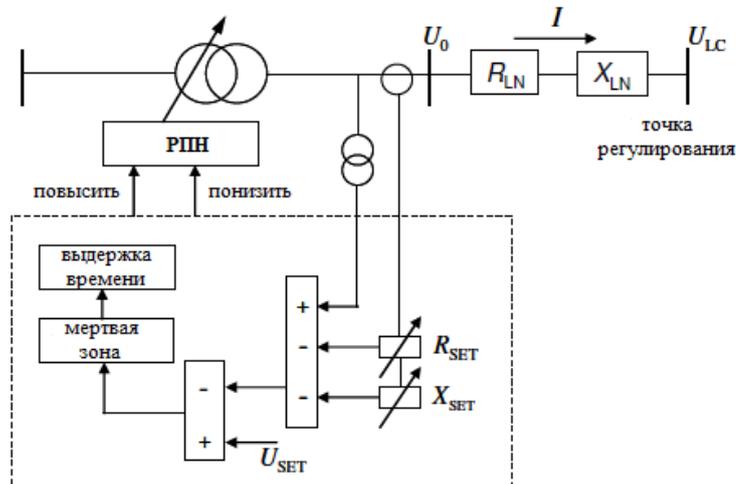


Рисунок 3.6 - Взаимодействие РПН с функцией компенсации ПНЛ

Однако на практике у многих трансформаторов работающих с РПН функция компенсации ПНЛ отсутствует или отключена, в результате чего осуществляется упрощенный контроль и, таким образом, предотвращаются ошибочные действия. В первую очередь причина такого подхода заключается в том, что РПН использует для контроля параметры нагрузки. Изменения в значении $\cos\phi$ или потоках активной и реактивной мощностей будут влиять на эффективность ПНЛ, а также эффективность будет ухудшаться, если соотношение уставок X/R не отрегулировано.

Предлагаемый метод контроля напряжение является адаптацией местного способа контроля напряжения на основе использования мульти-агентной системы. На рис. 3.7 представлена схема электрической сети с параметрами её элементов.

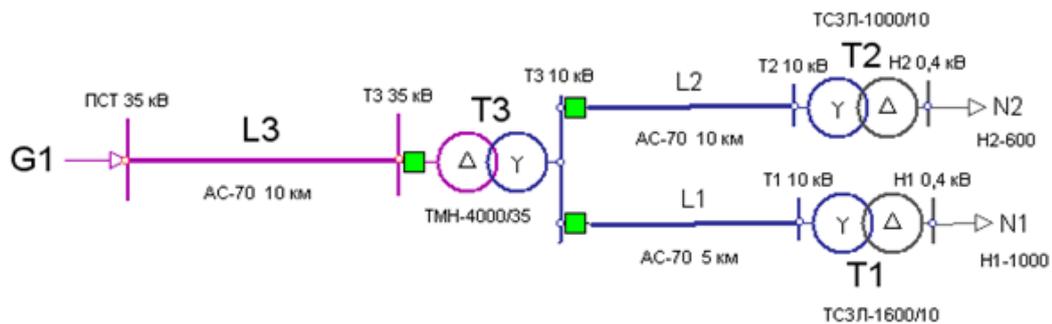


Рисунок 3.7 - Схема электрической сети.

Начальные уровни напряжения в узлах сети и соответствующее распределение активной и реактивной мощностей приведены в табл. 3.4 и отражены на рис. 3.8 и рис. 3.9.

Таблица 3.4 - Начальный режим

№ узла	U, кВ	P, кВт	Q, квар
ПСТ 35кВ	35	761,672	489,912
T3 35 кВ	34,851	758,917	453,688
T3 10кВ	10,441	752,147	371,056
T2 10кВ	10,273	278,918	135,26
H2 0,4кВ	0,381	276	117,6
T1 10кВ	10,301	463,975	222,7
H1 0,4кВ	0,382	460	195,96

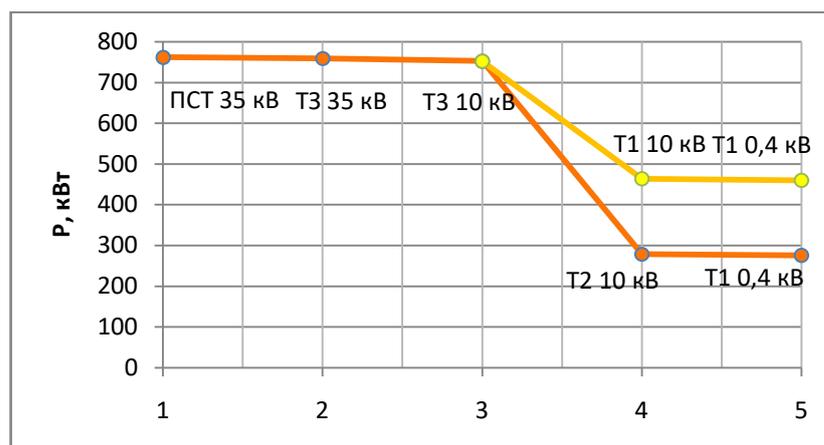


Рисунок 3.8 - Распределение активной мощности по узлам сети

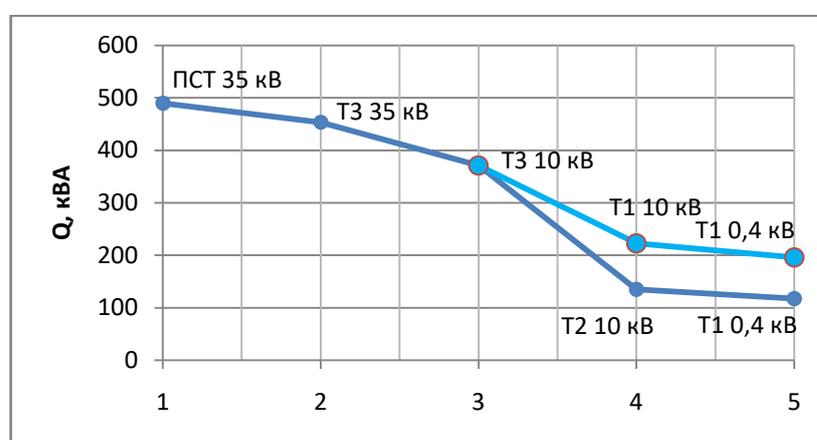


Рисунок 3.9 - Распределение реактивной мощности по узлам сети

При использовании мульти-агентной системы для решения поставленной задачи, реальна схема электрической сети замещается альтернативной, состоящей из множества агентов. Каждый агент соотносится с определенным видом электроэнергетического оборудования реальной схемы: AN1, AN2 - агенты нагрузок N1 и N2; AT1, AT2 - агенты трансформаторов T1 и T2, и т.д. Агенты следят за состоянием и режимом работы соответствующего оборудования, стремясь при этом к оптимизации указанных параметров.

Изменение параметров потребителей влечет за собой к изменению режима, например, если происходит увеличение нагрузки у потребителя N1, то при соблюдении баланса мощностей, уровни напряжений на шинах обоих потребителей понизятся в результате увеличения протекающей по сети мощности.

Для устранения указанных провалов напряжения необходимо повысить уровни напряжения на питающих подстанциях. При этом происходит согласование действий агентов у обоих потребителей, расположенных в узлах N1 и N2. На основании отмеченного параметра агент нагрузки AN1 составляет и отправляет запрос о необходимости повышения уровня напряжения на шинах N1 0,4 кВ. Процедуры обмена запросами и ответами представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 - Коммуникации агентов

№ Шага действия	Объяснение
1	Агент нагрузки AN1 формирует запрос и отправляет его агенту AT1.
2	Агент трансформатора AT1 проверяет наличие собственных устройств РПН и возможности изменения отпайки. Изменяет уровень напряжения на низкой стороне и отправляет положительный ответ AN1.
3	AN1 получает положительный ответ. Проверяет уровень напряжения на собственных шинах, делает вывод о достаточном уровне напряжения.

Параметры нового режима с учетом изменения агентом трансформатора AT1 своей отпайки сведены в табл. 3.6. Подобным образом происходит взаимодействие агентов и при уменьшении нагрузки на N1, только в этом случае агент трансформатора уменьшает уровень напряжения при помощи РПН. Параметры режима также сведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6 - Режимы работы сети при изменении нагрузки N1

№ узла	Увеличение нагрузки			Уменьшение нагрузки		
	U, кВ	P, кВт	Q, квар	U, кВ	P, кВт	Q, квар
ПСТ 35кВ	35,000	1756,8	1073,3	35,000	477,8	350,5
T3 35 кВ	34,661	1742,3	1025,2	34,903	476,6	315,9
T3 10кВ	10,262	1729,1	885,0	10,488	470,7	241,2
T2 10кВ	10,091	278,9	135,3	10,321	278,9	135,3
N2 0,4кВ	0,374	276,0	117,6	0,382	276,0	117,6
T1 10кВ	9,832	1392,6	689,6	10,431	187,1	97,2
N1 0,4кВ	0,373	1380,0	587,9	0,386	184,0	78,4

На рис. 3.10 представлен график изменения напряжения на шинах N1 в зависимости от нагрузки с учетом РПН на понижающем трансформаторе T1 для оптимизации уровня напряжения. Как видно из графика уровни напряжения не превышают значений нормально допустимых отклонений ($\pm 5\%$).

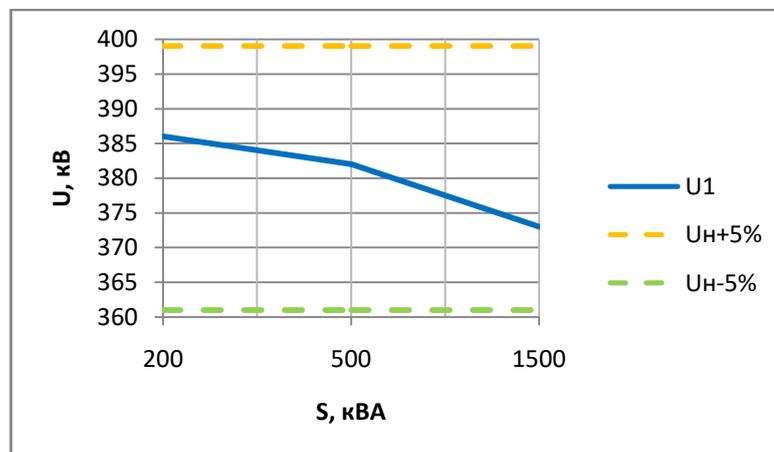


Рисунок 3.10 - Уровни напряжения на шинах N1 в зависимости от нагрузки при регулировании с помощью РПН трансформатора T1

Для сравнения представлены данные по уровням напряжения и мощностям при изменении нагрузки в N2 и соответствующем регулировании при помощи отпаек трансформатора T2.

Таблица 3.7 - Режимы работы сети при изменении нагрузки N2

№ узла	Начальная нагрузка			Увеличение нагрузки			Уменьшение нагрузки		
	U, кВ	P, кВт	Q, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВА	U, кВ	P, кВт	Q, кВА
ПСТ 35кВ	35,000	1248,0	751,6	35,000	1658,5	999,5	35,000	860,9	548,8
T3 35кВ	34,761	1240,8	710,8	34,681	1645,6	953,1	34,832	857,3	511,8
T3 10кВ	10,357	1231,5	606,1	10,283	1633,4	821,0	10,422	850,1	425,5
T2 10кВ	10,076	464,6	222,4	9,769	838,3	410,0	10,363	94,1	52,5
H2 0,4кВ	0,378	460,0	196,0	0,381	828,0	352,7	0,384	92,0	39,2
T1 10кВ	10,133	741,7	354,9	10,057	741,7	354,9	10,199	741,7	354,9
H1 0,4кВ	0,381	736,0	313,5	0,378	736,0	313,5	0,383	736,0	313,5

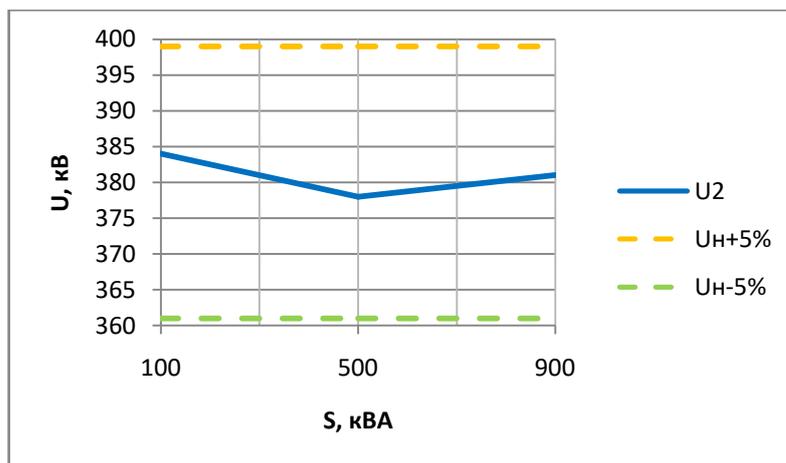


Рисунок 3.11 - Уровни напряжения на шинах N2 в зависимости от нагрузки при регулировании с помощью РПН трансформатора T2

Как видно из рис. 3.11 при изменении нагрузки N2 на трансформаторе T2 должно производиться более значительное изменение напряжение, т.е. переключение больше чем на одну отпайку.

Проведенный анализ иллюстрирует существенное преимущество мульти-агентных систем, которое заключается в удовлетворении ограничений и требований каждого отдельного агента по режиму работы конкретного оборудования, что трудновыполнимо или даже невозможно осуществить в существующих электрических сетях.

3.3 Управление электроэнергетическими системами с применением мульти-агентных технологий

В состав сети входит несколько источников, линий электропередач и потребителей (Рис. 3.12) [16]. Указанные источники питают потребителей с соблюдением некоторых ограничений. «Настройка» конфигурации сети подразумевает определение источника питания, который будет снабжать электроэнергией потребителя, путем включения или отключения соответствующих линий электропередачи. Таким образом, множество позиций выключателей определяют конфигурацию сети.

Критерием оптимизации является условие минимума потерь:

$$\Delta W = \sum_{\tau=1}^T \sum_{f=1}^M \pi_{f\tau} = \min, \quad (3.7)$$

при соблюдении в каждый момент времени τ интервала T балансов мощности в сети

$$\begin{cases} \sum_{f=1}^M P_{f\tau} - \sum_i P_{fi\tau} - \pi_{f\tau} = 0; \\ \sum_{f=1}^M Q_{f\tau} - \sum_i Q_{fi\tau} - q_{f\tau} = 0, \quad \tau = \overline{1, T} \end{cases} \quad (3.8)$$

ограничений по токам в ветвях

$$I_{l\tau} \leq I_{l\text{доп.}}; \quad l = \overline{1, L}; \quad \tau = \overline{1, T}, \quad (3.9)$$

ограничений по напряжению в узлах

$$U_{i\text{мин}} \leq U_{i\tau} \leq U_{i\text{макс}}; \quad i = \overline{1, N}; \quad \tau = \overline{1, T}, \quad (3.10)$$

где τ – дискретное время, например, с шагом в 1 час;

M – количество фидеров (подсхем) в сети.

Данная проблема оптимизации является трудной задачей. Однако полученные решения действительны только для имеющейся конфигурации. Неопределенность в генерации приводит к снижению производительности, которая включает в себя апостериорную модификацию (после возникновения возмущения) конфигурации сети. Эти изменения в конфигурации сети должны

производиться с учетом удовлетворения ограничений, которые ранее были нарушены, а также новая конфигурация должна обеспечивать электроэнергией потребителей, которые ранее были отключены. В системе электроснабжения отключение потребителей, т.е. сброс нагрузки недопустим. Это условие является причиной того, что неопределенности в генерации источников необходимо учитывать при решении поставленной задачи. Однако, обеспечение потребителей электроэнергией (не отключая нагрузки) может быть осуществлено, несмотря на указанную неопределенность в генерации.

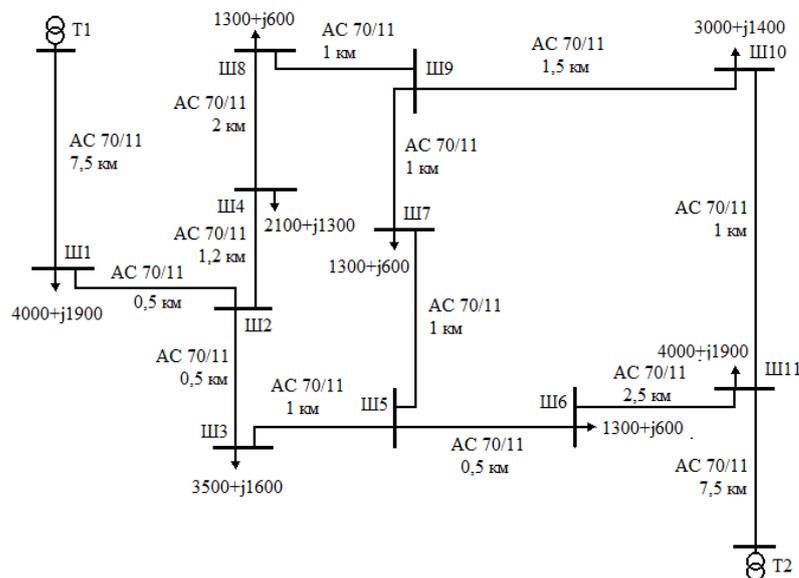


Рисунок 3.12 - Распределительная сеть

При этом необходимо отметить, что в реальных электрических сетях существуют некоторые ограничения, которые должны быть заложены в агентов.

Электротехнические ограничения определяются следующим образом:

1. Два источника не должны быть взаимосвязаны во время работы: допустимая конфигурация не должна содержать путь, соединяющий оба источника.
2. Каждый потребитель должен быть запитан только от одного источника.
3. Полученная конфигурация сети не может быть кольцевой.
4. Каждый источник может выдавать только ограниченное количество мощности ($=K$).

5. Каждая линия может передавать максимальный поток электроэнергии. В дальнейшем будем считать, что значение максимального потока равно максимальному значению K .

Таким образом, конфигурация сети, удовлетворяющая ограничению 4, также удовлетворяет ограничению 5.

Первых три условия четко определяют структуру искомого варианта электрической сети, таким образом, чтобы она была радиального типа. Эти условия также продиктованы необходимостью уменьшения токов короткого замыкания и, как следствие, удешевлению стоимости выключателей. Однако такое схемное решение предусматривает пути резервирования путем подключения другого источника при отключении первого.

Поиск решения осуществляется следующим образом: агенты источники задают уровни напряжений, которые передаются соседним с ними агентам линий. По этим уровням с учетом параметров линий электропередач агенты ЛЭП определяют начальные приближения уровней напряжения на концах линий (т.е. на шинах подстанций у ближайших потребителей). С учетом нагрузки у потребителей корректируются уровни напряжений на их шинах соответствующими агентами нагрузки и агентами ЛЭП. Эти параметры передаются следующим агентам ЛЭП и агентам нагрузок. Цикл пересчета и уточнения происходит повторно для всех предыдущих агентов.

Если имеется несколько линий, то предшествующий агент передает данные всем последующим агентам ЛЭП, а те соответствующим агентам нагрузок и процесс вычисления происходит параллельно. Полученные при этом уточненные значения потокораспределения суммируются предшествующим агентом ЛЭП при обратном ходе, и происходит перерасчет параметров предыдущими агентами.

В табл. 3.8 приведены примеры промежуточных вычислений агентов при последовательном учете нагрузок начиная с соответствующих источников (Т1 и Т2) схемы на рис. 3.12.

Все эти процессы происходят до тех пор, пока некоторый агент в цепи последовательного расчета получает запрос с двух сторон (либо одновременно,

либо поочередно). Производя соответствующие расчеты сначала для одних параметров с одной стороны, а затем для других параметров - с другой, агент сравнивает полученные данные с одной стороны с рассчитанными параметрами и делает вывод о том, какие параметры являются более оптимальными (например, полученный уровень напряжения будет выше расчетного). После чего агент решает, какой выключатель должен быть включен/отключен.

Если имеется разница в уровнях напряжений (расчетный и полученный), то агент ЛЭП, принимая за наилучший вариант больший уровень напряжения, передает запрос противоположному агенту, а тот рассчитывает и уточняет соответствующие уровни напряжений на конце присоединенной ЛЭП. И если уровни напряжения в этом случае больше, то происходит формирование запроса следующему агенту, если же нет, то расчет при этом прекращается и фиксируется положение выключателей.

