



ПОЛИТЕХ

Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого

На правах рукописи

Элгамаль Мохамед Махмуд Ахмед Митвалли

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ В МИКРОСЕТЯХ С ГИБРИДНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

05.09.05 – Теоретическая электротехника

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2021

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» (ФГАОУ ВО «СПбПУ»).

Научный руководитель: **Коровкин Николай Владимирович**
доктор технических наук, профессор Высшей школы высоковольтной энергетики Института энергетики ФГАОУ ВО «СПбПУ», г. Санкт-Петербург.

Официальные оппоненты: **Васьковская Татьяна Александровна**
доктор технических наук, старший научный сотрудник, федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова Российской академии наук, г. Москва.

Высогорец Светлана Петровна
доктор технических наук, руководитель направления мониторинга и управления техническим состоянием трансформаторного оборудования, Акционерное общество «Научно производственное объединение «Стример», г. Санкт-Петербург.

Ведущая организация: Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы Противоаварийное управление», г. Санкт-Петербург.

Защита состоится «10» декабря 2021 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета У.05.09.05 при Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29, Главный учебный корпус, ауд. 284.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «СПбПУ» <http://www.spbstu.ru>.

Автореферат разослан «__» октября 2021 г

Ученый секретарь
диссертационного совета У.05.09.05,
д.т.н., доцент

Климов Александр Гелиевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень проработанности темы исследования. В настоящее время микросети (microgrid, далее – MG) приобретают все большее распространение, поскольку они могут снизить стоимость поставки электроэнергии, улучшить экосистему энергоэффективности. MG — это небольшая распределительная сеть, которая подключается к общей (основной) сети через точку соединения. MG состоит из различных устройств, таких как управляемые и неуправляемые генераторы, системы хранения энергии, а также контролируемые и неуправляемые нагрузки. MG работают в двух режимах работы: в режиме подключения к сети через трансформатор, подключающий MG к основной сети, и в изолированном (автономном) режиме, когда MG отключен от основной сети из-за, например, неисправности основной сети.

Для максимизации экономических и технических преимуществ, интегрированные в MG генераторы и системы хранения энергии должны иметь скоординированный контроль, реализуемый через систему управления энергией (СУЭ). СУЭ — это управляющее программное обеспечение, которое может эффективно управлять мощностями источников распределенной генерации (distributed generation sources, далее – DG), входящих в MG, экономно питать нагрузки MG и реализует работу MG в двух упомянутых выше режимах. СУЭ реализует также набор функций, таких как мониторинг, обработка и обмен данными, а также контролирует меняющуюся мощностью генерации, согласовывая ее со спросом и ценами энергии на рынке. В целом СУЭ оптимизирует работу MG при технических и экономических ограничениях.

Проблема управления энергией (энергоменеджмента) в MG может быть решена с использованием двух основных типов СУЭ, а именно централизованных и распределенных (децентрализованных). В централизованной СУЭ центральный контроллер собирает все системные данные и определяет оптимальные решения для MG по управлению энергией и отправляет их локальным контроллерам. Централизованные СУЭ используют алгоритмы мета-эвристики, математическое программирование и искусственный интеллект. Они выполняют оптимизацию, основываясь на данных всей системы, реализуя результаты оптимизации через корректирующие действия. Распределенная (децентрализованная) СУЭ не имеет центра управления с заранее заданной информацией о MG и каждый объект в СУЭ работает независимо и автономно. И централизованные, и распределенные (децентрализованные) СУЭ имеют свои преимущества и недостатки, а также ряд общих проблем, возникающих при их использовании. Одними из основных проблем является постоянное изменение спроса на электроэнергию, непостоянная природа возобновляемых источников энергии (например, солнечное излучение или скорость ветра), что увеличивает уровень неопределенности при решении оптимизационных задач. Разработка новых эффективных алгоритмов функционирования СУЭ и математических моделей поведения MG, находящихся под управлением этих СУЭ, в различных ситуациях является актуальной задачей для современной теоретической электротехники и соответствует разделу «В рамках научной специальности разрабатываются ... прикладные аспекты интеграции информационной техники и объектов электротехники, электроэнергетики ...» паспорта специальности 05.09.05 - Теоретическая электротехника.

Близкой тематикой в России занимались Волошин Е.А., Воропай Н.И., Гусаров В.А., Иванов Ф.А., Кузнецов О.Н., Макаришин Д.В., Москалева К.А., Николаев В.Н., Осика Л.К., Паскарь И.Н., Саттаров Р.Р., Стребков Д.С., Тараненко О.И., Харченко В.В., Шамис М.А., Шихин В.А., а также зарубежные ученые: Abdel-Rady Y.M., Bansal R., Canizares C., El-Saadany E.F., Guerrero J.M., Matas J., Shahidehpour M., Srinivasan D., Vasquez J.C., и другие исследователи.

Цель данной работы. Это исследование посвящено разработке СУЭ для оптимальной работы MG. В цели данного исследования входят:

1. Разработка на основе модифицированного алгоритма летучих мышей стохастической СУЭ, удовлетворяющей всем эксплуатационным ограничениям, для оптимальной работы MG, подключенной к основной электросети, позволяющей максимизировать прибыль MG на сутки вперед.
2. Разработка скоординированной СУЭ в режиме онлайн на основе многоагентной системы управления (МАСУ) для работы MG в реальном времени с соблюдением ограничений по перетоку мощности и эксплуатационных ограничений.

3. Разработка быстрого и точного подхода к расчёту электрического режима в изолированных МГ с использованием продвинутого метода Ньютона-Рафсона (ПМНР).

4. Разработка стохастической СУЭ для оптимального планирования энергоресурсов и управления нагрузками в изолированной МГ с гибридными источниками с использованием улучшенной версии алгоритма летучих мышей (Bat algorithm, далее – ВА).

Для достижения цели работы будут решены следующие задачи:

❖ Для управления энергией на сутки вперед в МГ, подключенной к основной электросети.

1. Для выделения недостатков текущих методов эксплуатации представлен обзор литературы по централизованным СУЭ, используемым в МГ, подключенных к основной сети.

2. Сформулирована в виде задачи стохастической нелинейной оптимизации с ограничениями проблема энергоменеджмента на день вперед для МГ, подключенных к основной сети.

3. С помощью вероятностных моделей анализируются неопределенности в прогнозах возобновляемых источников энергии и мощности нагрузки.