Таблица 3.8 - Напряжения на шинах при поиске оптимальной конфигурации

Шины	U, кВ				
	1	2	3	4	5
T1	35	35	35	35	35
Ш1	34,45	34,45	33,98	33,64	33,47
Ш2	-	34,45	33,94	33,58	33,40
Ш3	-	-	33,91	33,55	33,37
Ш4	-	-	-	33,53	33,32
Ш5	-	-	-	-	-
Ш6	-	34,21	33,79	33,79	33,61
Ш7	-	-	-	-	33,54
Ш8	-	-	-	-	33,29
Ш9	-	-	-	33,79	33,56
Ш10	-	-	33,80	33,79	33,59
Ш11	34,45	34,27	33,85	33,85	33,67
T2	35	35	35	35	35

Следует отметить, что важную роль играет также соблюдение условий допустимого отклонения напряжения ($\pm 5\%U_{ном}$). Если учет последующей нагрузки ведет к нарушению данного условия, то агентами последующий расчет в

этом направлении не производится, а наоборот происходит возврат к предыдущим условиям.

Таким образом, определяется наилучшая конфигурация сети с имеющимися параметрами нагрузок (рис. 3.13). Однако при любом изменении этих параметров агентами производится перерасчет режима и при необходимости изменение положения выключателей.

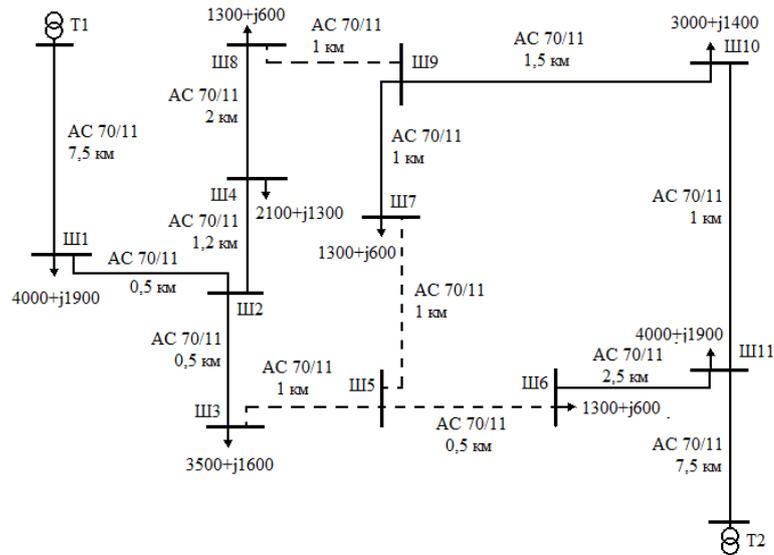


Рисунок 3.13 - Полученная конфигурация сети

Алгоритм работы МАС для решения задач управления распределительными электрическими сетями с целью оптимального распределения нагрузок между ближайшими источниками электроэнергии при соблюдении радиальной конфигурации сети и допустимого уровня отклонения напряжения может быть также реализован в электрических сетях с резервированием.

3.4 Сеть с распределенной генерацией

Распределенная генерация (Distributed Generation DG) является альтернативным дополнительным источником электроэнергии, хотя и меньшей мощности основного источника. Появление DG определяет преимущества и недостатки в распределительной сети. С одной стороны они могут непосредственно присоединяться к низковольтным (НВ) фидерам и поставлять электроэнергию потребителю, не используя вторичные подстанции и распределительные сети, что, в конечном счете, значительно сократит потери электроэнергии при её передаче и разделит мощности нагрузки между общей генерацией (Bulk Generations BG). С другой стороны, большая часть таких источников может лишь ограниченно и неустойчиво обеспечивать электроэнергией потребителя, а также на большинстве подстанций вообще отсутствует о них какая-либо информация, что вызовет дополнительные сложности при оптимизации управления спросом. Кроме того, поток электроэнергии от электростанций может поступать не напрямую потребителям, а - динамично изменяться в соответствии с её выработкой устройствами DG и её потреблением. Задача организации динамического управления спросом и эффективного баланса спроса и поставок электроэнергии в распределительную сеть, с учетом наличия DG, становится сложной темой исследования в энергетике.

Для решения проблемы эффективного управления потоками электроэнергии в сети, а также для решения ряда прикладных задач, включая диагностику ошибок, системный контроль, децентрализованное восстановление электроснабжения потребителей и моделирование систем электроснабжения используются мульти-агентные системы (МАС) [12].

Агент, находящийся в области отключения электроэнергии, передает запрос о необходимости связи с сетью, а все активные агенты области генерации предлагают свое решение проблемы. Агент, находящийся в области отключения электроэнергии, основываясь на своих интересах, решает, какой агент области генерации должен выполнить поставленную задачу.

Цели МАС заключаются в следующем: (1) динамично уравнивать электроснабжение и спрос в распределительной сети; (2) максимизировать использование устройств DG; и (3) минимизировать стоимость электроэнергии. Существует два основных положения в распределительной сети: (1) цена на электроэнергию от РГ ниже, чем цена на электроэнергию от питающей подстанции; и (2) распределительная сеть поддерживает перетоки мощности в противоположных направлениях и поэтому избыточную мощность можно передать обратно основным подстанциям через вторичные подстанции.

Цели МАС также заключаются в соблюдении баланса мощностей и минимизации стоимости электроэнергии, а налагаемые ограничения включают - ограничения по току и пропускной способности линии.

Для i -го элемента (т.е., подстанция, генератор, шина, фидер или нагрузка) в распределительной сети положим, что p_{+i} - это мощность, произведенная i -ым элементом, а c_{+i} - цена производимой мощности. Положим $p_{i \rightarrow j}$ - это мощность поставляемая от i -го элемента j -ому, тогда $c_{i \rightarrow j}$ - это цена, поставляемой мощности от i -го элемента j -ому. Положим, что p_{-i} - мощность, потребляемая i -ым элементом, а c_{-i} - стоимость потребляемой мощности. Тогда цели и ограничения получаются следующим образом.

Цель баланса: Для каждого i -го элемента в распределительной сети, мы должны гарантировать мощность, поставляемую к и от i для выполнения баланса, т.е.,

$$p_i^+ + \sum_{j \in J^+} p_{j \rightarrow i} = p_i^- + \sum_{k \in J^-} p_{i \rightarrow k} \quad (3.11)$$

где J^+ указывает, что i соседний элемент, который обеспечивает мощностью i , и J^- указывает i соседний элемент, который получают мощность от i .

Баланс мощностей является первоочередной целью. Это очень важное условие при управлении электроснабжением, которое гарантирует баланс в распределительной сети при определенных величинах электропотребления и спроса. Уравнение (1) устанавливает, что мощность, произведенная генераторами плюс мощность, поступающая от всех ее дополнительных источников, должна

всегда равняться мощности, потребляемой основными нагрузками плюс мощность, необходимая для обеспечения всех ее дополнительных потребителей.

Цель уменьшения стоимости электроэнергии: Для каждого i -го элемента в распределительной сети, мы хотим минимизировать ее стоимость потребления. Соотношение стоимости на единицу мощности, определяется следующим образом:

$$c_i^- = \frac{p_i^+ + c_i^+ + \sum_{j \in J^+} p_{j \rightarrow i} \times c_{j \rightarrow i}}{p_i^+ + \sum_{j \in J^+} p_{j \rightarrow i}} \quad (3.12)$$

где i затраты на поставку единицы мощности к элементу k :

$$c_{i \rightarrow k} = c_i^- + c_{i,k}^{line} \quad (3.13)$$

где $c_{i,k}^{line}$ является стоимостью на физическом элементе от элемента i к k . Поскольку мы уже предполагаем, что распределительная сеть поддерживает перетоки мощности в обеих направлениях, то таким образом, градиент признаков $i, k =$ градиент признаков k, i .

Цель уменьшения стоимости - это вторая задача, которая затрагивает экономическую проблему управления электроснабжением. Она обуславливает то, что стоимость на потребляемую электроэнергию и ее поставку будет минимальна.

Поскольку предполагается, что стоимость электроэнергии производимой DG ниже, чем стоимость электроэнергии оптовых поставщиков, таким образом, эта цель может также гарантировать, что электроэнергия, произведенная DG, в распределительной сети будет потребляться в первую очередь.

Ограничение по пропускной способности линии: Для каждой реальной линии электропередач, соединяющей точки i и k , т.е., $line_{i,k}$, ток протекающий от i до k не должен быть больше, чем ограничение линии по току, т.е.,

$$I_{i \rightarrow k} \leq I_{i,k}^{lim} \quad (3.14)$$

где $I_{i \rightarrow k}$ - ток от i до k , и $I_{i,k}^{lim}$ - максимальный ток, который допускает $line_{i,j}$.

Поскольку предполагается, что распределительная сеть поддерживает возможность перетоков электроэнергии в противоположных направлениях, то таким образом, $I_{i,k}^{lim} = I_{k,i}^{lim}$.

Ограничение по пропускной способности линии - одна из значимых проблем в реальной распределительной сети и определяет, как мощность передается от подстанции к потребителю. Цель этого ограничения заключается в защите реальных кабельных линий.

Ограничение по мощности: Для каждого i -го элемента распределительной сети существует ограничение по мощности, которую он может произвести и/или потребить. Кроме того, у каждого элемента есть ограничение по току. Поэтому, ограничения на производство и/или потребление электроэнергии - определяются следующим образом:

$$P_i^+ \leq P_i^{+lim} \quad (3.15)$$

$$P_i^- \leq P_i^{-lim} \quad (3.16)$$

где P_i^+ и P_i^- - мощность, производимая и/или потребляемая элементом, и P_i^{+lim} и P_i^{-lim} - ограничения этого элемента на производимую и/или потребляемую мощность.

Ограничение по току определяются как

$$I_i^+ + \sum_{j \in J^+} I_{j \rightarrow i} \leq I_i^{+lim} \quad (3.17)$$

где I_i^+ - ток, произведенный i , $I_{j \rightarrow i}$ - ток от j до i и I_i^{+lim} - текущее ограничение. Точно так же мы имеем

$$I_i^- + \sum_{k \in J^-} I_{j \rightarrow k} \leq I_i^{-lim} \quad (3.18)$$

где I_i^- - ток, потребляемый i , $I_{j \rightarrow k}$ - ток от j до k и I_i^{-lim} - текущее ограничение. В распределительной сети, которая поддерживает протекание тока в двух направлениях, $I^{+lim} = I^{-lim}$.

Ограничение по мощности - это другая значимая проблема, требующая рассмотрения в реальной распределительной сети. Это ограничение затрагивает проблему выбора ресурса мощности и распределение мощности в распределительной сети. Уравнения (3.15-3.18) указывают, что мощность и ток, проходящие через элемент сети, не должны превышать установленные ограничения. Цель этого ограничения заключается в защите распределительной сети.

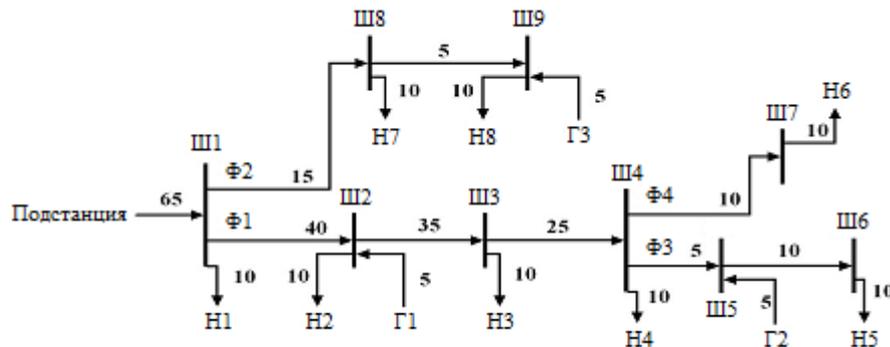


Рисунок 3.14. Радиальная распределительная сеть:

Ш – шина, Ф – фидер, Н – нагрузка, Г – источник распределенной генерации.

На рис. 3.14 показан пример радиальной распределительной сети. Число, рядом с линией, указывает мощность, передаваемую по линии, а стрелка указывает на направление мощности. Эта распределительная сеть содержит одну подстанцию, девять шин, четыре фидера, восемь нагрузок и три распределенных источника.

В МАС АН могут сбалансировать свои расходы энергии, а АП и АГ могут обеспечить электроснабжение. АШ и АФ выполняют управление спросом, для динамического балансирования поставки и потребления между АН, АП и АГ. В основном управление спросом содержит четыре шага.

Агенты общаются с помощью асинхронной рассылки сообщений, используя определенные шаблоны сообщений [10], такие как: ПРОСЬБА, СООБЩЕНИЕ, ОТКАЗ и СОГЛАСИЕ. Сообщения, передаваемые между агентами,

характеризуются следующими параметрами: (1) типом сообщения, (2) ID разговора, (3) отправителем, (4) получателем и (5) содержанием.

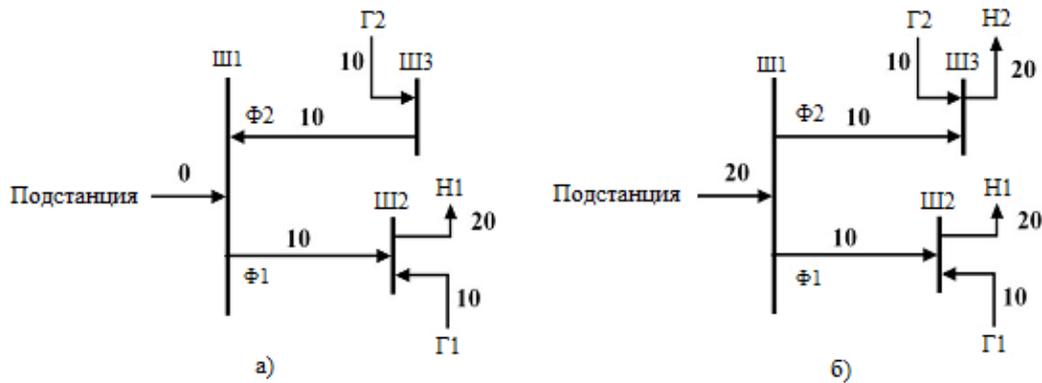


Рисунок 3.15 Перетоки мощности в распределительной сети при изменении нагрузки

В сообщении определены 5 онтологических понятий (т.е. Мощность, Стоимость, Предел, Линия и Сосед) и четыре онтологии действия (т.е. соединение/разъединение, предельная стоимость, предельные ограничения и изменения мощности). Онтологии понятий используются агентами для описания понятий или статусов компонентов и кабелей в распределительной сети, а онтологии действий используются, для указания действий агентов. Тип сообщения - предопределяет ключевые слова, чтобы указать на цель взаимодействия, ID разговора указывает на уникальный идентификатор, отправитель - агент, который начинает разговор, и получатель - агент, который должен дать ответ на запросы отправителя.

Работа МАС проиллюстрирована на примере фрагмента схемы распределительной сети [15], приведенной на рис. 3.15 (а), которая содержит одну подстанцию, три шины, два фидера, два источника распределенной генерации и одну нагрузку. Мощность для подстанции, шины и фидера установлена в пределах от -50 МВт до $+50$ МВт (положительная величина, указывает на переток от источника к нагрузке, а отрицательная величина указывает на обратное направление мощности).

Максимальная мощность источника распределенной генерации составляет 10 МВт, а максимальная мощность нагрузок составляет 20 МВт. Рис. 3.15 (а)

показывает момент, когда два источника распределенной генерации Г1 и Г2 питают нагрузку Н1. В этом случае соблюдается баланс мощностей и, таким образом, отсутствует переток мощности от подстанции в распределительную сеть.

Для изменения расхода электроэнергии в распределительной сети предположим, что дополнительная нагрузка (Н2) подключается к распределительной сети. После того, как подключается Н2, требуется больше мощности, в результате чего подстанция будет поставлять дополнительную мощность в распределительную сеть. Обновленная распределительная сеть показана на рис. 3.15 (б).

Рис. 3.15 (а) моделирует первый этап, прежде чем АН2 будет подключен к сети. Можно заметить, что АГ1 поставляет мощность в размере 10 МВт АН1 через АШ2, а также АГ2 поставляет мощность в размере 10 МВт АН1 через путь АГ2 – АШ2 – АФ2 – АШ1 – АФ1 – АШ2 – АН1. При этом от АП1 мощность в распределительную сеть не поступает. Рис. 3.15 (б) иллюстрирует второй этап, т.е. процесс взаимодействия между агентами, когда АН2 просит соединиться с распределительной сетью и увеличить генерацию на 20 МВт после присоединения. Порядок взаимодействия приведен в табл. 3.9 более детально, на основе последовательности коммуникаций, показанной на рис. 3.15 (б).

Можно заметить, что в распределительную сеть от АП1 было передано большее количество электроэнергии и соответственно цены на электроэнергию для каждого агента также должны быть скорректированы. Приведенный пример хорошо демонстрирует последовательную работу агентов МАС в обоих случаях - взаимодействие агентов и управление спросом.

Мульти-агентная система, моделирующая распределительную сеть с элементами распределенной генерации, позволяет реализовать механизмы управления спросом, что обеспечивает возможность агентам динамично сбалансировать электроснабжение и потребление в распределительной сети посредством их взаимодействия.

Таблица 3.9 - Порядок взаимодействия агентов

Номер взаимодействия	Объяснение
1	АН2 делает запрос АШЗ о возможности подключения
2	АШЗ разрешает подключение АН2
3-10	АШЗ информирует АН2 о том, что его потребляемая мощность изменилась. После чего это изменение перенаправляется другим агентам в МАС. Каждый агент обновляет свои знания о потреблении соседних агентов.
11	АН2 запрашивает 20МВт у АШЗ.
12-13	АШЗ в первую очередь запрашивает дополнительные 20 МВт у АГ2 (чтобы максимально задействовать локальные ресурсы). Так как АГ2 уже выдает максимальное количество электроэнергии, то АГ2 посылает отказ АШЗ.
14-15	Тогда АШЗ посылает запрос дополнительных 20 МВт АФ2, а АФ2 передает запрос АШ1.
16-21	АШ1 сначала запрашивает дополнительные 20 МВт АФ1 (чтобы максимально задействовать локальные ресурсы), тогда АФ1 передает запрос АШ2, далее АШ2 передает запрос АГ1. Так как АГ1 уже выдает максимальное количество электроэнергии, то АГ1 посылает отказ АШ2. Поэтому АШ2 отказывает АФ1, а АФ1 отказывает АШ1.
22-23	Тогда АШ1 запрашивает дополнительные 20 МВт у АП1, АП1 подтверждает возможность передачи.
24-25	Следовательно АШ1 передает АФ2 согласие, а АФ2 передает его АШЗ.
26	Наконец, АШЗ находит достаточное количество мощности для удовлетворения запроса АН2, и одобряет его.

3.5 Выводы

1. Проведено моделирование радиальной распределительной сети при помощи МАС. Разработан алгоритм взаимодействия агентов для определения режимов работы сети на основании локальных данных о параметрах элементов сети. Отмечено, что агентам необходимо учитывать не только фактическую способность передачи необходимого количества электроэнергии, но и фактическое падение напряжения.

2. В разветвленных сетях радиального характера МАС позволяет учесть ограничения и требования каждого отдельного агента по режиму работы конкретного оборудования, а также позволяет оптимизировать уровни напряжения на шинах потребителей посредством устройств РПН на собственных трансформаторах.

3. Разработан алгоритм работы МАС в сложнзамкнутой электрической сети для решения задачи оптимального распределения нагрузок между источниками электроэнергии при соблюдении радиальной конфигурации сети и допустимого уровня отклонения напряжения.

4. Разработан алгоритм работы МАС в распределительной сети с элементами распределенной генерации, который позволяет реализовать механизмы управления спросом и обеспечить оптимизацию режимов работы источников распределенной генерации посредством взаимодействия агентов.

4 Исследование мульти-агентной системы моделирования применительно к объектам нефтеперерабатывающей отрасли

4.1 Особенности нефтеперерабатывающей отрасли

Электроснабжение объектов нефтеперерабатывающей отрасли, как правило, осуществляется от энергосистемы, посредством ЛЭП 110-220 кВ, которые приходят на центральную подстанцию. После центральной подстанции напряжение понижается до уровня 35 кВ и далее электроэнергия передается и распределяется между распределительными подстанциями 35/6 кВ.

Крупные потребители подключаются непосредственно к сети 6 кВ через кабельные линии, более мелкие - через понижающие трансформаторы 6/0,4 кВ. При этом трансформаторные подстанции выполняются двухтрансформаторными и располагаются в непосредственной близости от потребителей электроэнергии.

Основными потребителями являются асинхронные и синхронные двигатели, в связи с этим предъявляются жесткие требования к качеству электроэнергии (ГОСТ 32144-2013). Снижение напряжения приводит к уменьшению пускового и максимального моментов электродвигателей, возрастанию потребляемого тока и нагреву обмоток. Повышение напряжения также неблагоприятно влияет на режимы работы оборудования - возрастают потери в трансформаторах, двигателях и других аппаратах, повышается их нагрев, снижается КПД асинхронных двигателей. Снижение частоты в сети приводит к снижению частоты вращения электродвигателей, ухудшению КПД, возрастанию потребляемого тока и нагреву. Поэтому поддержание необходимого уровня напряжения и частоты в СЭС нефтяной отрасли является значимым фактором. Для этого установленные на подстанциях трансформаторы имеют устройства РПН для регулировки напряжения в пределах $\pm 5\%U_{ном}$. А также применяется автоматика частотной разгрузки, которая отключает менее ответственные потребители при снижении частоты.

На рис. 4.1 представлена электрическая схема нефтеперерабатывающего комплекса, электроснабжение которого осуществляется от ГПП-1 35/6 кВ, получающего питание от двух независимых источников питания. По условию резервирования каждая подстанция 6/0,4 кВ также оснащается двумя трансформаторами и выполнена по схеме одна секционированная система шин, каждая секция которой запитана от разных секций ГПП-1 или разных источников (ГПП-1 и ГПП-2), что обуславливает разомкнутый режим работы сети.

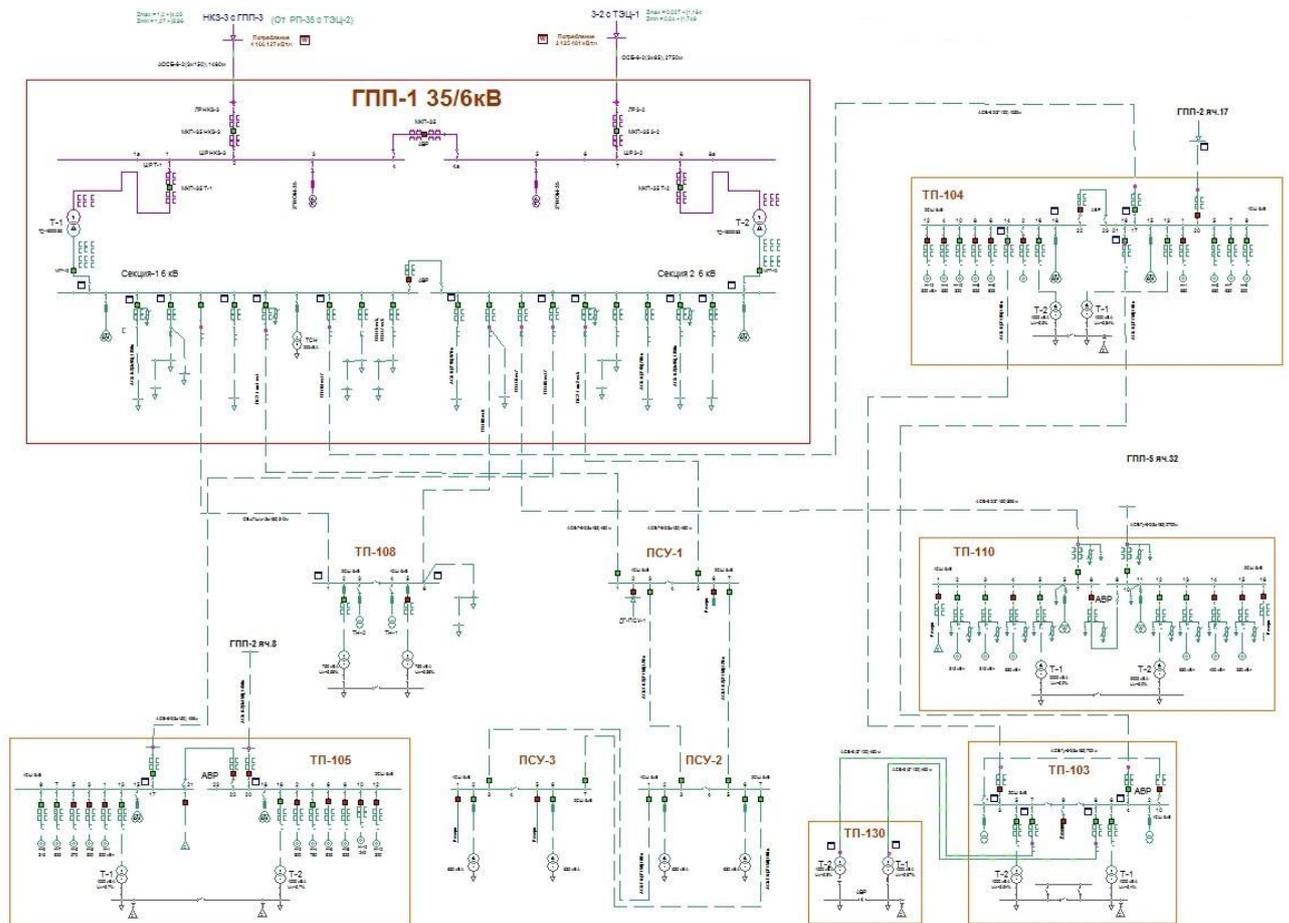


Рисунок 4.1 Схема электроснабжения нефтеперерабатывающего комплекса

Для выявления перспектив от внедрения МАС была рассмотрена часть схемы электроснабжения - одна секция ГПП-1 и все подключенные к ней потребители 6 и 0,4 кВ, в виду того, что работа оставшейся части сети будет происходить аналогичным образом. Для моделирования сети составляется электрическая схема соответствующего участка (рис. 4.2).

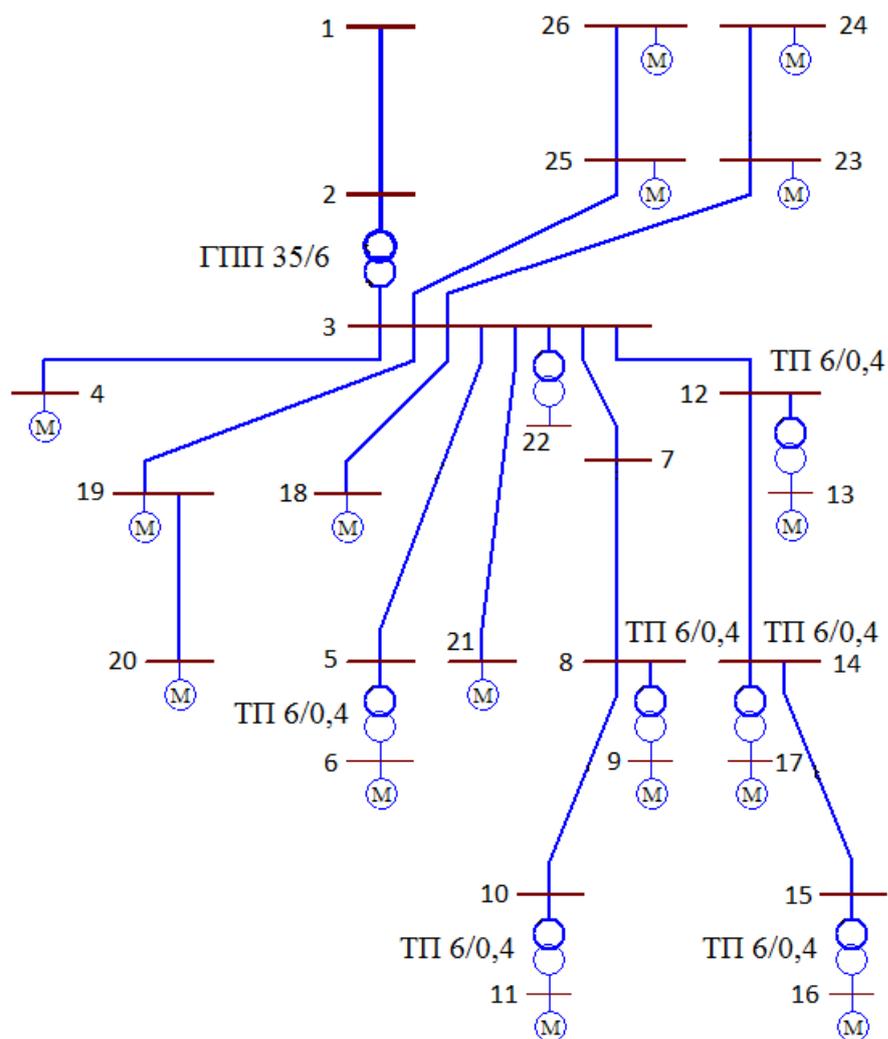


Рисунок 4.2 – Фрагмент электрической схемы нефтеперерабатывающего комплекса

Каждый элемент СЭС представляется в виде соответствующего агента. На рис. 4.3 представлена мульти-агентная схема рассматриваемой части СЭС нефтеперерабатывающего комплекса со всеми взаимосвязями между агентами. Здесь E1 - агент источника, Ш1 - Ш26 - агенты шин, W1 - W16 - агенты ЛЭП, N1 - N16 - агенты нагрузок. В соответствии с моделируемым объектом в агент вносятся параметры его схемы замещения. Характеристики оборудования представлены в Приложении 2.

По задаваемым величинам нагрузок производится расчет режимов работы, начиная с агентов N1 - N 16 и в сторону единственного источника E1 расчет производится параллельно итерационным методом с уточнением уровней напряжения и величины потерь на каждом шаге.

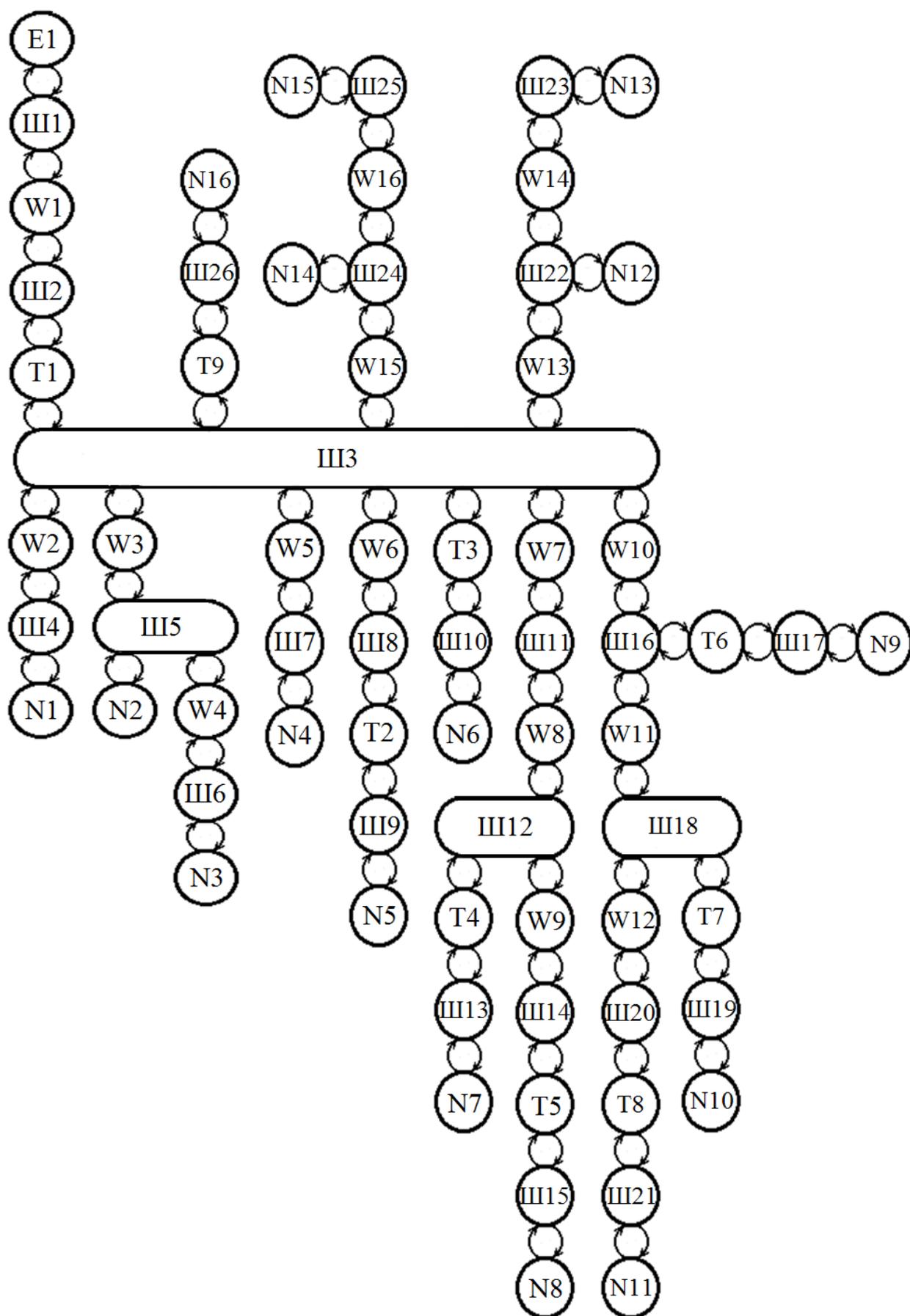


Рисунок 4.3 - Мульти-агентная схема секции нефтеперерабатывающего комплекса

Результаты расчетов режимов работы СЭС нефтеперерабатывающего комплекса представлена на рис. 4.4 и 4.5, а также в Приложении Б.

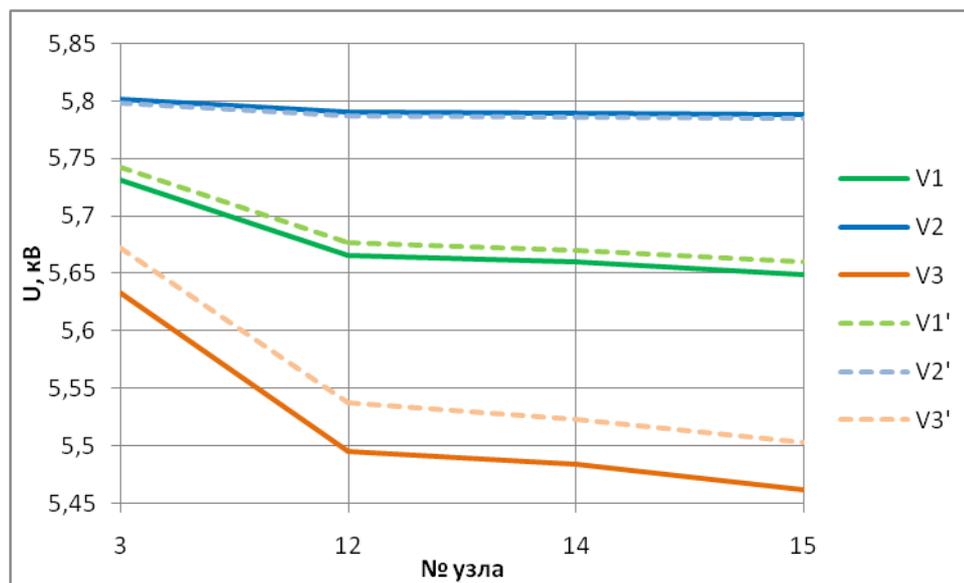


Рисунок 4.4 - Сравнение уровней напряжения в сети 6 кВ в разных режимах

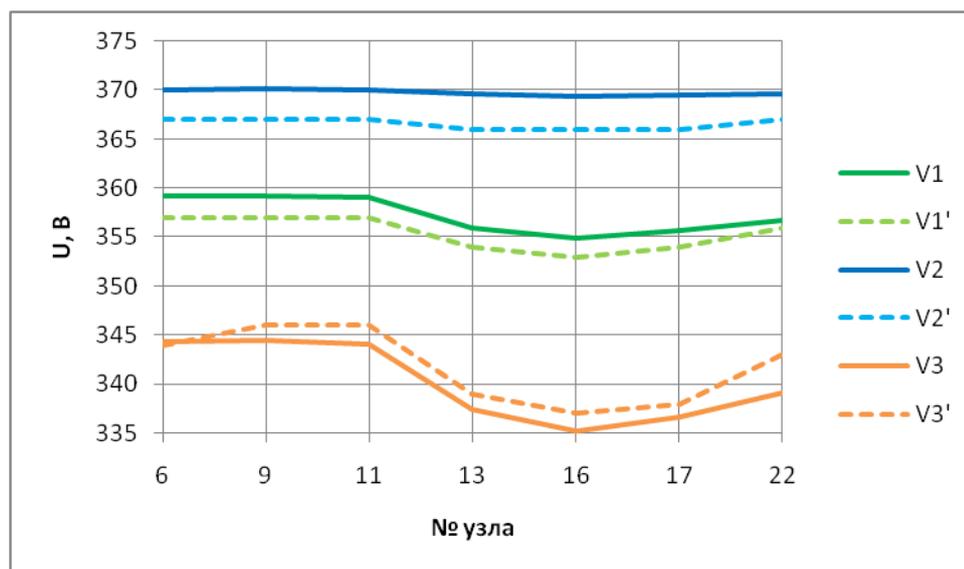


Рисунок 4.5 - Сравнение уровней напряжения в сети 0,4 кВ в разных режимах

На рисунках пунктирными линиями отмечены результаты расчета в программном комплексе Пегас, а сплошными линиями при расчете МАС. При этом значениям V1 и V1' соответствуют нормальной загрузке оборудования, V2 и V2' - минимальной загрузке оборудования, а V3 и V3' - максимальной загрузке оборудования.

Максимальная величина погрешности при расчетах составляет 1,2%.

Для улучшения уровня напряжения на шинах потребителей [6] имеются батареи статических конденсаторов (в узлах 13, 16 и 17 на рис. 4.2), управление режимами работы которых, можно осуществлять с помощью МАС, регулируя их подключение и величину вырабатываемой мощности. На рис. 4.6 и 4.7 представлены уровни напряжения в сети 6 кВ и 0,4 кВ при подключении БСК в соответствующих узлах с мульти-агентным управлением.

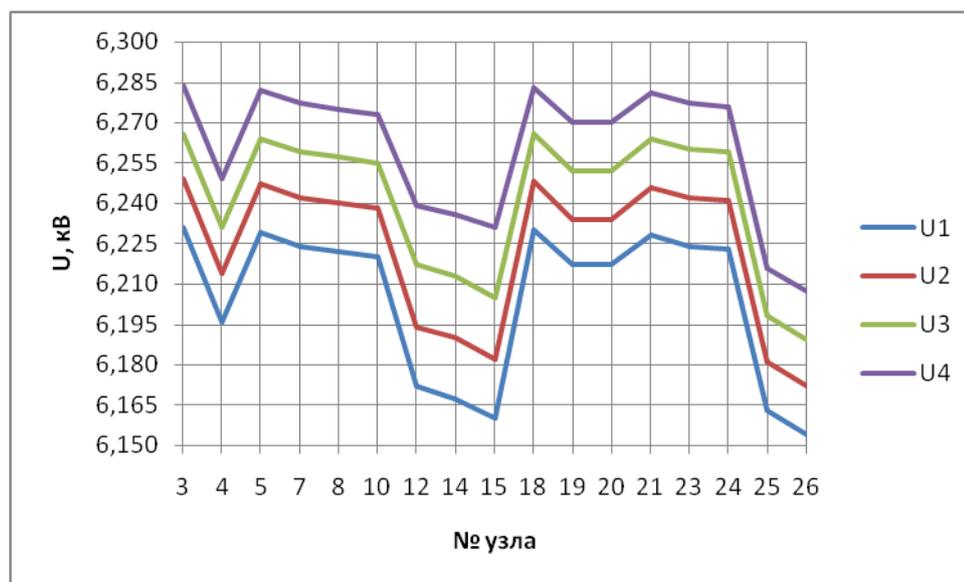


Рисунок 4.6 - Уровни напряжения в сети 6 кВ при использовании БСК и МАС:
 U1 – начальный режим; U2 – БСК 450 квар в 13 узле;
 U3 - БСК 450 квар в 13 и 17 узлах;
 U4 - БСК 450 квар в 13, 16 и 17 узлах

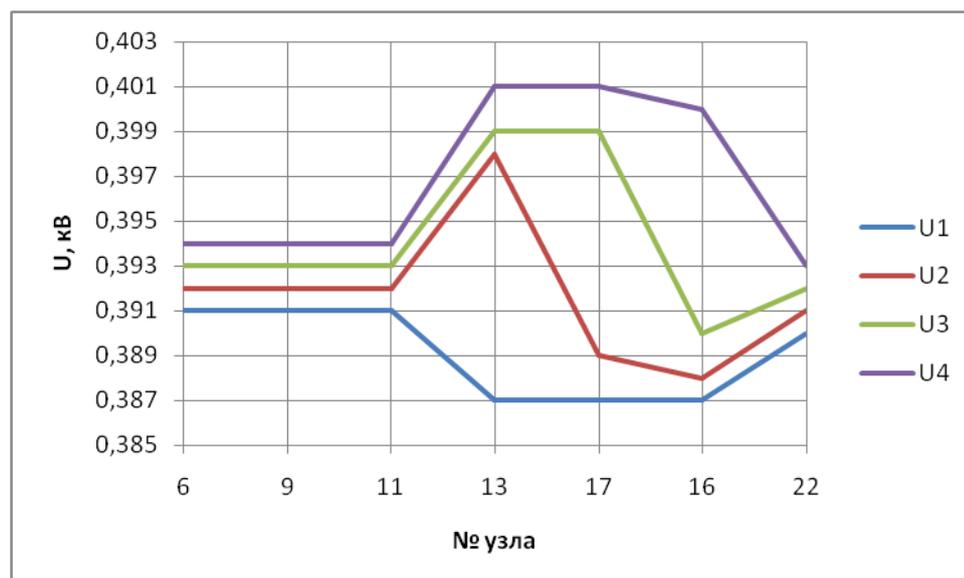


Рисунок 4.6 - Уровни напряжения в сети 0,4 кВ при использовании БСК и МАС

В качестве альтернативного варианта для повышения надежности электроснабжения и уровня напряжения на шинах потребителей рассмотрен вариант установки источников распределенной генерации шины ТП-104 и ПСУ-1 (рис. 4.1). Источник РГ на ТП-104 предназначен для покрытия спроса собственных потребителей, а также потребителей ПТ-103 и ТП-130 (рис. 4.1), а источник РГ на ПСУ-1 - также собственных потребителей и потребителей ПСУ-2 и ПСУ-3. Результаты представлены на рис. 4.7 и 4.8, при этом наблюдается повышение уровня напряжения на 2,5%.