4. Генерируются тысячи сценариев, представляющих случайные вариации метеорологических данных и данных о нагрузке, которые далее они оцениваются с использованием техники редукции сценариев.

5. Анализируются и обсуждаются результаты, полученные с помощью предложенного метода, и выполняется сравнение полученных результаты с другими опубликованными в современной литературе.

❖ Для управления энергией в МГ, подключенной к основной сети, в реальном времени.

1. С целью выделения недостатков существующих методов эксплуатации, выполнен обзор литературы по децентрализованным СУЭ, используемым в МГ, подключенных к основной сети.

2. Управляющее программное обеспечение различных типов агентов разработано для достижения общих целей МГ при меняющихся метеорологических условиях, спросе на электроэнергию и всех ограничениях.

3. Моделирование MACU и МГ на основе параллельных вычислений реализуется путем интеграции платформ MATLAB/Simulink и Java Agent Development Framework (JADE).

4. Результаты, полученные с использованием предлагаемой MACU, являются проанализированы и сравнены с другими современными методами, имеющимися в литературе.

❖ Для расчёта электрического режима изолированных МГ

1. Представлен обзор литературы, позволивший выделить недостатки существующих методов для расчёта электрического режима изолированных МГ.

2. Построены математические модели всех компонентов в изолированной МГ.

3. Имитационная модель изолированной МГ реализуется с помощью моделирования во временной области в среде MATLAB/Simulink, результаты, полученные на модели, сравниваются с аналогичными, имеющимися в современной литературе.

4. Имитационная модель изолированной МГ реализуется с помощью моделирования во временной области в среде MATLAB/Simulink для подтверждения результатов, полученных с использованием предлагаемого алгоритма для расчёта электрического режима изолированных МГ.

❖ Для энергоменеджмента в изолированной МГ на сутки вперед

1. Проблема энергоменеджмента на день вперед в изолированной МГ формулируется в виде задачи стохастической нелинейной оптимизации. Реакция потребительского спроса (demand response, далее – DR) и реконфигурация МГ интегрированы в задачу энергоменеджмента.

2. Результаты, полученные с помощью предложенного метода, обсуждаются и сравниваются с последними подходами, опубликованными в литературе.

Научная новизна работы и теоретическая значимость работы заключаются в том, что:

1. Предложен новый улучшенный ВА в качестве алгоритма энергоменеджмента МГ, подключенной к основной электросети.

2. В методику ВА внесены модификации, расширяющие возможности поиска оптимума и позволяющие избегать попадания в локальные или неоптимальные решения, сокращая этим время поиска. Также представлен адаптивный метод точной настройки параметров ВА.

3. Разработана новая МАСУ для эффективного онлайн-управления MG, подключенной к основной сети, чтобы максимизировать прибыль MG при одновременном удовлетворении всех ограничений. Предложенная МАСУ выполняет оптимальную работу DG в режиме реального времени.

4. Выполнено совершенствование метода Ньютона-Рафсона для расчёта электрического режима в изолированных MG. Также учитываются характеристики статизма (контроль стабильности напряжения и частоты) и виртуальный импеданс DG.

5. Разработана вероятностная СУЭ на сутки вперед, основанная на улучшенном ВА, для оптимального планирования энергоресурсов и управления нагрузками в изолированной MG с учетом неопределенностей в скорости ветра, солнечной радиации и мощности нагрузки. Кроме того, в предлагаемую СУЭ интегрированы функции DR и реконфигурации MG.

Практическое значение работы состоит в том, что ее результаты могут использоваться для модернизации систем управления небольших MG с гибридными энергоресурсами при работе в режиме подключения к основной электросети и изолированном режиме экономичным и эффективным способом, который обеспечивает оптимальное планирование и оптимальное использование всех имеющихся в MG энергоресурсов. Предлагаемые алгоритмы оптимального планирования работы различных DG являются важными вычислительными инструментами для безопасной и эффективной работы MG, могут быть использованы в учебном процессе и могут стать основой для разработки пакетов программного обеспечения для разработки методов энергоменеджмента в MG.

Методология и методы исследования. Были использованы теоретические основы электротехники, стохастическая нелинейная оптимизация с ограничениями и метаэвристическими алгоритмами, такими как оптимизация роя частиц (PSO) и ВА. Алгоритмы оптимизации и алгоритм расчёта электрического режима, используемые в этой работе, запрограммированы как m-файлы MATLAB. Язык Java был использован для создания предложенных алгоритмов управления для различных типов агентов с использованием программного обеспечения JADE. Динамическая имитационная модель была реализована на основе параллельных вычислений МАСУ и MG путем интеграции платформ MATLAB/ Simulink и JADE. Цепи питания и контроля MG реализованы с помощью MATLAB/Simulink. Для проверки результатов, полученных в данной работе, проведен сравнительный анализ с другими подходами, представленными в литературе за последнее время.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Эффективная стохастическая СУЭ с системой набора правил, основанная на новом улучшенном ВА, предлагается для оптимизации работы на день вперед в MG, подключенной к основной электросети, с целью максимизации прибыли, без нарушения технических ограничений для всех возможных сценариев. Доказана высокая производительность и эффективность предлагаемой системы энергоменеджмента по сравнению с другими современными подходами.

2. Представлена надежная МАСУ для энергоменеджмента в MG, подключенной к основной сети. Результаты сравнения предложенной МАСУ с другими современными системами подтверждают эффективность и гибкость предлагаемой МАСУ для различных условий эксплуатации.

3. Новый подход к расчёту электрического режима для изолированных MG с использованием ПМНР с учетом характеристик статизма и виртуальным импедансом DG.

4. Предлагается вероятностная СУЭ с системой набора правил на основе улучшенного ВА для оптимальной работы изолированной MG на сутки вперед.

Степень достоверности результатов. Представленные в диссертации методы и алгоритмы реализованы и протестированы в среде MATLAB, которая была подтверждена многолетним успешным вычислительным использованием. Работоспособность предложенных методов и алгоритмов подтверждена сравнениями с другими подходами, изложенными в литературе, что позволяет сделать заключение о корректности представленных методов и алгоритмов.

Апробация результатов работы. Основные положения диссертации обсуждались и докладывались на научных семинарах в ФГАОУ ВО «СПбПУ», на 19-й конференции молодых исследователей в области электротехники и электроники «2019 IEEE (2019 ElConRus)», (Санкт-Петербург, 2019 г.), и на Международной научной конференции «Construction and Architecture: Theory and Practice for the Innovation Development (CAAPID-2019)», (Кисловодск, 2019).