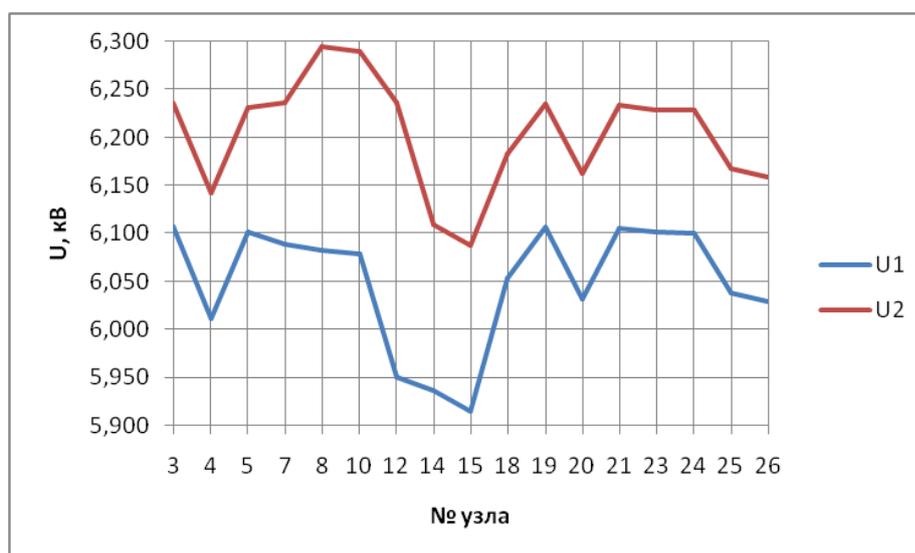


Рисунок 4.7 - Уровни напряжения в сети 6 кВ при использовании источников РГ и МАС:

U1 – начальный режим; U2 – с внедрением источников

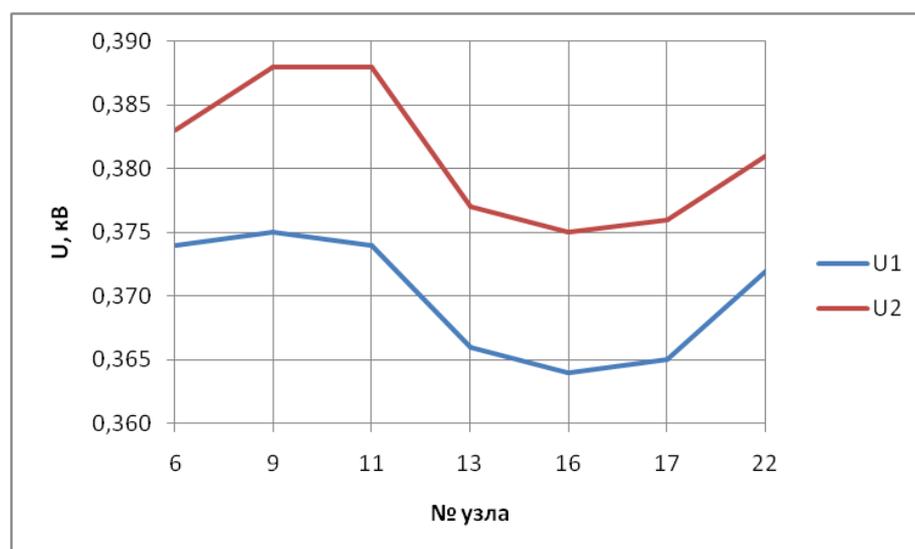


Рисунок 4.8 - Уровни напряжения в сети 0,4 кВ при использовании источников РГ и МАС

4.2 Моделирование сети с распределенными источниками, подключенной к энергосистеме

В связи с особой спецификой нефтегазовой отрасли, возникают высокие требования к надежности электроснабжения нефтегазовых месторождений и нефтеперерабатывающих комплексов [1, 91].

К отмеченным требованиям относятся:

- 1) ПС располагаются максимально близко к технологическим объектам;
- 2) ПС оборудуются двумя трансформаторами из условия 100% резервирования нагрузки;
- 3) ВЛ 110 кВ выполняются проводами марки АС 120-150.

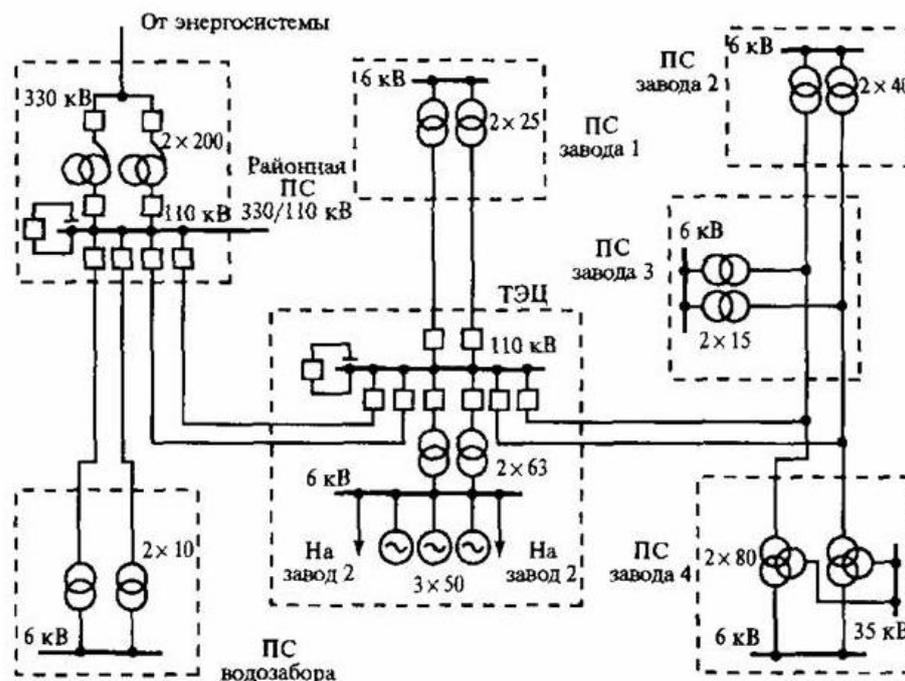


Рисунок 4.9 - Схема нефтеперерабатывающего комплекса

На рис. 4.9 представлена схема нефтеперерабатывающего комплекса, электроснабжение которого осуществляется от ТЭЦ мощностью 150 МВт, оставшаяся часть дефицита покрывается за счет подстанции (ПС) 330/110 кВ, которая связана с энергосистемой. Из условия резервирования к каждой ПС подходит по 2 линии электропередач (ЛЭП), а также каждая оборудована двумя трансформаторами.

В виду того, что все ПС располагаются в непосредственной близости от каждого из заводов, а передача электроэнергии осуществляется на напряжении 110 кВ, потери мощности в сети будут незначительными, также как и падение напряжения.

Для повышения надежности электроснабжения нефтеперерабатывающего комплекса, а также ещё большей независимости от энергосистемы предлагается установка источника распределенной генерации мощностью 50 МВт на ПС завода 4, которая является наиболее крупной и располагает 2 трансформаторами номинальной мощностью 80 МВА, а также тремя уровнями напряжения - 110/35/6 кВ. Также установка источника распределенной генерации мощностью 30 МВт на ПС завода 2 [63].

Установка данных источников позволит в значительной мере покрыть спрос на электроэнергию завода 2 и завода 4, а также разгрузить часть ЛЭП, при этом в виду несколько меньшей мощности источников по сравнению с нуждами соответствующих заводов направления перетоков мощности не изменится, однако значения токов короткого замыкания (КЗ) возрастут.

Для решения задачи диспетчеризации имеющегося и вновь вводимого генерирующего оборудования предлагается использование мульти-агентной системы [13].

В первую очередь инициатива исходит от агентов-нагрузок, которые имитируют суммарную нагрузку заводов 1-4 и водозабора. На основе статистической информации о потребляемой мощности за предыдущие года, составляются приблизительные суточные, месячные и годовые графики отдельных потребителей. В соответствии с этими данными агенты коллективно определяют перетоки мощностей в сети и степень загрузки источников электроэнергии (ТЭЦ и источников распределенной генерации). Более точная корректировка графиков выдачи мощности для агентов-источников будет осуществляться системной автоматикой.

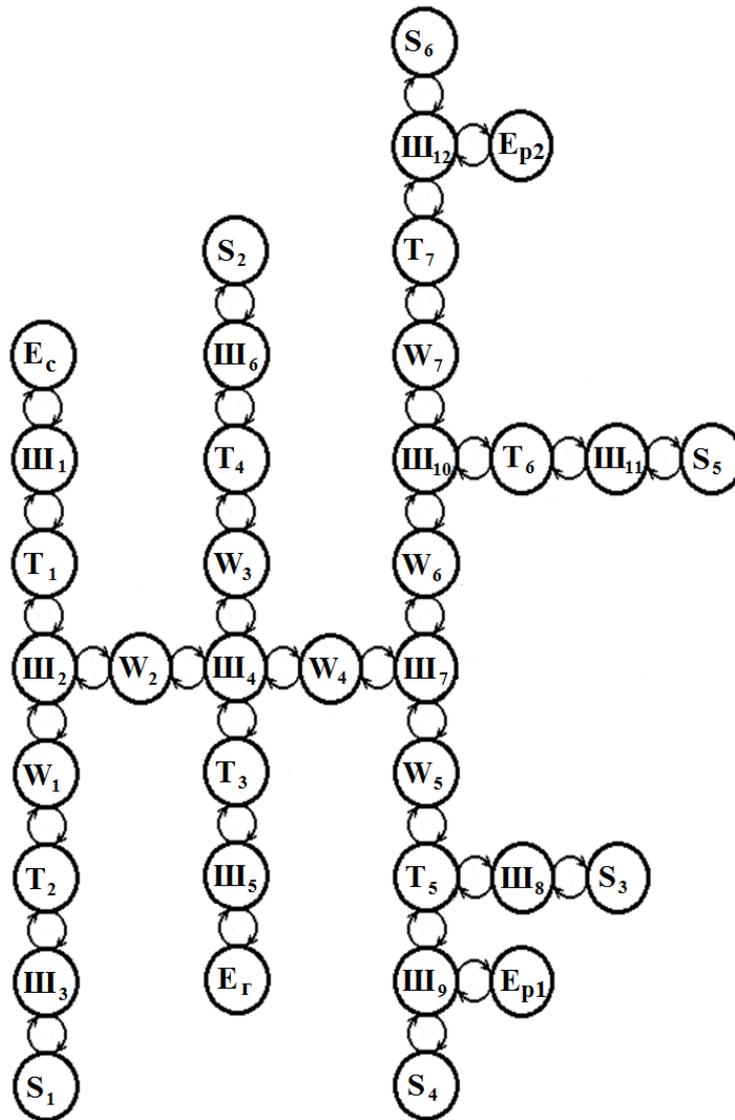


Рисунок 4.10 - Мульти-агентная схема нефтехимического комбината

Алгоритм взаимодействия агентов при определении источника:

Агент нагрузки S_6 обладает информацией о графике нагрузки собственного потребителя. Он определяет количество расчетных точек для графика нагрузки. Создает запрос на необходимое количество электроэнергии в 1-ой расчетной точке и передает этот запрос Агенту шин Ш12. (рис. 4.11, шаг 1);

Агент шин Ш12 получает запрос. Проверяет наличие подключенных к его шинам источников распределенной генерации. Определяет наличие Er_2 . Перенаправляет запрос Агенту Шр2. (рис. 4.11, шаг 2);

Агент Шр2 получает запрос. Он обладает информацией о возможном количестве вырабатываемой его источником электроэнергии. Сравнивает эти

данные с данными в запросе. При положительном результате, отправляет положительный ответ на запрос Агента Ш12. (рис. 4.11, шаг 3);

Агент шин Ш12 получает положительный ответ от Агента Ер2. Передает полученный ответ Агенту S6. (рис. 4.11, шаг 4);

Агент нагрузки S6 получает положительный ответ. Переходит к следующей расчетной точке. Формирует запрос и отправляет его Агенту шин Ш12.

Агент шин Ш12 получает запрос. Передает запрос агенту Ер2.

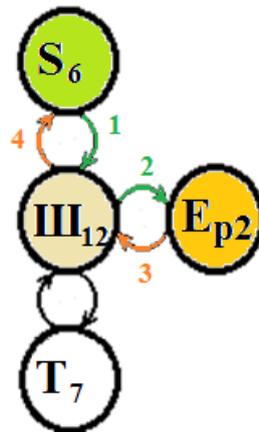


Рисунок 4.11 - ПС с источником распределенной генерации

Агент распределенной генерации сравнивает данные возможной выработки электроэнергии с данными в запросе. Получает отрицательный ответ. Определяет недостающее количество электроэнергии. Передает отрицательный ответ и полученные данные Агенту Ш12.

Агент шин Ш12 получает отрицательный ответ на запрос и данные по количеству недостающей мощности. Передает ответ агенту нагрузки S6. Создает запрос на недостающее количество мощности и передает его Агенту трансформатора Т7.

Агент Т7 получает запрос. Определяет потери электроэнергии $\Delta ST7$ и падение напряжения в трансформаторе. Корректирует количество недостающей мощности. Создает запрос на новое значение недостающей мощности. Передает запрос следующему агенту.

Далее расчет ведется таким же образом до Агента генерации ТЭЦ и в случае положительного ответа возвращается к Агенту нагрузки S6. В случае отрицательного ответа последовательно передается до Агента системы Es.

По полученному значению требуемой мощности проводится уточнение уровней напряжения на всех шинах.

В случае КЗ мульти-агентная система переходит в режим реактивного действия, т.е. работает по схеме "воздействие-реакция", в первую очередь стремясь устранить причину возникновения аварии. Затем производит перерасчет и корректировку графиков выдачи мощности с учетом новой топологии сети или в следствии ограничений по располагаемой мощности (если вышел из строя генератор).

4.3 Моделирование изолированной от энергосистемы сети

Основными поставщиками электрической энергии для потребителей в настоящее время являются традиционные электрические сети. Однако в некоторых труднодоступных районах электроснабжение потребителей осуществляется автономно, например, при помощи дизельгенераторов. Такие источники, как правило, расположены в одном месте - на повышающей подстанции, а электроснабжение потребителей осуществляется по линиям электропередач напряжением 6-10 кВ. Таким образом изолированные системы обладают следующими свойствами:

- независимость от энергосистемы;
- более низкий уровень потерь электроэнергии.

Однако данные системы обладают своими недостатками:

- отсутствие связи с энергосистемой обуславливает ограничение в располагаемой мощности;
- необходимо применение быстродействующих автоматических устройств, позволяющих своевременно реагировать на изменение нагрузки;
- радиальный характер сетей обусловленный необходимостью уменьшения уровня токов коротких замыканий.
- необходимость в резервировании путей электроснабжения потребителей.

Даже с учетом всех этих недостатков подобные микросети являются практически единственным поставщиком электроэнергии в изолированных районах. В развитых странах запада в таких сетях находят применение возобновляемые источники электроэнергии, как наиболее экологичные.

Наиболее значимой задачей является управление режимами работы источников, регулирование перетоков мощности и уровней напряжения на шинах потребителей. Для решения этой задачи может быть использована мульти-агентная система управления, которая обладает необходимыми свойствами - гибкостью и быстродействием.

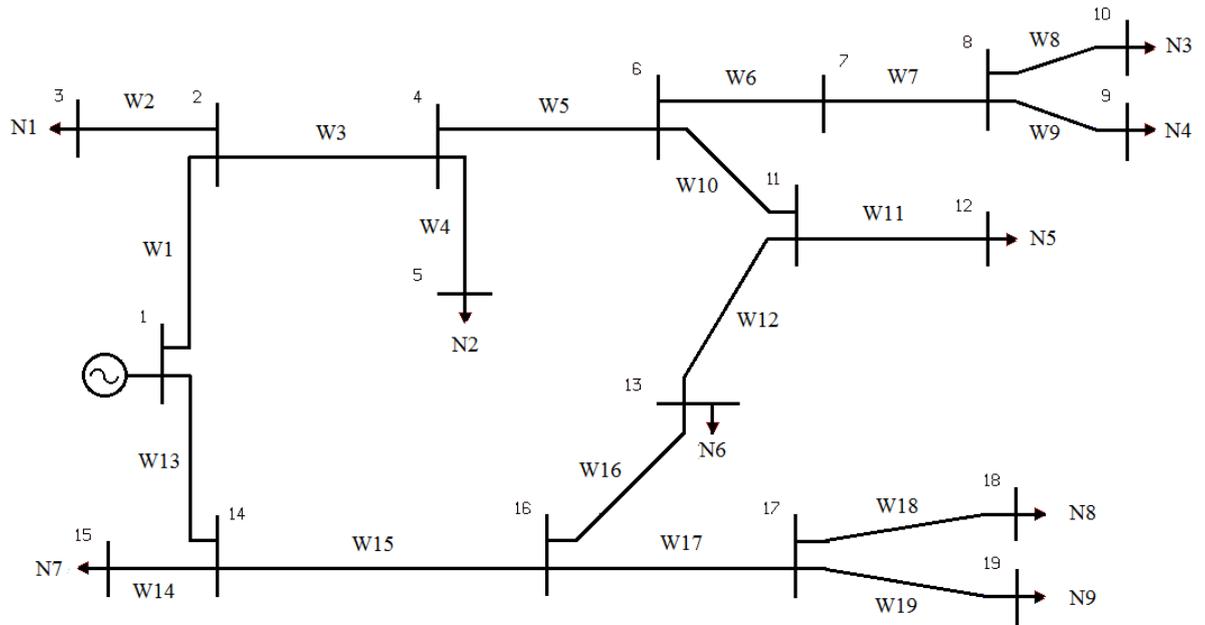


Рисунок 4.12 - Схема электроснабжения изолированной сети

Для демонстрации работы системы была рассмотрена изолированная распределительная сеть (рис. 4.12).

В состав сети входит один источник питания мощностью 2 МВт, девятнадцать линий электропередач (W1-W19) и девять потребителей (N1 - N9). Характеристики линий электропередач приведена в табл. 4.1.

Таблица 4.1 - Параметры ЛЭП

№ Линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сечение	120	50	120	50	120	95	95	70	70	120
Длина, км	4	1	1,7	0,5	1,2	2	0,5	1,2	1	1,5
№ Линии	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Сечение	95	120	120	95	120	120	95	70	70	
Длина, км	1	1,5	3	0,9	2	2	1,9	0,9	0,7	

Параметры потребителей сведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2 - Характеристики нагрузок

№ Узла	3	5	9	10	12	13	14	18	19
P, кВт	100	100	150	150	300	300	300	150	150
Q, квар	60	60	100	72	150	120	200	100	100

В нормальном режиме работы линия W12 находится в отключенном состоянии, схема сети имеет радиальный характер и питание потребителей происходит от единственного источника, режим работы сети в этом случае для ключевых узлов представлен на рис. 4.13 (пунктирные линии 1 и 2).