Публикации. По результатам данной исследовательской работы опубликовано шесть научных работ, в том числе две статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ; Четыре статьи опубликованы в международных журналах и на конференциях, проиндексированы в международных базах абстрактного цитирования Scopus и Web of Science. Кроме того, еще две статьи находятся на рассмотрении в известных международных журналах.

Состав и объем работ. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения и двух приложений. Она представлена на 195 страницах и включает 24 таблицы и 64 рисунка.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, представлена цель работы, научная новизна, теоретическое и практическое значение работы, ее методы, и основные положения, выносимые на защиту.

В главе 1 представлена общая информация о наиболее распространенных компонентах MG, СУЭ и архитектурах систем управления, которые обсуждаются и сравниваются

В главе 2 представлена СУЭ для оптимальной работы на сутки вперед для MG, подключенной к основной электросети. Фотоэлектрические генераторы (photovoltaic generators, далее – PV) генераторы ветряных турбин (wind turbine generators, далее – WT) в качестве возобновляемых источников распределенной генерации (RDG) в основном удовлетворяют энергетические потребности сети. Также интегрированы: система накопления энергии (energy storage system, далее – ESS), микротурбины (microturbines, далее – MT) и топливные элементы (fuel cell, далее – FC), как управляемых DG. MG подключен к ближайшей основной сети через трансформатор ограниченной мощности, оснащенный устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Прогнозируемые данные на сутки вперед для самых разнообразных почасовых сценариев вводятся в предлагаемую СУЭ для определения долей активной и реактивной мощности (P&Q) DG. Точно так же она определяет состояние разряда/зарядки и мощность ESS в дополнение к обмену активной/реактивной мощностью с основной сетью и положение отпаяк РПН на каждый час следующего дня. Основная цель – максимизировать прибыль MG при соблюдении всех технических ограничений. Здесь задача энергоменеджмента на сутки вперед разрабатывается как комплексная задача оптимизации, которая решается с помощью новой системы набора правил – улучшенного ВА.

В первом разделе главы 2 представлен обзор литературы по централизованным СУЭ, используемым в MG, подключенных к основной электросети, и подчеркиваются недостатки современных методов эксплуатации.

Во втором разделе главы 2 определяется планирование P&Q для каждого управляемого DG, основной сети и ESS, чтобы максимизировать доход MG на сутки вперед. Прибыль MG за t -й час ($MG_{PRO,t}$) зависит от P&Q для основной сети и управляемых DG. $MG_{PRO,t}$ выражается как:

$$MG_{PRO,t} = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \left(\lambda_{P,buy,t} SP_t^s + \lambda_{Q,buy,t} SQ_t^s \right) - [TOC_t + TMC_t] \quad (1)$$

Случайное колебание нагрузки и выработки RDG рассмотрены в (1). Выбираются достаточно разнообразные сценарии, чтобы отразить стохастический характер этих входных переменных, как обсуждается далее в третьей части главы. $\lambda_{P,buy,t} SP_t^s$ и $\lambda_{Q,buy,t} SQ_t^s$ – общий почасовой доход от продажи P&Q потребителям соответственно. TOC_t и TMC_t обозначают издержки на эксплуатацию и техническое обслуживание MG, соответственно. s и N_s — это индекс и общее количество выбранных сценариев соответственно. ρ_s – вероятность наступления s -го сценария. SP_t и SQ_t являются часовые величины P&Q нагрузки MG в момент времени t . $\lambda_{P,buy,t}$ и $\lambda_{Q,buy,t}$ – почасовые закупочные цены P&Q на энергетическом рынке в момент времени t .

Общая стоимость почасового технического обслуживания для DG, ESS и РПН выражается по (2).

$$TMC_t = \sum_{y=1}^Y \sum_{i=1}^{n_{DG,y}} P_{DG,i,y} MC_{DG,i,y} + \sum_{k=1}^{n_{ESS}} S_{ESSr,k} MC_{ESS,k} + S_{РПН,t} MC_{РПН} \quad (2)$$

Где, $P_{DG,i,y}$, $MC_{DG,i,y}$, $n_{DG,y}$ - номинальная мощность (кВА) для i -го DG y -го типа, издержки на техническое обслуживание (\$/кВА) для i -го DG y -го типа, и количество DG для y -го типа, соответственно. Y - количество типов установленных DG. n_{ESS} , $MC_{ESS,k}$, $S_{ESSr,k}$ - количество ESS, k -я стоимость обслуживания ESS (\$/кВА) и номинальная мощность k -й ESS, соответственно. $MC_{РПН}$ — это издержки на техническое обслуживание для РПН (\$/кВА.ч), а $S_{РПН,t}$ - переток мощности через трансформатор связи с РПН (кВА.ч) в час t .

Общая почасовая стоимость эксплуатации для MG в t -й час (TOC_t) оценивается по (3).

$$TOC_t = \sum_{s=1}^{N_s} \rho_s \left(C_{grid,t} + \sum_{d=1}^{n_{dg}} C_{DG,t}^d + \sum_{k=1}^{n_{ESS}} C_{ESS,t}^k \right) \quad (3)$$

Где, $C_{grid,t}$, $C_{DG,t}^d$ и $C_{ESS,t}^k$ — это эксплуатационные издержки для основной сети, d -го DG и k -го ESS в час t , соответственно. n_{ESS} и n_{DG} - количество ESS и управляемых DG. $C_{grid,t}$ вычисляется как:

$$C_{Pgrid,t} = \begin{cases} \lambda_{P,buy,t} P_{grid,t} & \text{если } P_{grid,t} > 0 \\ \lambda_{P,sell,t} P_{grid,t} & \text{если } P_{grid,t} < 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$C_{Qgrid,t} = \begin{cases} \lambda_{Q,buy,t} Q_{grid,t} & \text{если } Q_{grid,t} > 0 \\ \lambda_{Q,sell,t} Q_{grid,t} & \text{если } Q_{grid,t} < 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$C_{grid,t} = C_{Pgrid,t} + C_{Qgrid,t} \quad (6)$$

Где, $C_{Pgrid,t}$ и $C_{Qgrid,t}$ - почасовые затраты на P&Q для основной сети в момент времени t . $\lambda_{P,sell,t}$ и $\lambda_{Q,sell,t}$ - цены на P&Q, купленные основной сетью из MG в момент времени t . $P_{grid,t}$ и $Q_{grid,t}$ - P&Q основной сети в момент времени t . В этой работе, $\lambda_{P,sell,t}$ и $\lambda_{Q,sell,t}$ взяты как 90% от $\lambda_{P,buy,t}$ и $\lambda_{Q,buy,t}$.