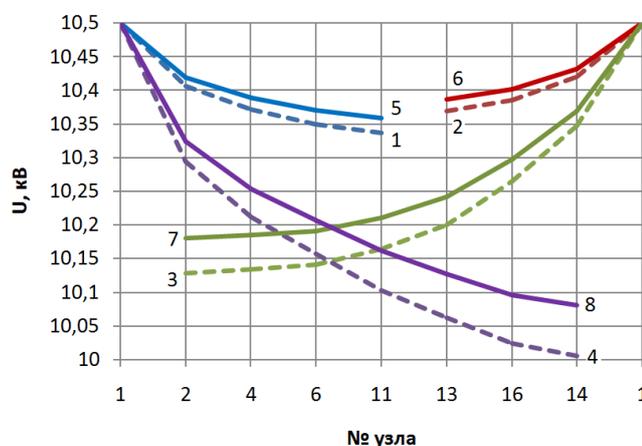


Рисунок 4.13 - Уровни напряжения сети в различных режимах.

Наиболее тяжелыми для сети являются режимы при авариях на линиях наиболее близко расположенных к источнику - W1 и W13 (рис. 4.11). При этом часть потребителей теряет электроснабжение на период срабатывания автоматики, включения в работу резервирующей линии W12 и набор нагрузки источником, так как резкий наброс нагрузки может привести к его отключению. Уровни напряжения в случае выхода из строя линии W1 (пунктирная линия 3) или линии W13 (пунктирная линия 4) представлены также на рис. 4.13.

С учетом необходимости повышения $\cos\phi$, а также и уровня напряжения, на шинах потребителей имеются устройства компенсации реактивной мощности. Графики напряжения в узлах сети при практически полной компенсации для нормального режима (сплошные линии 1 и 2) и при выходе из строя линий W1 и W13 (сплошные линии 7 и 8 соответственно) отражены на рис. 4.13.

При увеличении нагрузки, например, подключении дополнительного потребителя в узел 7 мощностью $S=100+j60$ кВА уровни напряжения в узлах сети уменьшаются еще больше. На рис. 4.13 сплошными линиями 1 и 2 отмечены уровни напряжения с учетом дополнительной нагрузки в нормальном режиме, линиями 3 и 4 - в аварийных режимах, а пунктирными линиями 5,6, 7 и 8 - уровни напряжения в нормальном режиме.

Существует также метод реконфигурации сети [76], который позволяет перераспределять потоки мощности по линиям и таким образом увеличить уровни напряжения на шинах потребителей. Однако при переключении потребителя N5 на альтернативный вариант питания (линия W12 включена, а W10 отключена), уровни напряжения в новом режиме на шинах N5 - N9 сильно снижаются (пунктирные линии 9 и 10, рис. 4.13).

Из анализа полученных данных следует, что для рассмотренных вариантов соблюдается условие нормально допустимого отклонения напряжения (не более $\pm 5\%U_{ном}$), однако в аварийных режимах необходимо активное управление потоками мощности.

С этой целью в 7-ой узел электрической сети внедряется дополнительный источник, мощность 1 МВт, который обеспечивает электроснабжение ближайших потребителей [51].

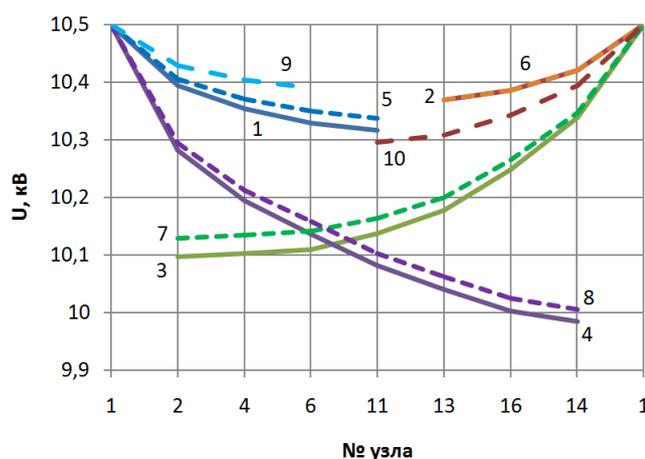


Рисунок 4.14 - Уровни напряжения при дополнительной нагрузке

Поиск решения осуществляется, начиная от агентов нагрузки, которые обладают информацией о необходимом количестве электроэнергии. Агенты создают запросы на требуемое количество электроэнергии и передают его вышестоящим агентам. Например, агент нагрузки N5 отправляет запрос агенту линии W11, агент линии уточняет потери в собственной линии, корректирует запрос и передает его агенту шин 11, который проверяет наличие источников на собственных шинах и передает этот запрос агенту источника. Агент источника проверяет возможность выдачи требуемого количества мощности и в случае положительного ответа передает его обратно агенту нагрузки N5. В свою очередь агент нагрузки N6 передает запрос двум агентам линий W12 и W13. Агент линии W12 передает его агенту шин 11 и далее агенту генерации, после ответ возвращается агенту нагрузки N6. Параллельно этому запросу передается и второй запрос, начиная с W13, который доходит до агента источника, расположенного на шинах 1, и после положительного ответа возвращается агенту нагрузки N6. Таким образом агент N6 получает два положительных ответа, но с учетом более близко расположенного источника принимает решение о получении энергии от него.

Таким образом, агенты определяют от какого источника будет получаться электроэнергия [14]. Однако агентам необходимо учесть ограничение по выдаваемой мощности. Поэтому если агенты получают промежуточный результат превышающий значение возможной генерации, то будет произведен расчет недостающего количества электроэнергии и соответствующий запрос будет отправлен следующему источнику.

Для представленной схемы при наличии дополнительной нагрузки в узле 7 и источника на шинах 11, который снабжает электроэнергией только потребителей N5 и N6 (линия W10 отключена), уровни напряжения в узлах сети отражены на рис. 4.15 (линии 5 и 6), для сравнения приведены графики начального режима (линии 1 и 2).

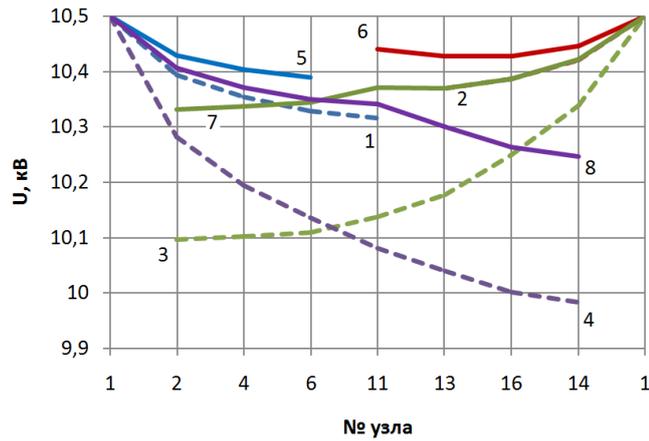


Рисунок 4.15 - Уровни напряжения при наличии дополнительного источника

В случае отключения линии W1 агентами автоматически подключается линия W10, путем мгновенной передачи сообщений, а также перераспределение загрузки источников. Итоговый режим представлен на рис. 4.15 (кривая 7), для сравнения начальный режим - кривая 3. Аналогичным образом представлен режим при выходе из строя линии W13 - кривая 8 и начальный режим без источника - кривая 4.

4.4 Выводы

1. Проведено моделирование и расчет режимов работы СЭС нефтехимического комплекса с активно-адаптивными элементами на основе мульти-агентного подхода, полученные результаты расчета совпадают с реальными данными с погрешностью не более 1,2%.

2. Достигнута цель по оптимизации управления распределенными источниками и устройствами БСК при помощи МАС, о чем свидетельствует повышения уровня напряжения на шинах потребителей на 2,5%.

3. Проведено моделирование электрической сети изолированного нефтяного комплекса, подтверждена работоспособность предложенных алгоритмов.

Заключение

В ходе выполнения диссертационной работы были получены следующие результаты, которые можно сформулировать в виде выводов.

1. Проведен анализ современных подходов моделирования электрических сетей, выделены классические и мульти-агентные подходы. Отмечается, что мульти-агентный подход реализуется двумя способами:

1) основанный на моделировании источников и потребителей соответствующими агентами, а вся сеть электроснабжения моделируется единственным агентом, при этом расчет режимов производится агентом сети на основе данных полученных от агентов-источников и агентов-потребителей;

2) основанный на моделировании каждого элемента сети определенным агентом, однако режимы работы сети не рассчитываются, а производится только проверка возможности выработки достаточного количества электроэнергии имеющимися источниками.

2. Проведен анализ методов расчета установившихся режимов, выявлены методы, не требующие составления полной схемы замещения электрической сети и позволяющие производить расчеты децентрализованно.

3. Разработана методика моделирования СЭС при помощи МАС, представляющей собой одноранговую структуру объединенного множества агентов, которая позволяет производить расчет и учет потерь мощности в элементах сети посредством математических моделей этих элементов.

4. Предложены мат. модели и алгоритмы взаимодействия агентов, которые позволяют агентам обмениваться информацией параллельно с протеканием потоков мощностей в электрической сети и обеспечивают наиболее эффективное решение режимных задач.

5. Разработана модель оптимизации режимов работы электрических сетей с активно-адаптивными элементами на основе мульти-агентного подхода, позволяющая регулировать загрузку источников распределенной генерации и

батареи статических конденсаторов для улучшения уровня напряжения на шинах потребителей и сокращения потерь мощности.

6. Проведено моделирование электрических сетей нефтеперерабатывающего комплекса при наличии источников распределенной генерации и батарей статических конденсаторов с мульти-агентным управлением, что позволило повысить уровни напряжения в узлах сети 6 кВ на 2,5%.

Список использованных источников

1. Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Устинов Д.А. Внедрение технологий интеллектуальных электрических сетей на нефтедобывающих предприятиях // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, № 6.
2. Андреев В., Ивкушкин К., Минаков И., Ржевский Г., Скобелев П. Конструктор онтологий многоагентных систем // Труды 3-ей Международной конференции по проблемам управления и моделирования сложных систем — Самара: СНЦ РАН, 2001.
3. Арсеньев Б.П., Яковлев С.А. Интеграция распределенных баз данных. СПб.: Издательство «Лань», 2001. - 464 с.
4. Виттих В.А., Скобелев П.О. Мультиагентные системы для моделирования процессов самоорганизации и кооперации. Proc. of XIII International Conferention on the Application of Artificial Intelligence in Engineering, Galway, Ireland, 1998, pp. 91 - 96.
5. Глушко С, Пикин С. Технологическая концепция Smart Grid — облик электроэнергетики будущего // Энергорынок, 2009, №11(71), с. 68-72.
6. Гольдштейн В.Г., Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Сохранение стабильного уровня напряжения в сетях с помощью мультиагентных систем // Электрооборудование эксплуатация и ремонт. №8, 2015.
7. Городецкий В.И. Информационные технологии и многоагентные системы // Проблемы информатизации. 1998. - Вып. 1. - С.3-14.
8. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009, № 4, с. 28-34.
9. Емельянов В.В. Многоагентная модель децентрализованного управления производственными системами // Информационные технологии и вычислительные системы. 1998, N. 1. С.69-77.
- 10.Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике // Энергетическая политика, 2009, вып. 6, с. 54-56.

- 11.Кубарьков Ю.П., Гольдштейн В.Г., Степанов В.П., Амелин С.В. Методы моделирования систем управления режимами и техническим состоянием электрооборудования электротехнических комплексов // Монография. М.: Энергоатомиздат, 2009. – 290 с.
- 12.Кубарьков Ю.П., Кубарьков И.Д., Макаров Я.В. Использование мультиагентов для управления активно-адаптивными электрическими сетями // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. №5, 2014. С. 90–102.
- 13.Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Агентное моделирование в системе электроснабжения нефтехимического комбината // Ашировские чтения / Труды XII Международной научно-практической конференции. – Самара: Изд-во СамГТУ, 2015. – С. 100-101.
- 14.Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Анализ взаимодействия мультиагентных систем в сетях с распределенными источниками электроэнергии // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды VI международной научно-технической конференции, Иваново. - В 2 т. - Иваново: ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина", 2015. – С. 318-321.
- 15.Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Решение задач управления в энергетике с применением мульти-агентов // Интеллектуальные энергосистемы: труды III Международного молодёжного форума. В 3т. Томск 2015г. Т.3.– С. 149-152.
- 16.Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В. Управление электроэнергетическими системами с применением мультиагентных технологий // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.- техн. конф., Т.1, г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет.– Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 280-284.
- 17.Кубарьков Ю.П., Рыгалов А.Ю., Макаров Я.В. Специфика взаимодействия агентов при разработке архитектуры мультиагентных систем // Вестник СамГТУ. Техн. науки. - 2014. - Вып. №4(44).С. 27 - 35.

- 18.Поспелов Д.А. Многоагентные системы настоящее и будущее // Информационные технологии и вычислительные системы. - 1998. - № 1 -С.14-21.
- 19.Постановка задачи разработки мультиагентной системы для оценивания состояний ЭЭС с учетом структурной и функциональной декомпозиции / В.И. Гальперов, И.Н. Колосок, Л.В. Массель, А.С. Пальцев // Информационные и математические технологии в науке и управлении: Труды XVIII Байкальской Всеросс. конф. Ч. III. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – С. 231–234.
- 20.Тарасов, В.Б. Агенты, многоагентные системы, виртуальные сообщества: стратегическое направление в информатике и искусственном интеллекте // Новости искусственного интеллекта. 1998. - № 2 - с.-5-15.
- 21.Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка переговоров при выработке групповых решений. М.: ИПУ РАН, 2001. - 82 с.
- 22.Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка переговоров при согласовании управленческих решений. М.: Синтег, 2003. - 284 с.
- 23.Фартышев Д.А., Черноусова Е.С., Черноусов А.В. Подход к разработке многоагентной распределенной интеллектуальной информационной системы для исследований в энергетике // Вычислительные технологии. – 2008. – Т. 13. Спец. выпуск 1. – С. 108–115.
- 24.Швецов А.Е. Основные положения технологии активных объектов. Новосибирск, Препринт/Рос. НИИ ИИ, 1995. - 25 с.
- 25.Швецов И.Е., Нестеренко Т.В., Старовит С.А. ТАО технология активных объектов для разработки многоагентных систем. Информационные технологии и вычислительные системы. РАН, Москва. 1998, N 1. - С. 35-44.
- 26.Швецов А.Н. Интеллектуальные методы объектно-ориентированного проектирования сложных информационных систем// Информационные технологии в образовании, технике и медицине: Сб. науч. тр. В 2-х ч. Ч. 2. - Волгоград: ВолГТУ, 2000. С. 174-178.
- 27.Швецов А.Н., Яковлев С.А. Распределенные интеллектуальные информационные системы. СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2003. - 318 с.

28. Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагерева, В.В. Посекалин; Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2004, 386 с.
29. Bandini, S., Federici, M.L., Vizzari, G.: Situated Cellular Agents Approach to Crowd Modeling and Simulation. *Cybernetics and Systems* 38 (2007) 729-753
30. Bandini, S., Petta, P., Vizzari, G., eds.: International Symposium on Agent Based Modeling and Simulation (ABModSim 2006). Volume *Cybernetics and Systems 2006.*, Austrian Society for Cybernetic Studies (2006) 18th European Meeting on Cybernetics and Systems Research (EMCSR 2006).
31. Bandini, S., Petta, P., Vizzari, G., eds.: Second International Symposium on Agent Based Modeling and Simulation (ABModSim 2008). Volume *Cybernetics and Systems 2008.*, Austrian Society for Cybernetic Studies (2008) 19th European Meeting on Cybernetics and Systems Research (EMCSR 2008).
32. Bergenti F., Gleizes M., Zambonelli F. *Methodologies and Software Engineering for Agent Systems: The Agent-Oriented Software Engineering Handbook*. Berlin, 2004.
33. C. Rehtanz (editor), “ Autonomous systems and intelligent agents in power system control and operation” , Springer, 2003.
34. Chan W.K.V., Young-Jun S., and Macal C.M. Agent-based simulation tutorial - simulation of emergent behavior and differences between agent-based simulation and discrete-event simulation. In *Winter Simulation Conference (WSC), Proceedings of the 2010*, pages 135–150. 2010.
35. Chappin E.J.L. and Dijkema G.P.J. An Agent Based Model of the System of Electricity Production Systems: Exploring the Impact of CO2 Emission-Trading. In *System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on*, pages 1–5. 2007.
36. Dautenhahn K. *Human Cognition and Social Agent Technology*. N.Y., 2000.
37. Dimeas A.L. and Hatziargyriou N.D. A MAS architecture for Microgrids control. In *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, page 5. 2005.

38. Dimeas A.L. and Hatziargyriou N.D. Agent based control of Virtual Power Plants. In Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on, pages 1–6. 2007.
39. Dimeas A.L., Hatziargyriou N.D. Operation of a Multiagent System for Microgrid Control, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1447-1455, 2006.
40. E. Kremers, P. Viejo, J. M. Gonzalez de Durana, O. Barambones, A complex systems modelling approach for decentralized simulation of electrical microgrids, in: 15th IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems, Oxford, 2010.
41. Epstein J. Generative social science: Studies in agent-based computational modeling. Princeton University Press, Princeton, USA, 2006.
42. Epstein J.M. and Axtell R. Growing artificial societies: social science from the bottom up. The Brookings Institution, Washington, DC, USA, 1996. ISBN 0-262-55025-3.
43. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: «European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future», European Communities, 2006.
44. European Technology Platform Smart Grids – Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future, 2010. – 69 c.
45. Evora J., Kremers E., Cueva S., Hernandez M., Hernandez J., and VIEJO P. Agent-based modelling of electrical load at household level. In S. Stepney, P.H. Welch, and P.S. Andrews, editors, ECAL 2011: CoSMoS - Proceedings of the 2011 Workshop on Complex Systems Modelling and Simulation, page 15. Paris, 2011.
46. F. Jiyuan, S. Borlase, The evolution of distribution, Power and Energy Magazine, IEEE 7 (2009) 63–68. 1540-7977.
47. F. Wernstedt and P. Davidsson, “A multi-agent system architecture for coordination of just-in-time production and distribution,” in Proc. SAC, 2002, pp. 294–299.
48. Gilbert N. Agent-Based Models (Quantitative Applications in the Social Sciences). Sage Publications, Inc, 2007.

49. Gonz'alez De Durana J., Barambones O., Kremers E., and Viejo P. Complete Agent based Simulation of Mini-Grids. In The Ninth IASTED European Conference on Power and Engineering Systems, EuroPES 2009, volume 681, pages 046–188. Acta Press, Palma de Mallorca, Spain, 2009.
50. Gonz'alez De Durana J.M., Barambones O., Kremers E., and Viejo P. Modelling Smart Grids As Complex Systems Through The Implementation Of Intelligent Hubs. In Proceedings of the 7th International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics ICINCO 2010, volume 3, pages 146–151. INSTICC Press 2010, Funchal, 2010.
51. H. Hedayati, S. A. Nabaviniaki and A. Akbarimajd, "A Method for Placement of Dg Units in Distribution Networks," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 3, July 2008, pp. 1620-1628.
52. Hassas, S., Serugendo, G.D.M., Phan, D., eds.: Multi-Agents for modelling Complex Systems (MA4CS). (2007)
53. Hatziargyriou N., Dimeas A., and Tsikalakis A. Centralized and decentralized control of microgrids. International Journal of Distributed Energy Resources, volume 1(3):pages 197–212, 2005. (81-80)
54. Henderson-Sellers B. Agent-Oriented Methodologies. N.Y., 2005., Jennings N., Wooldridge M. Agent Technology: Foundations, Applications and Markets. Berlin, 1998.
55. J. Doran, S. Franklin, N. R. Jenkins, T. J. Norman, "On cooperation in multi-agent systems" , In UK Workshop on Foundations of Multi-agent Systems, Warwick, 1996. (65)
56. Jacobo J.C., Roure D.D., and Gerding E.H. An agent-based electrical power market. 2008. 14027501655-1656.
57. Jiang Z. Agent-Based Control Framework for Distributed Energy Resources Microgrids. In Intelligent Agent Technology, 2006. IAT '06. IEEE/WIC/ACM International Conference on. IEEE, 2006.
58. Kremers E., Lewald N., Barambones O., and Gonz'alez De Durana J.M. An Agent-based Multi-Scale Wind Generation Model. In The Ninth IASTED European

- Conference on Power and Engineering Systems, EuroPES 2009, volume 681, pages 064–166. Acta Press, Palma de Mallorca, Spain, 2009.
59. Kremers E., Viejo P., Gonz' A Lez De Durana J.M., and Barambones O. A Complex Systems Modelling Approach for Decentralized Simulation of Electrical Microgrids. In 15th IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems, page 8. Oxford, 2010.
60. Kremers E., Viejo P., Lewald N., Gonz' Alez De Durana J.M., and Barambones O. Agent-Based Simulation of Wind Farm Generation at Multiple Time Scales. In G.O. Suvire, editor, *Wind Farm / Book 2*, volume 2. Intech, 2011.
61. Liu J., Ohsuga S., Bradshaw J. *Intelligent Agent Technology*. N.Y., 2002.
62. Luck, M., McBurney, P., Sheory, O., Willmott, S., eds.: *Agent Technology: Computing as Interaction*. University of Southampton (2005)
63. M. M. Elnashar, R. El-Shatshat and M. A. Salama, "Optimum Siting and Sizing of a Large Distributed Generators in a Mesh Connected System," *International Journal of Electric Power System Research*, Vol. 80, June 2010, pp. 690-697.
64. M. Prodanovic, T. C. Green, High-quality power generation through distributed control of a power park microgrid, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 53 (2006) 1471–1482.
65. M. Wooldridge, "An introduction to multiagent systems", John Wiley and Sons, 2002.
66. Macal C.M. and North M.J. Tutorial on agent-based modelling and simulation. *Journal of Simulation*, volume 4(3):pages 151–162, 2010.
67. McArthur S.D.J., Davidson E.M., Catterson V.M., Dimeas A.L., Hatziargyriou N.D., Ponci F., and Funabashi T. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications - Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges. *Power Systems, IEEE Transactions on*, volume 22(4):pages 1743–1752, 2007a. 0885-8950.
68. NAVIGANT CONSULTING. *Microgrids Research Assessment: Phase 2 Final Report*. Technical report, 2006.

69. North, M.J., Collier, N.T., Vos, J.R.: Experiences Creating Three Implementations of the Repast Agent Modeling Toolkit. *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation* 16 (2006) 1-25
70. Oyarzabal J., Jimeno J., Ruela J., Engler A., and Hardt C. Agent based Micro Grid Management System. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, page 5, 2007.
71. P. Palensky, D. Dietrich, Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads, *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* 7 (2011) 381–388.
72. P. Stone, M. Veloso, “Multiagent systems: A survey from a machine learning perspective”, *Autonomous Robots*, vol. 8, no. 3, pp. 345–383, 2000.
73. Pipattanasomporn M., Feroze H., and Rahman S. Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pages 1–8. 2009.
74. Pyka A. and Grebel T. Agent-Based Modelling A Methodology for the Analysis of Qualitative Development Processes. pages 17–35. 2006.
75. R'IOS-RULL J. Models with heterogeneous agents. *Frontiers of business cycle research*, pages 98–125, 1995.
76. Ramos, E.R., Exposito A.G., Santos J.R., Iborra F.L., Path-based distribution network modeling: application to reconfiguration for loss reduction// *IEEE Transactions On Power Systems*. - 2005.
77. S. Theiss, V. Vasyutynskyy, K. Kabitzsch, Software agents in industry: A customized framework in theory and praxis, *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* 5 (2009) 147–156.
78. Sensfuss F. Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: an agent-based simulation approach. *Doctoral thesis, Universit at Karlsruhe (TH)*, 2007.
79. Shahidehpour M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // *IEEE Bucharest Power Tech.*, Bucharest, Romania, June 28 - July 2, 2009, 7 p.

80. Singer J. Enabling Tomorrow's Electricity System - Report of the Ontario Smart Grid Forum. 2009.
81. Tarkowski R. and Uliasz-Misiak B. Renewable energy sources in Guadeloupe. *Applied Energy*, volume 74:pages 221–228, 2003.
82. Technical application paper Volume 2: MV/LV transformer substations, theory and an example of short circuit calculation, February 2008.
83. Tellidou A.C. and Bakirtzis A.G. Demand Response in Electricity Markets. In *Intelligent System Applications to Power Systems*, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on, pages 1–6. 2009.
84. Tolbert L.M., Hairong Q., and Peng F.Z. Scalable multi-agent system for real-time electric power management. In *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001. IEEE, volume 3, pages 1676–1679 vol.3. 2001.
85. Tranchita C., Hadjsaid N., Viziteu M., Rozel B., and Caire R. ICT and Powers Systems: An Integrated Approach. In Z. Lukszo, G. Deconinck, and M.P.C. Weijnen, editors, *Securing Electricity Supply in the Cyber Age*, volume 15 of *Topics in Safety, Risk, Reliability and Quality*, pages 71–109. Springer Netherlands, 2010.
86. Viejo P. and Kremers E. Simulation of energy system scenarios for regional planning decision-making using agent-based modeling. In *11th International Conference on Computers in Urban Planning and Urban Management CUPUM*. Hong Kong, 2009.
87. Weyns, D., Boucké, N., Holvoet, T.: Gradient Field-Based Task Assignment in an AGV Transportation System. In: *AAMAS '06: Proceedings of the fifth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems*, ACM Press (2006) 842-849 (8)
88. Weyns, D., Breuckner, S., Demazeau, Y., eds.: *Engineering Environment-Mediated Multiagent Systems (EEMMAS)*. (2007) (10)
89. Weyns, D., Holvoet, T.: From Reactive Robots to Situated Multi-Agent Systems: a Historical Perspective on the Role of Environment in Multi-Agent Systems. In Dikenelli, O., Gleizes, M.P., Ricci, A., eds.: *Engineering Societies in the Agents*

World VI , 6th International Workshop, ESAW 2005. Volume 3963 of Lecture Notes in Computer Science., Springer-Verlag (2006) 63-88

90. Weyns, D., Omicini, A., Odell, J.: Environment as a First Class Abstraction in Multiagent Systems. *Autonomous Agents and Multi-Agent Systems* 14 (2007) 5-30.
91. Worldwide-integrated electrical power solutions for the oil & gas industry // oil.and.gas@cglobal.com.

Применение агентов при решении режимных задач

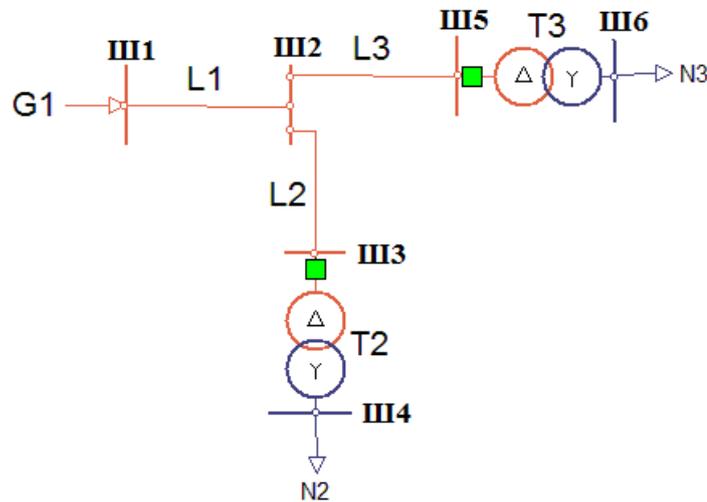


Рисунок А.1 - Схема электрической сети.

Таблица А.1 - Параметры ЛЭП

№ ЛЭП	Марка провода	Длина ЛЭП, км	R0, Ом/км	X0, Ом/км	B0, мкСм/км
L1	АС-120	60	0.244	0.427	2.658
L2	АС-120	5	-//-	-//-	-//-
L3	АС-120	40	-//-	-//-	-//-

Таблица А.2 - Параметры трансформаторов

№ Тр-ра	Тип	Sном, квар	ΔРкз, кВт	ΔРхх, кВт	Iхх, %	Uк, %
T2	40 000/115/10	40 000	175	36	0,7	10,5
T3	25 000/115/10	25 000	120	27	0,7	10,5

Таблица А.3 - Параметры начального режима при расчете в программном комплексе Модус-Пегас

Наименование элемента	Величина активной мощности, кВт	Величина реактивной мощности, квар	Напряжение, кВ
Ш6	9200	3919,18	9,12
Ш5	9255,174	3849,08	101,95
Ш4	18400	7838,37	9,186
Ш3	18495,636	9053,67	103,09
Ш2	27909,125	11358,52	103,506
Ш1	29282,446	12376,054	110

Таблица А.4 - Параметры последующего режима при расчете в программном комплексе Модус-Пегас

Наименование элемента	Величина активной мощности, кВт	Величина реактивной мощности, квар	Напряжение, кВ
Ш6	23000	9797,96	8,224
Ш5	23155,835	11932,86	95,06
Ш4	18400	7838,37	8,808
Ш3	18495,636	9053,67	99,03
Ш2	42521,127	20495,819	99,463
Ш1	47072,435	36892,254	110

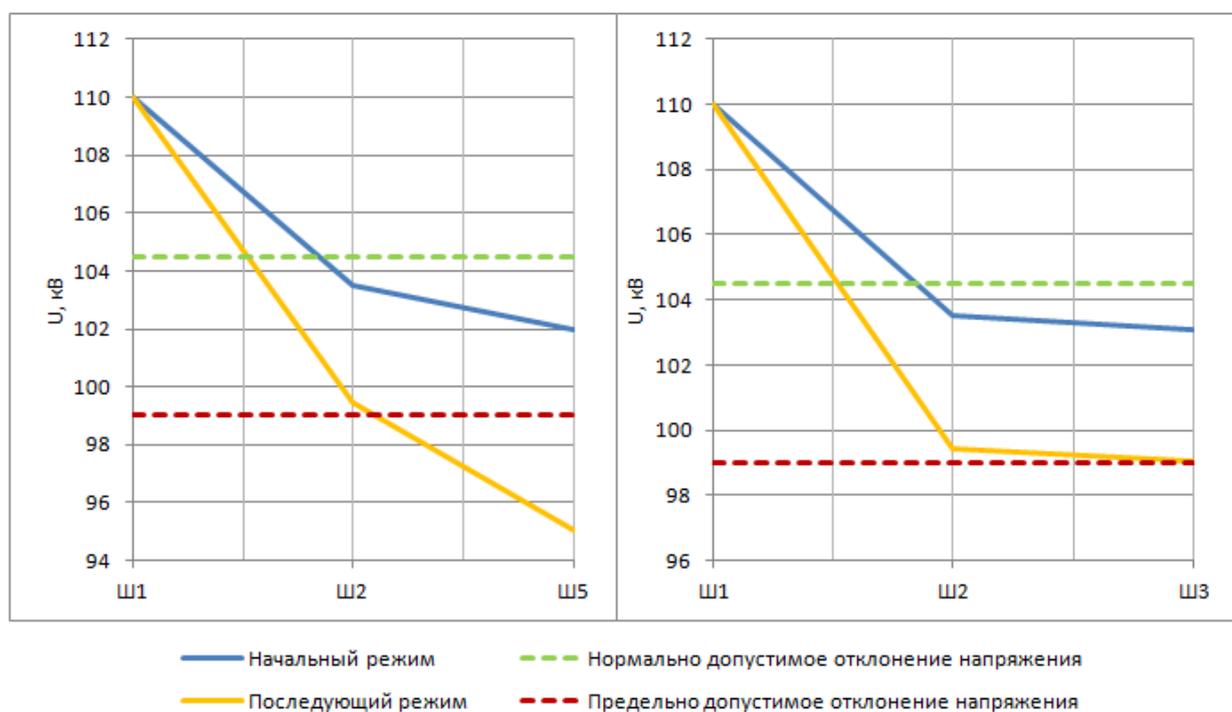


Рисунок А.2 - Уровни напряжения на шинах в различных режимах

Таблица А.5 - Параметры потерь мощности при расчете в программном комплексе Модус-Пегас

Наименование элемента	Начальный режим		Последующий режим	
	Величина потерь активной мощности, кВт	Величина потерь реактивной мощности, квар	Величина потерь активной мощности, кВт	Величина потерь реактивной мощности, квар
T3	19,174	420	119,835	2625
L3	130,213	192,85	915,982	1356,6
T2	43,636	1040	43,636	1040
L2	56,351	83,458	61,226	90,678
L1	1786,747	2646,231	4443,755	6581,346

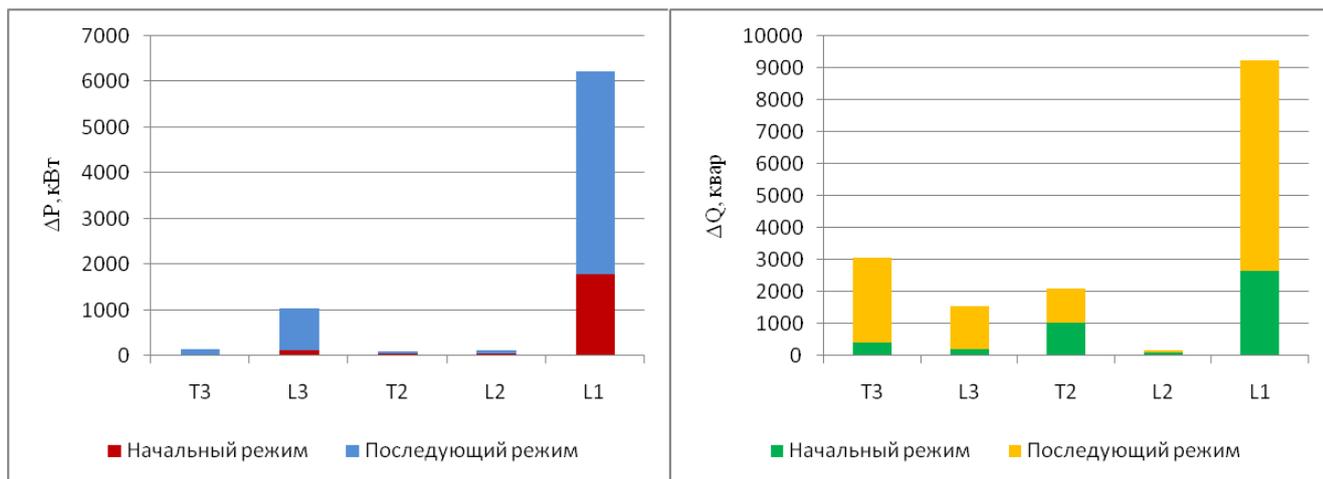


Рисунок А.3. Потери активной и реактивной мощностей в элементах сети в различных режимах.

Процесс итерационного расчета начального режима

Прямой ход от нагрузок к источнику

Таблица А.6 - Ветвь с трансформатором Т3

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш5	Ш6
1	-	-	110
2		110	108,445
3	110	108,6683	108,445
4	110	108,6683	107,0871
5	110	108,667	107,0871
6	110	108,667	107,0912

Таблица А.7 - Ветвь с трансформатором Т2

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш3	Ш4
1	-	-	110
2		110	105,0012
3	110	109,6021	105,0012
4	110	109,6021	104,5802
5	110	109,6018	104,5802
6	110	109,6018	104,5799

Таблица А.8 - Ветвь линии L1

№ итерации	Ш1	Ш2
1	-	110
2	110	103,3245

Обратный ход уточнение уровней напряжения

Таблица А.9 - Ветвь с трансформатором Т3

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш5	Ш6
1	103,3245	108,667	107,0912
2	103,3245	101,8782	107,0912
3	103,3245	101,8782	100,1871
4	103,3245	101,8701	100,1871
5	103,3245	101,8701	100,1789

Таблица А.10 - Ветвь с трансформатором Т2

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш3	Ш4
1	103,3245	109,6018	104,5799
2	103,3245	102,9	104,5799
3	103,3245	102,9	97,45246
4	103,3245	102,8935	97,45246
5	103,3245	102,8935	97,44551

Перерасчет падения напряжения с учетом уточненных нагрузок

Первая итерация

Таблица А.11 - Ветвь линии L1

№ итерации	Ш1	Ш2
1	110	103,1844

Таблица А.12 - Ветвь с трансформатором Т3

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш5	Ш6
1	103,1844	101,7274	100,0335

Таблица А.13 - Ветвь с трансформатором Т2

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш3	Ш4
1	103,1844	102,7525	97,2947

Вторая итерация

Таблица А.14 - Ветвь линии L1

№ итерации	Ш1	Ш2
1	110	103,1812

Таблица А.15 - Ветвь с трансформатором Т3

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш5	Ш6
1	103,1812	101,724	100,0301

Таблица А.16 - Ветвь с трансформатором Т2

№ итерации	Напряжение на шинах, кВ		
	Ш2	Ш3	Ш4
1	103,1812	102,7494	97,29139

Таблица А.17 - Сравнение результатов расчета начального режима

Наименование	P, кВт			Q, квар			U, кВ		
	модус	Rastr Win	агенты	модус	Rastr Win	агенты	модус	Rastr Win	агенты
Ш6	9200	9200	9200	3919,18	3919,18	3919,18	9,12	9,44	9,545
Ш5	9255,17	9215	9214,59	3849,08	4456	3997,01	101,95	101,08	101,72
Ш4	18400	18400	18400	7838,37	7838,37	7838,37	9,19	9,22	9,28
Ш3	18495,64	18509	18507,33	9053,67	10474	10304,73	103,09	102,2	102,75
Ш2	27909,13	27872	27864,79	11358,52	13948	13915,06	103,51	102,63	103,18
Ш1	29282,45	29190	29130,01	12376,05	14450	14199,49	110	110	110

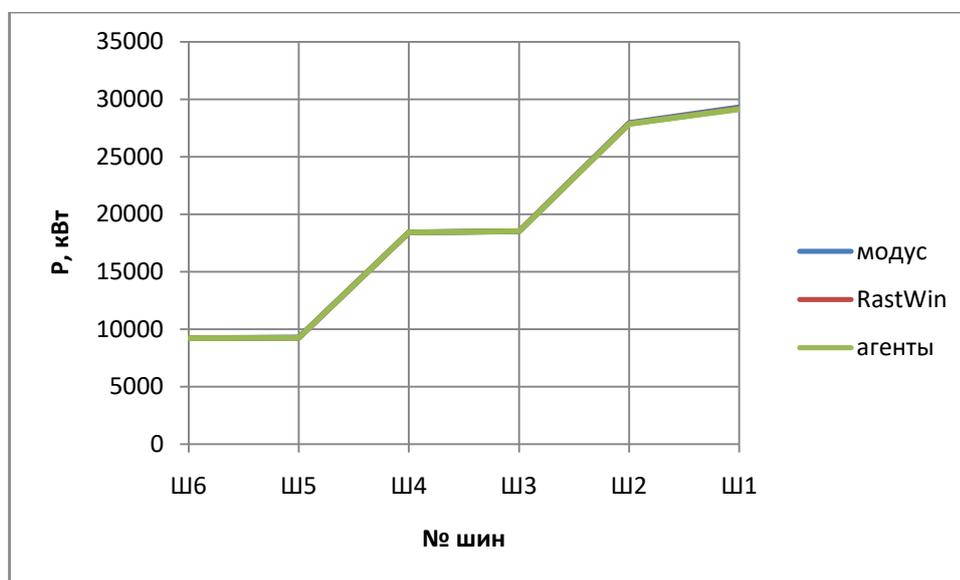


Рисунок А.4 - Величина активной мощности в узлах сети при расчете разными методами

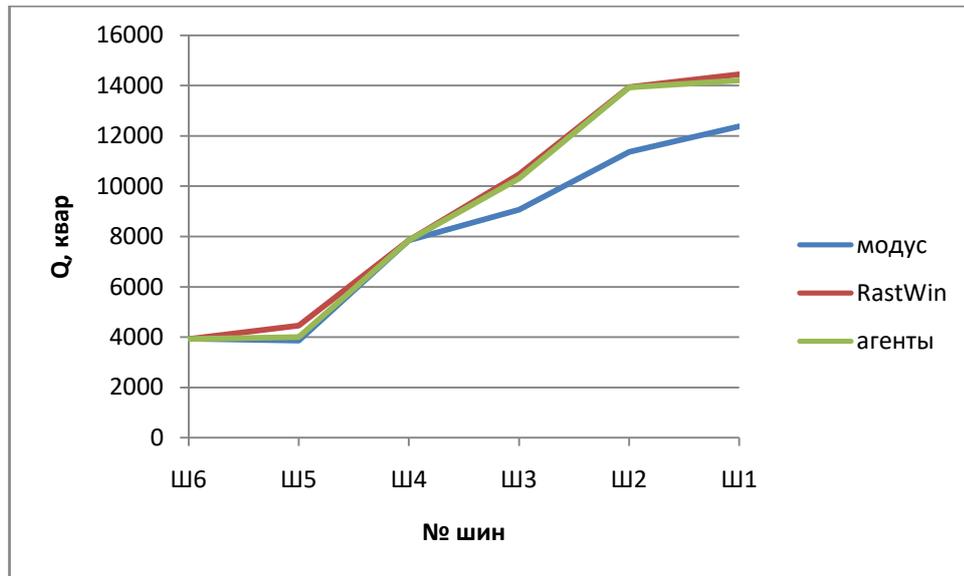


Рисунок А.5 - Величина реактивной мощности в узлах сети при расчете разными методами