Эксплуатационные издержки управляемого DG в момент времени t ($C_{DG,t}$) задаются как:

$$C_{DG,t} = \lambda_{P,t} P_{DG,t} + \lambda_{Q,t} Q_{DG,t} \quad (7)$$

Где, $\lambda_{P,t}$ и $\lambda_{Q,t}$ - почасовые затраты на генерацию P&Q в момент времени t . $P_{DG,t}$ и $Q_{DG,t}$ - это средние значения P&Q, сгенерированные в момент времени t , соответственно.

Окончательно, целевая функция задачи энергоменеджмента MG имеет вид:

$$\text{Max} \sum_{t=1}^{24} MG_{PRO,t} \quad (8)$$

Целевая функция в (8) должна быть оптимизирована путем максимизации прибыли MG и удовлетворения всех технических ограничений, касающихся напряжений на шинах, перетоков мощности в линиях, DG, ESS и РПН.

В третьем разделе главы 2 представлены вероятностные модели нагрузки и генерации на основе RDG. Для представления ошибок прогнозирования RDG и нагрузки MG на следующий день используется методика, основанная на вероятностных сценариях. Сначала используется моделирование Монте-Карло (ММК) для генерации множества сценариев, которые моделируют неопределенность нагрузки и выработки RDG на основе функций распределения вероятностей (ФРВ). Почасовые прогнозы нагрузки, солнечной радиации и скорости ветра во время планирования работы сети используются в качестве математических ожиданий значений. Кроме того, стандартные отклонения этих переменных рассчитываются на основе их ретроспективных исторических данных. Нагрузка моделируется как нормально распределенная случайная величина. Скорость ветра представлена распределением Вейбулла. Солнечная радиация представлена Бета-распределением. После генерации достаточно большого числа возможных сценариев для случайных входных переменных необходимо применить соответствующий метод сокращения сценариев, чтобы ограничить необходимое время вычислений.

В четвертом разделе главы 2 представлены модификации ВА, имеющие целью повысить его возможности поиска, чтобы избежать захвата локальных или субоптимальных решений и сократить время поиска с помощью адаптивного метода, этот метод идентифицирует параметры ВА.

Затем модифицированный ВА будет реализован для решения стохастической задачи энергоменеджмента, сформулированной во втором разделе. Рис. 1 иллюстрирует рабочий процесс предлагаемого алгоритма.

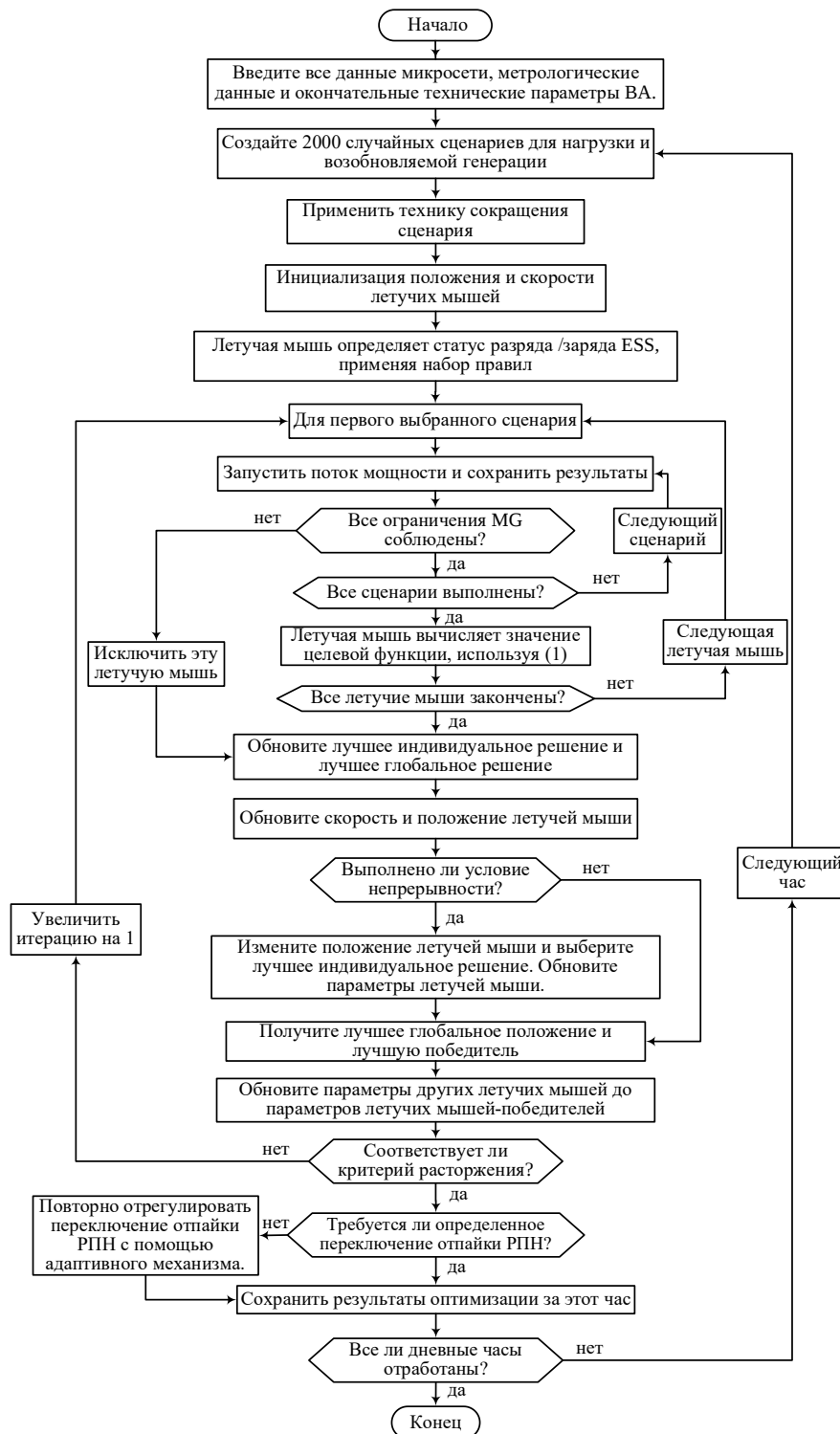


Рисунок 1 – Блок-схема предлагаемого способа решения

В пятом разделе главы 2 представлена модель MG, используемая для оценки предлагаемой СУЭ, где используемая модель MG является модифицированной тестовой энергосистемой IEEE, содержащей 33-шины. Оптимальное расположение и размеры всех DG и ESS определяются на предварительном этапе с использованием алгоритма на основе PSO. Приведены полученные оптимальные размеры всех DG и ESS. Кроме того, предоставляются данные об эксплуатационных издержках и спецификациях для всех DG. Среднечасовое значение и стандартное отклонение солнечной радиации, скорости ветра и нагрузки указаны для одного дня в летнее время года. На рис.

2 представлены прогнозируемые среднечасовые общие мощности нагрузки MG, PV и WT. На рис. 3 показано распределение вероятностей солнечной радиации, скорости ветра и мощности нагрузки для 06:00 этого дня.

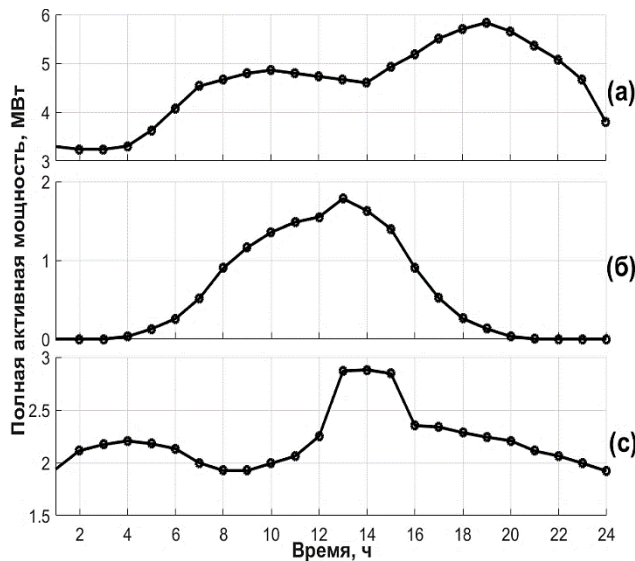


Рисунок 2 – Суммарная средняя активная мощность для (а) нагрузки, (б) всех PV, (с) всех WT

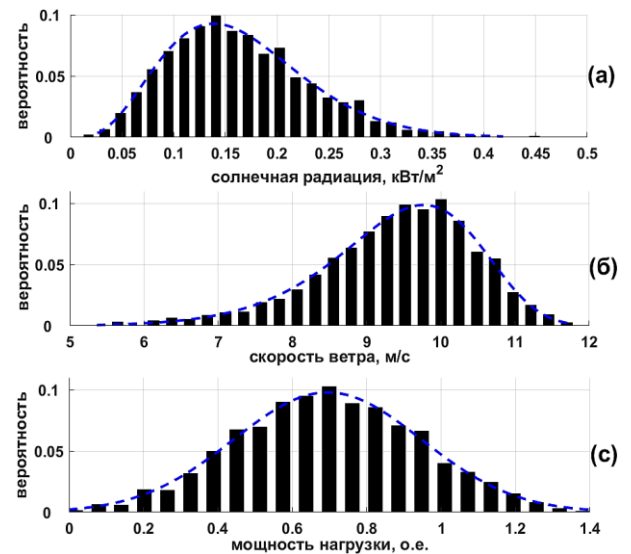


Рисунок 3 – Распределение вероятностей при 06:00 (а) солнечная радиации, (б) скорость ветра, (с) нагрузка

В шестом разделе главы 2 представлены результаты моделирования с использованием алгоритма решения, описанного в четвертом разделе этой главы. На рисунке 4 показаны определенные средние почасовые значения P&Q всех управляемых DG в MG. Замечено, что ESS заряжается из основной сети примерно с 02:00 до 07:00, при низкой цене покупки энергии на рынке электроэнергии и периоды непиковой нагрузки, как показано это на Рисунке 4. Дневная прибыль MG составляет 5594 \$. Однако ежедневная прибыль MG снизится до 4898 \$, если не будет установлена ESS в MG. Принимая во внимание, что общая стоимость установки ESS составляет 3,714 M\$, и годовая прибыль 254040 \$/год получается за счет установки ESS в MG. Таким образом, срок окупаемости ESS составляет около 14.5 лет. Это очень обнадеживает с экономической точки зрения, поскольку ожидаемый срок службы ESS составляет более 25 лет в соответствии с применяемой стратегией зарядки/разрядки ESS. На рисунке 5 показано почасовое изменение положения отпайки РПН с использованием адаптивной операции, наложенной в алгоритме решения в четвертом разделе этой главы.

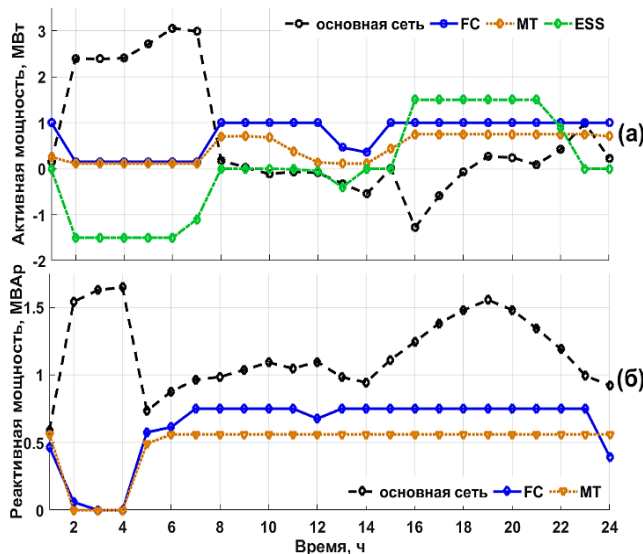


Рисунок 4 – Графики активной и реактивной мощности для основной сети, FC, MT, и ESS: (а) активная мощность, (б) реактивная мощность.