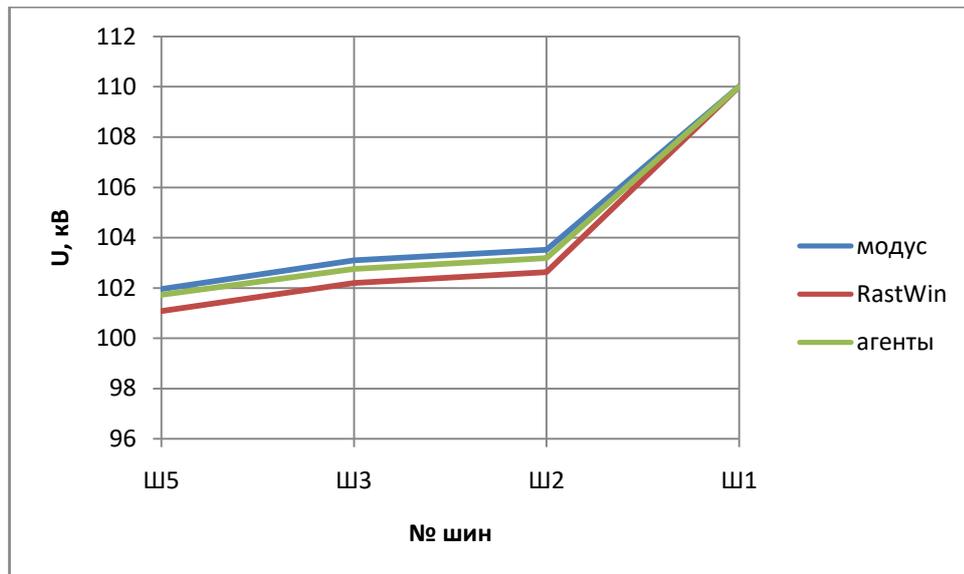


Рисунок А.6 - Уровни напряжения в узлах сети 110 кВ при расчете разными методами

Применение МАС для моделирования нефтеперерабатывающего комплекса

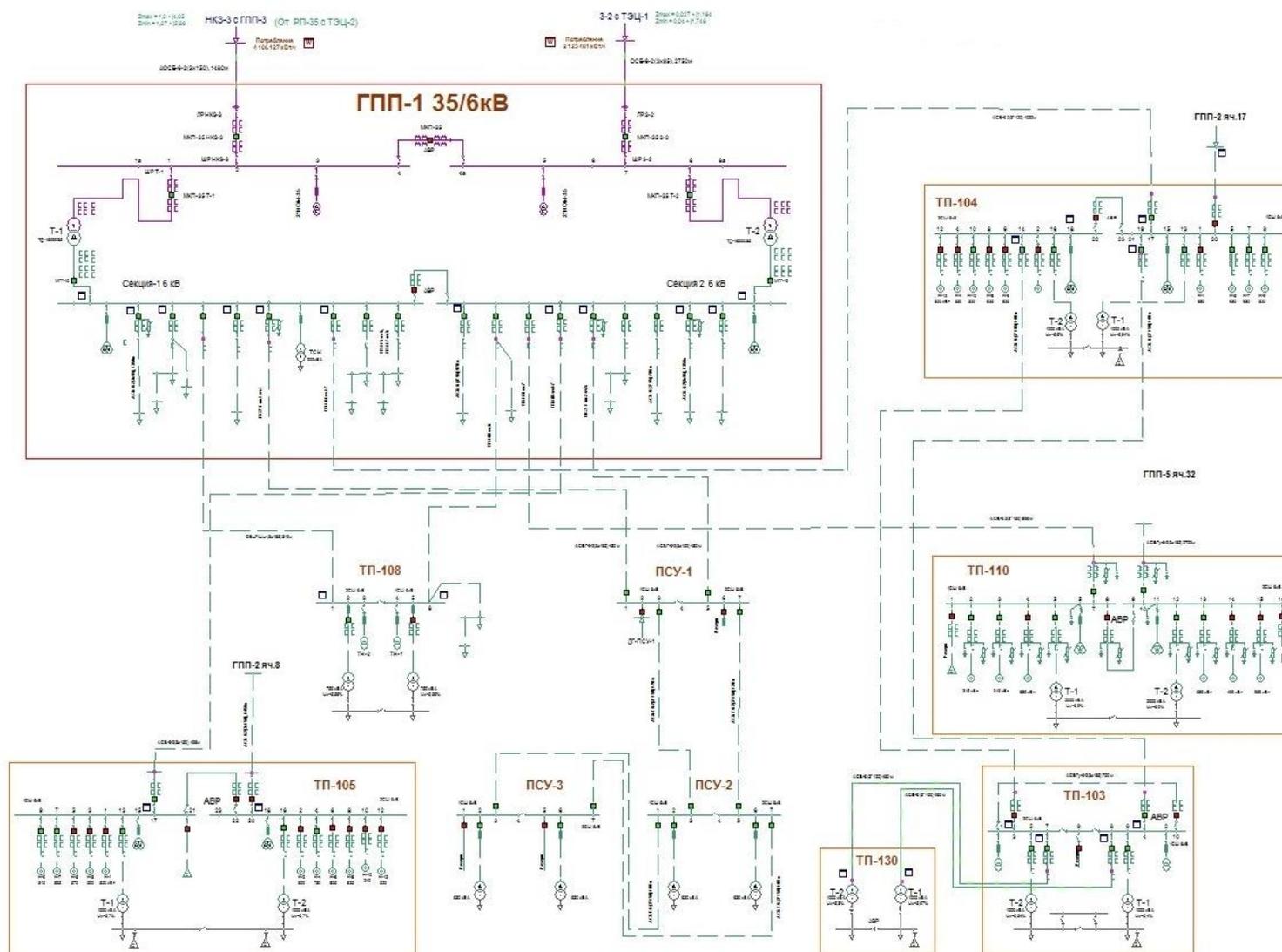


Рисунок Б.1 - Схема электроснабжения нефтеперерабатывающего комплекса

Таблица Б.1 - Исходные данные минимального режима загрузки

Название элемента	P(кВт)	Q(квар)	Ток (А)	I дд	Uкон (кВ)	Коэф. загрузки	ΔP (кВт)	ΔQ (квар)	Cos fi
НКЗ-3 с ГПП-3	4099,9	2365,7	75,9	0	36,000		0,000	0,000	0,866
НКЗ-3 ТЭЦ-1 - ГПП-1 В-1	4094,8	2437,0	76,5	240	35,955	0,319	5,095	3,021	0,859
ГПП-1\Т-1	4071,1	2306,6	435,1	0	5,798	0,292	7,681	108,716	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-119 Т2	22,6	10,3	2,5	390	5,798	0,006	0,002	0,001	0,910
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-118 Т2	328,1	180,6	37,4	260	5,783	0,144	0,977	0,289	0,876
ГПП-1\ГПП-1ошиновка[13]-ГПП-1ТСН	14,8	12,5	1,9	225	5,798	0,009	0,000	0,000	0,764
ГПП-1\ГПП-1 Я11_ТП-123 Я10	239,3	131,1	27,2	340	5,791	0,080	0,309	0,135	0,877
ГПП-1 Я10 - ТП-104 В-1	278,4	154,3	31,8	300	5,788	0,106	0,560	0,200	0,875
ГПП-1 Я6 - ТП-108 В-2	56,8	74,0	9,3	440	5,798	0,021	0,008	0,006	0,609
ГПП-1 Я8 - ПСУ-1 В-1	95,7	57,5	11,1	340	5,797	0,033	0,030	0,013	0,857
ГПП-1\ГПП-1 Я4_ТП-118А	92,4	49,1	10,4	225	5,790	0,046	0,144	0,034	0,883
ГПП-1\ТП-118 Т2_ТП-114 Т2	0,1	-1,5	0,1	295	5,783	0,000	0,000	0,000	0,055
ГПП-1\ТСН	14,0	8,0	24,5	0	0,367	0,081	0,024	0,069	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я7_ТП-145 Я1	155,7	86,7	17,8	340	5,795	0,052	0,082	0,036	0,874
ГПП-1\ТП-123 Я10_ТП-112 Я2	51,3	28,1	5,8	260	5,790	0,022	0,010	0,003	0,877
ГПП-1\ТП-123 яч.10	187,9	106,5	21,5	0	5,791		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-118 Т2	328,0	185,9	37,6	0	5,783		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-119 Т2	22,6	12,8	2,6	0	5,798		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я12_ТП-117 Я5	2747,4	1553,1	318,3	340	5,725	0,936	37,698	16,411	0,871
ГПП-1\ТП-114 Т2	0,1	0,0	0,0	0	5,783		0,000	0,000	1,000
ГПП-1\В1 ТП-118А	92,4	52,4	10,6	0	5,790		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\Н-ТСН-1	14,0	8,0	25,4	0	0,367		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-112 яч.2	51,3	29,1	5,9	0	5,790		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-145 яч.1	155,7	88,3	17,8	0	5,795		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 Я5_ТП-115 Я5	861,3	487,6	100,0	260	5,715	0,385	1,680	0,480	0,870
ГПП-1\ТП-117 яч.5	1884,4	1068,0	218,4	0	5,725		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-115 яч.5	861,3	488,1	100,0	0	5,715		0,000	0,000	0,870
ТП-108 КЛ Т-2	56,8	75,0	9,4	245	5,797	0,038	0,003	0,001	0,604
ПСУ-1 - ПСУ-2 В-2	95,7	59,3	11,2	300	5,796	0,037	0,009	0,003	0,850
ТП-108 Т-2	52,6	29,8	92,0	0	0,367	0,081	0,077	0,258	0,870
ТП-104 - ТП-103 В-2	151,7	85,1	17,4	260	5,786	0,067	0,033	0,010	0,872
ТП-108 Н-2	52,6	29,8	95,2	0	0,367		0,000	0,000	0,870
ПСУ-2 - ПСУ-3 В-1	47,9	29,8	5,6	190	5,796	0,030	0,004	0,001	0,849
ТП-104\КЛ Т-1	75,8	43,8	8,7	225	5,787	0,039	0,005	0,001	0,866
ТП-104\КЛ Н-5	50,8	28,7	5,8	260	5,787	0,022	0,001	0,000	0,871
ПСУ-2 КЛ Т-1	47,9	30,1	5,6	225	5,796	0,025	0,001	0,000	0,846
ТП-104\Т-1	74,2	31,6	122,8	0	0,366	0,081	0,071	0,358	0,920
ТП-104\Н-5	50,8	28,8	5,8	0	5,787		50,400	0,000	0,870

ПСУ-2 Т-1	46,8	19,9	77,2	0	0,367	0,081	0,049	0,220	0,920
Н-1 ПСУ-2	46,8	19,9	80,0	0	0,367		0,000	0,000	0,920
ТП-104\Н-1 ТП-104	74,2	31,6	127,1	0	0,366		0,000	0,000	0,920
ПСУ-3 КЛ Т-1	47,9	30,1	5,6	190	5,795	0,030	0,002	0,000	0,846
ПСУ-3 Т-1	46,8	19,9	77,2	0	0,367	0,081	0,049	0,220	0,920
Н-1 ПСУ-3	46,8	19,9	80,0	0	0,367		0,000	0,000	0,920
ТП-103\КЛ Т-1	75,8	43,9	8,7	200	5,786	0,044	0,003	0,001	0,865
ТП-103 - ТП-130 Т-1	75,8	42,8	8,7	260	5,785	0,033	0,027	0,008	0,871
ТП-103\Т-1	74,2	31,6	122,7	0	0,366	0,081	0,071	0,358	0,920
ТП-130\Т-1 ТП-130	74,2	31,6	122,7	0	0,366	0,081	0,071	0,358	0,920
ТП-103\Н-1 ТП-103	74,2	31,6	127,1	0	0,366		0,000	0,000	0,920
ТП-130\Н-1 ТП-130	74,2	31,6	127,2	0	0,366		0,000	0,000	0,920

Таблица Б.2 - Исходные данные нормального режима загрузки

Название элемента	P(кВт)	Q(квар)	Ток (А)	I дд	Uкон (кВ)	Коэф. загрузки	ΔP (кВт)	ΔQ (квар)	Cos fi
НКЗ-3 с ГПП-3	6901,5	3959,8	127,6	0	36,000		0,000	0,000	0,867
НКЗ-3 ТЭЦ-1 - ГПП-1 В-1	6887,1	4025,7	128,2	240	35,925	0,534	14,304	8,481	0,863
ГПП-1\Т-1	6849,9	3703,0	730,4	0	5,743	0,487	21,271	301,067	0,880
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-119 Т2	22,6	10,3	2,5	390	5,742	0,006	0,002	0,001	0,910
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-118 Т2	328,5	180,6	37,8	260	5,727	0,145	0,998	0,296	0,876
ГПП-1\ГПП-1ошиновка[13]-ГПП-1ТСН	88,6	56,4	10,6	225	5,742	0,047	0,005	0,001	0,844
ГПП-1\ГПП-1 Я11_ТП-123 Я10	239,3	131,1	27,5	340	5,735	0,081	0,315	0,138	0,877
ГПП-1 Я10 - ТП-104 В-1	1708,9	837,2	193,5	300	5,678	0,645	20,789	7,414	0,898
ГПП-1 Я6 - ТП-108 В-2	333,1	238,5	41,2	440	5,740	0,094	0,158	0,117	0,813
ГПП-1 Я8 - ПСУ-1 В-1	585,6	280,9	65,4	340	5,733	0,192	1,027	0,449	0,902
ГПП-1\ГПП-1 Я4_ТП-118А	572,5	321,2	66,6	225	5,693	0,296	5,851	1,396	0,872
ГПП-1\ТП-118 Т2_ТП-114 Т2	0,5	-1,5	0,2	295	5,727	0,001	0,000	0,000	0,323
ГПП-1\ТСН	86,9	49,3	155,1	0	0,356	0,500	0,924	2,640	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я7_ТП-145 Я1	155,7	86,7	17,9	340	5,740	0,053	0,084	0,037	0,874
ГПП-1\ТП-123 Я10_ТП-112 Я2	51,3	28,1	5,9	260	5,734	0,023	0,010	0,003	0,877
ГПП-1\ТП-123 яч.10	187,9	106,5	21,7	0	5,735		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-118 Т2	328,0	185,9	38,0	0	5,727		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-119 Т2	22,6	12,8	2,6	0	5,742		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я12_ТП-117 Я5	2747,4	1553,2	321,4	340	5,669	0,945	38,452	16,739	0,871
ГПП-1\ТП-114 Т2	0,5	0,0	0,1	0	5,727		0,000	0,000	1,000
ГПП-1\В1 ТП-118А	572,5	324,4	66,7	0	5,693		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\Н-ТСН-1	86,9	49,3	161,9	0	0,356		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-112 яч.2	51,3	29,1	5,9	0	5,734		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-145 яч.1	155,7	88,3	18,0	0	5,740		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 Я5_ТП-115 Я5	861,3	487,6	101,0	260	5,659	0,388	1,714	0,489	0,870
ГПП-1\ТП-117 яч.5	1884,4	1068,0	220,6	0	5,669		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-115 яч.5	861,3	488,1	101,0	0	5,659		0,000	0,000	0,870
ТП-108 КЛ Т-2	333,1	239,6	41,3	245	5,739	0,168	0,051	0,015	0,812
ПСУ-1 - ПСУ-2 В-2	585,2	282,6	65,5	300	5,730	0,218	0,322	0,116	0,901
ТП-108 Т-2	326,0	184,8	579,6	0	0,357	0,500	2,964	9,906	0,870
ТП-104 - ТП-103 В-2	928,9	440,5	104,7	260	5,671	0,403	1,183	0,361	0,904
ТП-108 Н-2	326,0	184,8	606,8	0	0,357		0,000	0,000	0,870
ПСУ-2 - ПСУ-3 В-1	292,6	141,5	32,8	190	5,727	0,172	0,142	0,029	0,900
ТП-104\КЛ Т-1	463,9	221,4	52,3	225	5,676	0,232	0,164	0,041	0,902
ТП-104\КЛ Н-5	314,8	178,2	36,8	260	5,677	0,141	0,053	0,016	0,870
ПСУ-2 КЛ Т-1	292,5	141,8	32,8	225	5,729	0,146	0,042	0,010	0,900
ТП-104\Т-1	459,6	195,8	770,8	0	0,354	0,500	2,704	13,729	0,920
ТП-104\Н-5	314,8	178,4	36,8	0	5,677		50,400	0,000	0,870

ПСУ-2 Т-1	289,6	123,4	486,0	0	0,357	0,500	1,871	8,421	0,920
Н-1 ПСУ-2	289,6	123,4	508,3	0	0,357		0,000	0,000	0,920
ТП-104\Н-1 ТП-104	459,6	195,8	814,5	0	0,354		0,000	0,000	0,920
ПСУ-3 КЛ Т-1	292,5	141,8	32,8	190	5,726	0,172	0,058	0,010	0,900
ПСУ-3 Т-1	289,6	123,4	485,8	0	0,357	0,500	1,871	8,421	0,920
Н-1 ПСУ-3	289,6	123,4	508,6	0	0,357		0,000	0,000	0,920
ТП-103\КЛ Т-1	463,9	221,5	52,3	200	5,670	0,262	0,123	0,025	0,902
ТП-103 - ТП-130 Т-1	463,9	220,3	52,4	260	5,660	0,201	0,980	0,288	0,903
ТП-103\Т-1	459,6	195,8	770,0	0	0,354	0,500	2,704	13,729	0,920
ТП-130\Т-1 ТП-130	459,6	195,8	770,8	0	0,353	0,500	2,704	13,729	0,920
ТП-103\Н-1 ТП-103	459,6	195,8	815,4	0	0,354		0,000	0,000	0,920
ТП-130\Н-1 ТП-130	459,6	195,8	816,8	0	0,353		0,000	0,000	0,920

Таблица Б.3 - Исходные данные максимального режима загрузки

Название элемента	P(кВт)	Q(квар)	Ток (А)	I дд	Uкон (кВ)	Коэф. загрузки	ΔP (кВт)	ΔQ (квар)	Cos fi
НКЗ-3 с ГПП-3	10359,7	6163,9	193,3	0	36,000		0,000	0,000	0,859
НКЗ-3 ТЭЦ-1 - ГПП-1 В-1	10327,0	6218,8	193,9	240	35,887	0,808	32,733	19,408	0,857
ГПП-1\Т-1	10263,3	5522,6	1105,8	0	5,672	0,728	47,653	674,478	0,881
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-119 Т2	22,6	10,3	2,5	390	5,672	0,006	0,002	0,001	0,910
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-118 Т2	329,0	180,6	38,3	260	5,657	0,147	1,026	0,304	0,877
ГПП-1\ГПП-1ошиновка[13]-ГПП-1ТСН	178,4	113,7	21,5	225	5,672	0,096	0,022	0,006	0,843
ГПП-1\ГПП-1 Я11_ТП-123 Я10	239,3	131,1	27,8	340	5,665	0,082	0,322	0,141	0,877
ГПП-1 Я10 - ТП-104 В-1	3438,0	1730,5	401,1	300	5,540	1,337	89,318	31,854	0,893
ГПП-1 Я6 - ТП-108 В-2	668,7	453,4	82,3	440	5,667	0,187	0,630	0,467	0,828
ГПП-1 Я8 - ПСУ-1 В-1	1178,7	579,1	134,1	340	5,652	0,395	4,320	1,889	0,898
ГПП-1\ГПП-1 Я4_ТП-118А	1145,8	646,1	136,3	225	5,572	0,606	24,531	5,852	0,871
ГПП-1\ТП-118 Т2_ТП-114 Т2	1,0	-1,5	0,2	295	5,657	0,001	0,000	0,000	0,565
ГПП-1\ТСН	174,0	98,6	318,2	0	0,343	1,000	3,700	10,578	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я7_ТП-145 Я1	155,7	86,7	18,2	340	5,669	0,053	0,086	0,038	0,874
ГПП-1\ТП-123 Я10_ТП-112 Я2	51,3	28,1	6,0	260	5,664	0,023	0,011	0,003	0,877
ГПП-1\ТП-123 яч.10	187,9	106,5	22,0	0	5,665		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-118 Т2	328,0	185,9	38,5	0	5,657		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-119 Т2	22,6	12,8	2,6	0	5,672		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я12_ТП-117 Я5	2747,5	1553,2	325,5	340	5,598	0,957	39,435	17,167	0,871
ГПП-1\ТП-114 Т2	1,0	0,0	0,1	0	5,657		0,000	0,000	1,000
ГПП-1\В1 ТП-118А	1145,8	649,4	136,5	0	5,572		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\Н-ТСН-1	174,0	98,6	336,2	0	0,343		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-112 яч.2	51,3	29,1	6,0	0	5,664		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-145 яч.1	155,7	88,3	18,2	0	5,669		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 Я5_ТП-115 Я5	861,3	487,6	102,3	260	5,588	0,393	1,757	0,502	0,870
ГПП-1\ТП-117 яч.5	1884,4	1068,0	223,4	0	5,598		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-115 яч.5	861,3	488,1	102,3	0	5,588		0,000	0,000	0,870
ТП-108 КЛ Т-2	668,5	454,4	82,4	245	5,666	0,336	0,204	0,061	0,827
ПСУ-1 - ПСУ-2 В-2	1177,3	580,5	134,2	300	5,646	0,447	1,352	0,486	0,897
ТП-108 Т-2	652,5	369,8	1188,7	0	0,344	1,000	11,875	39,688	0,870
ТП-104 - ТП-103 В-2	1869,5	916,3	217,5	260	5,526	0,837	5,111	1,561	0,898
ТП-108 Н-2	652,5	369,8	1258,8	0	0,344		0,000	0,000	0,870
ПСУ-2 - ПСУ-3 В-1	588,4	290,4	67,2	190	5,641	0,353	0,595	0,122	0,897
ТП-104\КЛ Т-1	932,4	458,8	108,4	225	5,536	0,482	0,705	0,176	0,897
ТП-104\КЛ Н-5	630,0	356,9	75,5	260	5,538	0,290	0,222	0,068	0,870
ПСУ-2 КЛ Т-1	588,1	290,6	67,1	225	5,645	0,298	0,176	0,041	0,897
ТП-104\Т-1	920,0	391,9	1571,4	0	0,339	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-104\Н-5	630,0	357,0	75,5	0	5,538		50,400	0,000	0,870