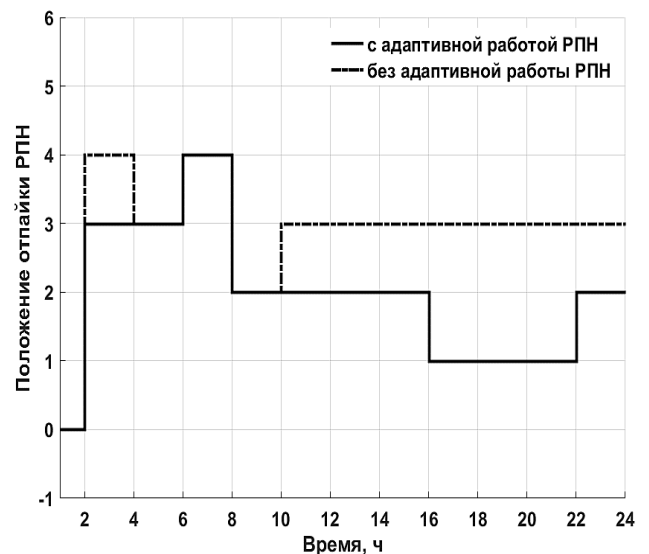


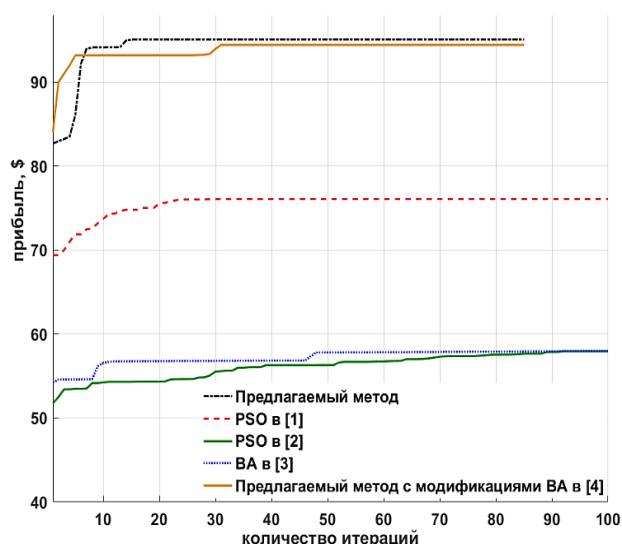
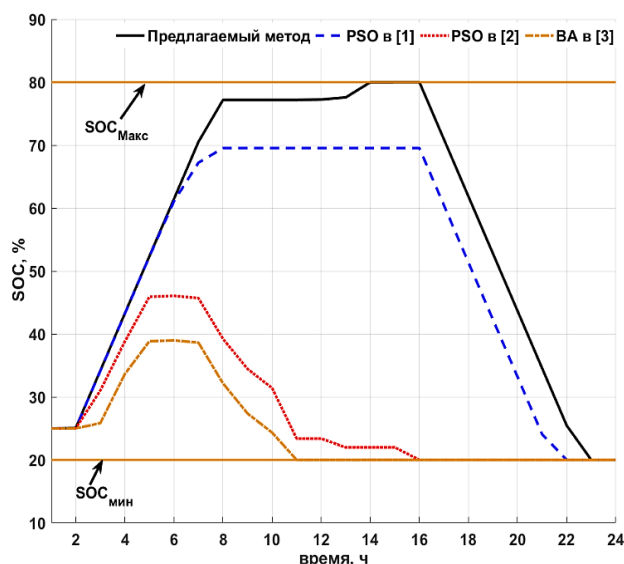
Рисунок 5 – Настройка положения отпайки РПН.

Ежедневное количество переключений отпаяк РПН поддерживается ниже предела в девять операций, даже если эта адаптивная работа остановлена. Стоит отметить, что упомянутая адаптивная работа РПН улучшает производительность предлагаемой СУЭ и увеличивает прибыль MG. Это связано с тем, что без этой процедуры адаптации устройство РПН будет расходовать все ежедневные допустимые переключения отпаяк ещё до полудня, как показано на рисунке 5. Следовательно, после $t = 10:00$ утра недопустимо делать никаких дальнейших переключений. Таким образом, во время периода разрядки ESS с 16:00 до 22:00 напряжение на некоторых узлах поднимается выше предела 1.05 о.е. для некоторых сценариев выбранных входных переменных. Это смещает графики мощности MT и FC до уровней, предотвращающих недопустимого отклонения напряжения в узле, а не до уровней, которые могут в дальнейшем максимизировать прибыль MG. Кроме того, в этом разделе, производительность предложенного метода сравнивается с другими современными подходами. Таблица 1 содержит сравнение между предлагаемой СУЭ и другими новыми подходами к оптимизации, представленными в [1], [2] и [3]. Следует отметить, что предлагаемая СУЭ дает максимальную прибыль. С технической стороны она сохраняет дневные профили напряжения всех узлов в MG в допустимых пределах (от 0,95 до 1,05 о.е.) для всех сценариев. В то же время недопустимые отклонения напряжения возникают при использовании методов, описанных в [2] и [3]. Более того, предлагаемая СУЭ поддерживает переток мощности в линиях ниже максимально допустимого. Кроме того, на рисунке 6 показано изменение состояния заряда в ESS с использованием предложенной СУЭ и методов, представленных в [1], [2] и [3]. Замечено, что неопределенность входных переменных явно влияет на работу ESS, в частности, при использовании методов, описанных в [2] и [3]. Различные сценарии, рассматриваемые для отражения неопределенностей во входных переменных, которые вызывают недопустимые отклонения напряжения и препятствуют оптимальному использованию ESS и уменьшают прибыль MG. Таким образом, видно, что предлагаемая СУЭ более устойчива и эффективно управляет MG в различных ситуациях и сценариях неопределенностей. На рис. 7 показан график сходимости различных алгоритмов во время решения задачи энергоменеджмента при $t = 3:00$ час дня. Очевидно, что предложенная СУЭ имеет наименьшее время сходимости и приносит наибольшую прибыль. Кроме того, сходимость предлагаемой СУЭ с использованием уравнений хаотических отображений из работы [4] также показана на рис.7. Замечено, что эта замена снизит скорость и точность сходимости предлагаемого ВА. Кроме того, замена снизит дневную прибыль MG до 5580 \$. Соответственно, делается вывод, что предлагаемая СУЭ более уместна, быстрее и прибыльнее, чем другие подходы.