ПСУ-2 Т-1	579,6	246,9	989,0	0	0,346	1,000	7,497	33,737	0,920
Н-1 ПСУ-2	579,6	246,9	1051,5	0	0,346		0,000	0,000	0,920
ТП-104\Н-1 ТП-104	920,0	391,9	1702,9	0	0,339		0,000	0,000	0,920
ПСУ-3 КЛ Т-1	588,1	290,6	67,2	190	5,639	0,354	0,244	0,041	0,897
ПСУ-3 Т-1	579,6	246,9	988,0	0	0,346	1,000	7,497	33,737	0,920
Н-1 ПСУ-3	579,6	246,9	1052,6	0	0,346		0,000	0,000	0,920
ТП-103\КЛ Т-1	932,4	458,9	108,6	200	5,523	0,543	0,531	0,106	0,897
ТП-103 - ТП-130 Т-1	932,4	457,7	109,0	260	5,503	0,419	4,240	1,247	0,898
ТП-103\Т-1	920,0	391,9	1572,3	0	0,338	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-130\Т-1 ТП-130	920,0	391,9	1571,3	0	0,337	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-103\Н-1 ТП-103	920,0	391,9	1707,1	0	0,338		0,000	0,000	0,920
ТП-130\Н-1 ТП-130	920,0	391,9	1713,9	0	0,337		0,000	0,000	0,920

Таблица Б.4 - Расчет режимов в электрической схеме нефтеперерабатывающего комплекса

№ узла	U, кВ					
	Нормальный режим		Минимальный режим		Максимальный режим	
	Исходные данные	Расчетные данные агентов	Исходные данные	Расчетные данные агентов	Исходные данные	Расчетные данные агентов
1	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000	36,000
2	35,925	35,946	35,955	35,968	35,887	35,592
3	5,743	5,731	5,798	5,801	5,672	5,633
4	5,693	5,681	5,790	5,793	5,572	5,529
5	5,740	5,727	5,798	5,801	5,667	5,624
6	0,357	0,359	0,367	0,370	0,344	0,344
7	5,733	5,721	5,797	5,799	5,652	5,613
8	5,730	5,718	5,796	5,799	5,645	5,606
9	0,357	0,359	0,367	0,370	0,346	0,344
10	5,727	5,716	5,796	5,799	5,641	5,600
11	0,357	0,359	0,367	0,370	0,346	0,344
12	5,677	5,665	5,787	5,791	5,538	5,496
13	0,354	0,356	0,366	0,370	0,339	0,337
14	5,670	5,660	5,786	5,790	5,523	5,484
15	5,660	5,649	5,785	5,788	5,503	5,461
16	0,353	354,94	0,366	0,369	0,337	0,335
17	0,354	0,356	0,366	0,369	0,338	0,337
18	5,742	5,731	5,798	5,801	5,672	5,633
19	5,727	5,716	5,783	5,786	5,657	5,617
20	5,727	5,716	5,783	5,786	5,657	5,617
21	5,740	5,728	5,795	5,798	5,669	5,630
22	0,356	0,356	0,367	0,369	0,343	0,339
23	5,735	5,724	5,791	5,794	5,665	5,626
24	5,734	5,723	5,790	5,793	5,664	5,625
25	5,669	5,656	5,725	5,727	5,598	5,557
26	5,659	5,646	5,715	5,717	5,588	5,546

Таблица Б.5 - Исходные данные режима работы без БСК

Название элемента	P(кВт)	Q(квар)	Ток (А)	I дд	Uкон (кВ)	Коэф. загрузки	ΔP (кВт)	ΔQ (квар)	Cos fi
НКЗ-3 с ГПП-3	6493,8	3709,8	123,4	0	35,000		0,000	0,000	0,868
НКЗ-3 ТЭЦ-1 - ГПП-1 В-1	6480,5	3776,2	124,0	240	34,928	0,517	13,377	7,932	0,864
ГПП-1\Т-1	6445,6	3487,8	616,1	0	6,231	0,458	18,843	266,697	0,879
ГПП-1\ГПП-1 Я5 ТП-119 Т2	22,6	10,3	2,3	390	6,230	0,006	0,002	0,001	0,910
ГПП-1\ГПП-1 Я5 ТП-118 Т2	328,4	180,6	34,8	260	6,217	0,134	0,847	0,251	0,876
ГПП-1\ГПП-1ошиновка[13]-ГПП-1ТСН	67,9	43,8	7,5	225	6,231	0,033	0,003	0,001	0,840
ГПП-1\ГПП-1 Я11 ТП-123 Я10	239,3	131,1	25,3	340	6,224	0,074	0,267	0,117	0,877
ГПП-1 Я10 - ТП-104 В-1	1672,8	856,4	175,8	300	6,172	0,586	17,155	6,118	0,890
ГПП-1 Я6 - ТП-108 В-2	270,1	162,3	29,2	440	6,229	0,066	0,079	0,059	0,857
ГПП-1 Я8 - ПСУ-1 В-1	448,5	216,3	46,2	340	6,224	0,136	0,512	0,224	0,901
ГПП-1\ГПП-1 Я4 ТП-118А	438,8	245,4	46,9	225	6,196	0,208	2,898	0,691	0,873
ГПП-1\ТП-118 Т2 ТП-114 Т2	0,4	-1,5	0,1	295	6,217	0,000	0,000	0,000	0,253
ГПП-1\ТСН	66,6	37,8	117,7	0	0,390	0,383	0,543	1,551	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я7 ТП-145 Я1	155,7	86,7	16,5	340	6,228	0,049	0,071	0,031	0,874
ГПП-1\ТП-123 Я10 ТП-112 Я2	51,3	28,1	5,4	260	6,223	0,021	0,009	0,003	0,877
ГПП-1\ТП-123 яч.10	187,9	106,5	20,0	0	6,224		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-118 Т2	328,0	185,9	35,0	0	6,217		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-119 Т2	22,6	12,8	2,4	0	6,230		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я12 ТП-117 Я5	2747,2	1553,1	295,6	340	6,163	0,870	32,527	14,160	0,871
ГПП-1\ТП-114 Т2	0,4	0,0	0,0	0	6,217		0,000	0,000	1,000
ГПП-1\В1 ТП-118А	438,8	248,7	47,0	0	6,196		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\Н-ТСН-1	66,6	37,8	113,5	0	0,390		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-112 яч.2	51,3	29,1	5,5	0	6,223		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-145 яч.1	155,7	88,3	16,6	0	6,228		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 Я5 ТП-115 Я5	861,3	487,6	92,9	260	6,154	0,357	1,449	0,414	0,870
ГПП-1\ТП-117 яч.5	1884,4	1068,0	202,9	0	6,163		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-115 яч.5	861,3	488,1	92,9	0	6,154		0,000	0,000	0,870
ТП-108 КЛ Т-2	270,1	163,3	29,3	245	6,228	0,119	0,026	0,008	0,856
ПСУ-1 - ПСУ-2 В-2	448,4	218,0	46,3	300	6,222	0,154	0,161	0,058	0,899
ТП-108 Т-2	264,2	112,6	440,2	0	0,391	0,383	1,742	5,821	0,920
ТП-104 - ТП-103 В-2	711,5	337,6	73,7	260	6,167	0,284	0,587	0,179	0,903
ТП-108 Н-2	264,2	112,6	424,6	0	0,391		0,000	0,000	0,920
ПСУ-2 - ПСУ-3 В-1	224,1	109,2	23,1	190	6,220	0,122	0,071	0,014	0,899
ТП-104\КЛ Т-1	355,5	170,0	36,9	225	6,171	0,164	0,082	0,020	0,902
ТП-104\КЛ Н-5	241,3	136,6	25,9	260	6,172	0,100	0,026	0,008	0,870
ТП-104\КЛ Н-7	241,3	136,6	25,9	260	6,172	0,100	0,030	0,010	0,870
ТП-104\КЛ Н-9	122,5	79,0	13,6	190	6,172	0,072	0,016	0,003	0,840
ПСУ-2 КЛ Т-1	224,1	109,5	23,1	225	6,221	0,103	0,021	0,005	0,899

ТП-104\Т-1	352,3	150,1	587,6	0	0,387	0,383	1,589	8,066	0,920
ТП-104\Н-9	122,5	79,2	13,6	0	6,172		25,600	0,000	0,840
ТП-104\Н-7	241,3	136,7	25,9	0	6,172		50,400	0,000	0,870
ТП-104\Н-5	241,3	136,7	25,9	0	6,172		50,400	0,000	0,870
ПСУ-2 Т-1	222,0	94,6	369,4	0	0,391	0,383	1,100	4,948	0,920
Н-1 ПСУ-2	222,0	94,6	356,7	0	0,391		0,000	0,000	0,920
ТП-104\Н-1 ТП-104	352,3	150,1	570,8	0	0,387		0,000	0,000	0,920
ПСУ-3 КЛ Т-1	224,1	109,5	23,2	190	6,219	0,122	0,029	0,005	0,899
ПСУ-3 Т-1	222,0	94,6	370,2	0	0,390	0,383	1,100	4,948	0,920
Н-1 ПСУ-3	222,0	94,6	356,8	0	0,390	0,459	0,000	0,000	0,920
ТП-103\КЛ Т-1	355,5	170,1	36,9	200	6,167	0,184	0,061	0,012	0,902
ТП-103 - ТП-130 Т-1	355,5	168,9	36,9	260	6,160	0,142	0,486	0,143	0,903
ТП-103\Т-1	352,3	150,1	587,2	0	0,387	0,383	1,589	8,066	0,920
ТП-130\Т-1 ТП-130	352,3	150,1	586,6	0	0,387	0,383	1,589	8,066	0,920
ТП-103\Н-1 ТП-103	352,3	150,1	571,2	0	0,387	0,501	0,000	0,000	0,920
ТП-130\Н-1 ТП-130	352,3	150,1	571,8	0	0,387		0,000	0,000	0,920

Таблица Б.6 - Результаты расчета режимов работы в сети 6 кВ при внедрении БСК

№ узла	Нормальный режим	U, кВ		
		БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13)	БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13) и ТП 103 (узел 17)	БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13), ТП 103 (узел 17) и ТП 130 (узел 16)
3	6,231	6,249	6,266	6,284
4	6,196	6,214	6,231	6,249
5	6,229	6,247	6,264	6,282
7	6,224	6,242	6,259	6,277
8	6,222	6,240	6,257	6,275
10	6,220	6,238	6,255	6,273
12	6,172	6,194	6,217	6,239
14	6,167	6,190	6,213	6,236
15	6,160	6,182	6,205	6,231
18	6,230	6,248	6,266	6,283
19	6,217	6,234	6,252	6,270
20	6,217	6,234	6,252	6,270
21	6,228	6,246	6,264	6,281
23	6,224	6,242	6,260	6,277
24	6,223	6,241	6,259	6,276
25	6,163	6,181	6,198	6,216
26	6,154	6,172	6,189	6,207

Таблица Б.7 - Результаты расчета режимов работы в сети 0,4 кВ при внедрении БСК

№ узла	Нормальный режим	БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13)	БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13) и ТП 103 (узел 17)	БСК 450 квар на шинах ТП 104 (узел 13), ТП 103 (узел 17) и ТП 130 (узел 16)
6	0,391	0,392	0,393	0,394
9	0,391	0,392	0,393	0,394
11	0,391	0,392	0,393	0,394
13	0,387	0,398	0,399	0,401
17	0,387	0,389	0,399	0,401
16	0,387	0,388	0,390	0,400
22	0,390	0,391	0,392	0,393

Таблица Б.8 - Исходные данные режима работы без источников распределенной генерации

Название элемента	P(кВт)	Q(квар)	Ток (А)	I дд	Uкон (кВ)	Коэф. загрузки	ΔP(кВт)	ΔQ(квар)	Cos fi
НКЗ-3 с ГПП-3	12409,0	7203,7	236,7	0	35,000		0,000	0,000	0,865
НКЗ-3 ТЭЦ-1 - ГПП-1 В-1	12360,0	7249,0	237,3	240	34,862	0,989	49,008	29,057	0,863
ГПП-1\Т-1	12277,3	6282,9	1180,4	0	6,108	0,862	66,727	944,451	0,890
ГПП-1\ГПП-1ошиновка[13]-ГПП-1ТСН	178,4	113,7	20,0	225	6,107	0,089	0,019	0,005	0,843
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-118 Т2	1251,2	573,8	131,3	260	6,053	0,505	12,052	3,568	0,909
ГПП-1\ГПП-1 Я5_ТП-119 Т2	22,6	10,3	2,4	390	6,107	0,006	0,002	0,001	0,910
ГПП-1\ГПП-1 Я11_ТП-123 Я10	239,3	131,1	25,8	340	6,101	0,076	0,278	0,122	0,877
ГПП-1 Я6 - ТП-108 В-2	706,1	377,6	75,8	440	6,102	0,172	0,534	0,396	0,882
ГПП-1 Я8 - ПСУ-1 В-1	1178,3	579,1	124,5	340	6,089	0,366	3,721	1,627	0,897
ГПП Я10 - 104 В-1	4386,9	2293,2	480,3	300	5,950	1,601	128,094	45,683	0,886
ГПП-1\ГПП-1 Я4_ТП-118А	1211,6	512,9	126,4	225	6,011	0,562	21,084	5,030	0,921
ГПП-1\ТП-118 Т2_ТП-114 Т2	920,0	390,5	95,7	295	6,032	0,324	3,240	1,290	0,921
ГПП-1\ТСН	174,0	98,6	315,9	0	0,372	1,000	3,700	10,578	0,870
ГПП-1\ГПП-1 Я7_ТП-145 Я1	155,7	86,7	16,9	340	6,105	0,050	0,074	0,032	0,874
ГПП-1\ТП-119 Т2	22,6	12,8	2,5	0	6,107		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-118 Т2	328,0	185,9	36,0	0	6,053		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-123 яч.10	187,9	106,5	20,4	0	6,101		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-123 Я10_ТП-112 Я2	51,3	28,1	5,5	260	6,100	0,021	0,009	0,003	0,877
ГПП-1\ГПП-1 Я12_ТП-117 Я5	2747,2	1553,1	301,8	340	6,038	0,888	33,887	14,752	0,871
ГПП-1\В1 ТП-118А	1211,6	516,2	126,5	0	6,011		0,000	0,000	0,920
ГПП-1\ТП-114 Т2	920,0	391,9	95,7	0	6,032		0,000	0,000	0,920
ГПП-1\Н-ТСН-1	174,0	98,6	310,2	0	0,372		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-145 яч.1	155,7	88,3	16,9	0	6,105		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-112 яч.2	51,3	29,1	5,6	0	6,100		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 яч.5	1884,4	1068,0	207,1	0	6,038		0,000	0,000	0,870
ГПП-1\ТП-117 Я5_ТП-115 Я5	861,3	487,6	94,8	260	6,029	0,365	1,510	0,431	0,870
ГПП-1\ТП-115 яч.5	861,3	488,1	94,8	0	6,029		0,000	0,000	0,870
ТП-108 Кл Т-2	706,0	378,5	75,8	245	6,101	0,309	0,172	0,052	0,881
ПСУ-1 - ПСУ-2 В-2	1177,2	580,4	124,6	300	6,083	0,415	1,164	0,419	0,897
ТП-108 Т-2	690,0	293,9	1177,3	0	0,374	1,000	11,875	39,688	0,920
ТП-108 Н-2	690,0	293,9	1156,3	0	0,374		0,000	0,000	0,920
ПСУ-2 - ПСУ-3 В-1	588,4	290,4	62,3	190	6,078	0,328	0,513	0,105	0,897
ТП-104 - ТП-103 В-2	1868,9	916,1	202,4	260	5,937	0,778	4,426	1,352	0,898
ТП-104\КЛ Т-1	932,4	458,8	100,9	225	5,946	0,448	0,611	0,153	0,897
ТП-104\КЛ Н-7	630,0	356,8	70,3	260	5,948	0,270	0,222	0,074	0,870
ТП-104\КЛ Н-9	320,0	206,6	37,0	190	5,948	0,195	0,119	0,025	0,840
ТП-104\КЛ Н-5	630,0	356,8	70,3	260	5,948	0,270	0,222	0,074	0,870
ПСУ-2 Кл Т-1	588,1	290,6	62,3	225	6,082	0,277	0,151	0,035	0,897
ТП-104\Т-1	920,0	391,9	1563,3	0	0,366	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-104\Н-9	320,0	206,7	37,0	0	5,948		25,600	0,000	0,840
ТП-104\Н-7	630,0	357,0	70,3	0	5,948		50,400	0,000	0,870
ТП-104\Н-5	630,0	357,0	70,3	0	5,948		50,400	0,000	0,870
ПСУ-2 Т-1	579,6	246,9	983,2	0	0,375	1,000	7,497	33,737	0,920

ТП-104\Н-1 ТП-104	920,0	391,9	1578,0	0	0,366		0,000	0,000	0,920
Н-1 ПСУ-2	579,6	246,9	971,2	0	0,375		0,000	0,000	0,920
ПСУ-3 КЛ Т-1	588,1	290,6	62,3	190	6,076	0,328	0,210	0,035	0,897
ПСУ-3 Т-1	579,6	246,9	984,9	0	0,374	1,000	7,497	33,737	0,920
ТП-103\КЛ Т-1	932,4	458,9	101,1	200	5,934	0,506	0,460	0,092	0,897
Н-1 ПСУ-3	579,6	246,9	972,1	0	0,374		0,000	0,000	0,920
ТП-103 - ТП-130 Т-1	932,4	457,7	101,4	260	5,915	0,390	3,670	1,079	0,898
ТП-103\Т-1	920,0	391,9	1564,4	0	0,365	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-130\Т-1 ТП-130	920,0	391,9	1563,7	0	0,364	1,000	10,833	55,000	0,920
ТП-103\Н-1 ТП-103	920,0	391,9	1581,5	0	0,365		0,000	0,000	0,920
ТП-130\Н-1 ТП-130	920,0	391,9	1586,8	0	0,364		0,000	0,000	0,920

Таблица Б.9 - Результаты расчета режимов работы в сети 6 кВ при установке источников распределенной генерации на шины ПСУ-1 и ТП-104

№ узла	U, кВ	
	Без источников	При внедрении источников
3	6,108	6,236
4	6,011	6,142
5	6,102	6,231
7	6,089	6,236
8	6,083	6,294
10	6,078	6,290
12	5,950	6,236
14	5,937	6,109
15	5,915	6,088
18	6,053	6,183
19	6,107	6,235
20	6,032	6,162
21	6,105	6,233
23	6,101	6,229
24	6,100	6,228
25	6,038	6,168
26	6,029	6,159

Таблица Б.10 - Результаты расчета режимов работы в сети 0,4 кВ при источниках распределенной генерации на шины ПСУ-1 и ТП-104

№ узла	Без источников	При внедрении источников
6	0,374	0,383
9	0,375	0,388
11	0,374	0,388
13	0,366	0,377
16	0,364	0,375
17	0,365	0,376
22	0,372	0,381