Таблица 1 – Сравнение работы алгоритмов

Элемент	Предлагаемый метод	Работа [1]	Работа [2]	Работа [2]
Ежедневная прибыль MG, \$	5594	5309	4555	4547
Максимальное среднее напряжение в узле, о.е.	1.04	1.016	1.011	1.011
Минимальное среднее напряжение в узле, о.е.	0.978	0.965	0.943	0.942
Максимальное стандартное отклонение напряжения в узле, о.е.	0.018	0.0195	0.02	0.02
Средняя потеря активной мощности, кВт	50.12	48.52	75.58	74.37
Время выполнения, ч.	2.31	2.72	3.05	2.83

В главе 3 представлена новая МАСУ для онлайн-энергоменеджмента в гибридной MG, подключенной к основной электросети, в реальном времени. МАСУ определяет оптимальную активную и реактивную мощности выработки управляемых энергоресурсов. Она также определяет время зарядки/разрядки ESS. МАСУ управляет перетоками энергии между локальными DG, основной сетью и потребителями, чтобы максимизировать прибыль MG при соблюдении всех эксплуатационных ограничений. MG участвует на рынке электроэнергии. Она покупает/продает активную и реактивную мощность из/в основной сети. Кроме того, МАСУ динамически корректирует возможные недопустимые отклонения напряжения и устраняет перегрузку линий, управляя реактивной мощностью в сети. Для контролируемых DG и ESS используются агенты, которые обеспечивают экономически оптимальную работу. Другие агенты регулируют напряжения в узлах и устраняют перегрузки линий.



В первом разделе главы 3 представлен обзор литературы по предыдущим работам по распределенным (децентрализованным) СУЭ используемым в МГ, подключенных к основной электросети, и подчеркиваются недостатки текущих методов эксплуатации.

Во втором разделе главы 3 представлена предлагаемая конструкция МАСУ. Архитектура предлагаемой МАСУ показана для образца МG на рис. 8. Она включает в себя один агент основной сети (АОС) и агент фидеров (АФ). Кроме того, каждому управляемому DG назначается контролирующий агент (КА). Каждому неуправляемому DG или нагрузке назначается неконтролируемый агент (НКА).

КА подразделяются на три категории: Агент МТ (МТА) устанавливается на узле, где находится МТ; Агент FC (FCA) устанавливается на узле, где находится FC; Агент ESS (ESSA) устанавливается на узле, где находится ESS. НКА подразделяются на две категории: Агент нагрузки (АН) устанавливается на узле, где находится только нагрузка; Агент поддерживаемой нагрузки (АПН) устанавливается на узле, где находятся нагрузка и неуправляемые энергоресурсы.

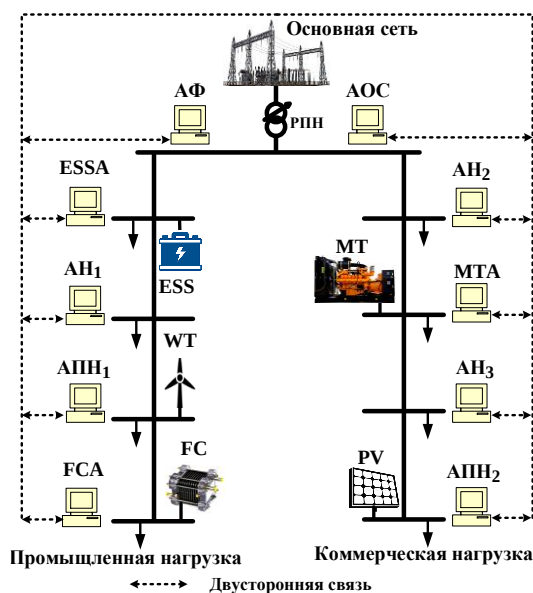
У любого агента две цели. Локальная цель: поддерживать локальные переменные состояния и рабочие характеристики оборудования в пределах нормы. Глобальная цель: максимизировать прибыль MG, поддерживать перетоки мощности в линиях и напряжения в узлах в пределах нормы.

В третьем разделе главы 3 представлены правила управления управляемыми DG и ESS. Учитывается диспетчеризация как активной, так и реактивной мощности. Прибыль MG должна быть максимизирована с использованием предложенной стратегии работы на основе системы правил, назначенной каждому агенту. Например, на рисунке 9 показана конфигурация управляемого энергоресурса (MT и FC) и его локальных контроллеров. КА устанавливает базовые значения активной и реактивной мощности (P_{ref} , Q_{ref}), вводимые в MG.

Правила управления МТА, FCA и ESSA описываются следующим образом:

I. Правила управления МТА и FCA

1. МТА и FCA контролируют рабочие характеристики своих DG.
2. Они получают обновленную цену энергии на рынке электроэнергии, связавшись с АОС.



3. Если КА обнаруживает, что стоимость генерации активной/реактивной мощности из его DG меньше, чем цена продажи активной/реактивной мощности на рынке, то КА отправит сообщение к АОС, чтобы выдавать свою максимальную активную/реактивную мощность в MG и основную сеть.

4. Если КА обнаруживает, что стоимость генерации активной/реактивной мощности из своего DG больше, чем цена продажи активной/реактивной мощности на рынке, и меньше, чем цена покупки активной/реактивной мощности на рынке, КА отправит сообщение к АОС, чтобы выдавать определенную активную/реактивную мощность в основную сеть, что снижает потребляемую активную/реактивную мощность из основной сети до нуля, если это возможно.

5. Если КА обнаруживает, что стоимость генерации активной/реактивной мощности из своего DG больше, чем цена покупки активной/реактивной мощности на рынке, КА отрегулирует свою эталонную активную/реактивную мощность до минимального уровня.

6. Если КА получает сообщение от агента, имеющего проблему напряжения/перегрузки, чтобы изменить свою активную/реактивную мощность для устранения проблемы напряжения/перегрузки, он отправляет сообщение о принятии (СП) или отклонении отправляющему агенту после того, как он проверит его возможности.

7. Когда КА получает сообщение о принятии предложения (СПП) для изменения мощности, он изменяет свою мощность, изменяя базовую мощность своего DG.

I. Правила управления ESSA

ESSA отслеживает и контролирует рабочие характеристики ESS. На рисунке 10 показаны условия зарядки и разрядки ESS, отрегулированные ESSA. На рис. 10, $\lambda_{ESS,Dis}$ - пороговая цена разрядки ESS, $\lambda_{ESS,Ch}$ - пороговая цена зарядки ESS, $\lambda_{P,buy,t}$ - цена покупки энергии на рынке электроэнергии, $\lambda_{P,sell,t}$ - цена продажи энергии на рынке электроэнергии, $P_{grid,t}$ - проданная/купленная мощность из основной сети, $P_{FC,t}$ - вырабатываемая мощность источника FC, $P_{MT,t}$ - вырабатываемая мощность MT, SOC_t - фактическое состояние заряда ESS, SOC_{max} - максимально допустимое значение SOC_t , SOC_{min} - минимально допустимое значение SOC_t , $P_{ESS,t}$ - фактическая мощность зарядки/разрядки ESS, $P_{max,Ch}$ - максимальная мощность зарядки ESS, а $P_{max,Dis}$ - максимальная мощность разрядки ESS. Следующие правила определяют алгоритм управления ESSA:

1. Согласно рисунку 10, определяет режим работы ESS путем взаимодействия и координации с АОС. Итак, ESSA отправляет сообщение к АОС.

2. АОС отправляет сообщение с предложением к ESSA, сообщая о своем предложении по зарядке/разрядке ESS. Затем ESSA установит базовую мощность (P_{ref}) своего инвертора на предлагаемую мощность зарядки/разрядки. Если ESS полностью заряжен, ESSA отправит ИС к АОС.

3. Разряд продолжается до тех пор, пока ESS не достигнет минимально допустимого уровня. Затем ESSA не разрешает снова заряжать ESS в тот же день, чтобы продлить срок службы ESS.

4. Если ESSA получает сообщение запроса (C3) от агента, имеющего проблему напряжения/перегрузки, чтобы изменить свою активную/реактивную мощность для устранения проблемы напряжения/перегрузки, он отправляет сообщение о принятии или об отклонении отправляющему агенту.

5. Затем ESSA изменяет свою активную/реактивную мощность до максимального/минимального предела мощности. Если переток мощности по любым соседним линиям превышает допустимое значение или напряжение в его собственном узле превышает рабочие ограничения, то ESSA отправит ИС агенту, имеющему проблему напряжения/перегрузки, о том, что он больше не может изменить мощность.

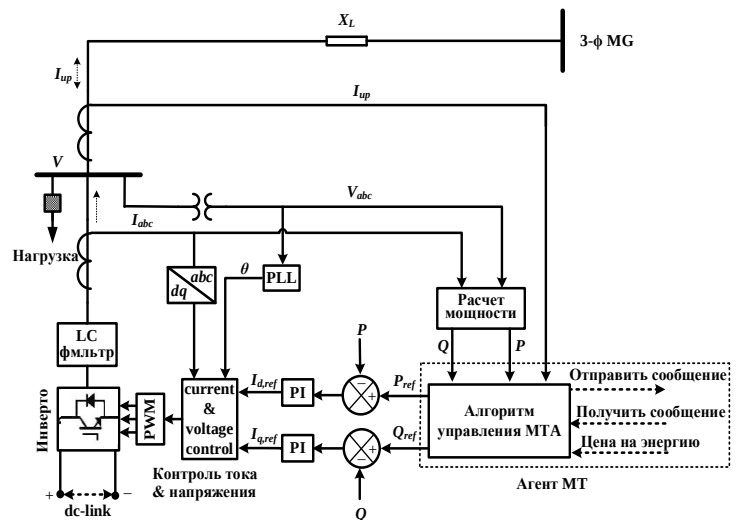


Рисунок 9 – Автономный способ управления КА

В четвертом разделе главы 3 разработана полная динамическая имитационная модель для проверки эффективности предлагаемой MACУ. MACУ моделируется в платформе JADE. Многопоточная конфигурация MATLAB-JADE создана для динамического моделирования для MG и MACУ. MACУ моделируется на платформе JADE. MG моделируется в MATLAB/Simulink. Интерфейс для связывания среды моделирования MG (MATLAB) с JADE разработан с использованием интерфейсных объектов. Это процедуры Java, которые передают данные между платформами MATLAB и JADE. Объекты интерфейса включают в себя две основные функции Java, SetData и GetData, для чтения данных из MG и реализации управляющих действий в MG. Во время динамического моделирования данные об условиях работы MG на каждом временном шаге передаются из среды MATLAB в JADE с помощью интерфейсных объектов. Затем агенты MACУ, созданные в среде JADE, обрабатывают информацию, производят управляющие действия, помещают данные управляющих действий внутрь интерфейсных объектов для реализации в среде MATLAB. Рисунок 11 иллюстрирует переток данных в имитационной модели. MG, используемый для оценки MACУ, представляет собой модифицированную тестовую энергосистему IEEE на 33 узла. MG включает в себя PV, WT, FC, MT, и ESS. MG подключен к основной электросети через трансформатор с устройством РПН. Предоставляются данные о эксплуатационных издержках и технических характеристиках для каждого DG.

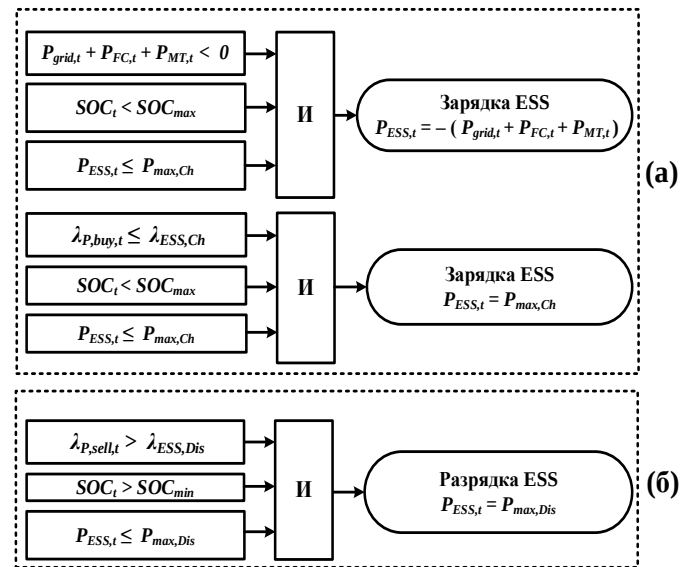


Рисунок 10 – Принципиальная схема зарядки и разрядки ESS: (а) режим зарядки (б) режим разрядки.

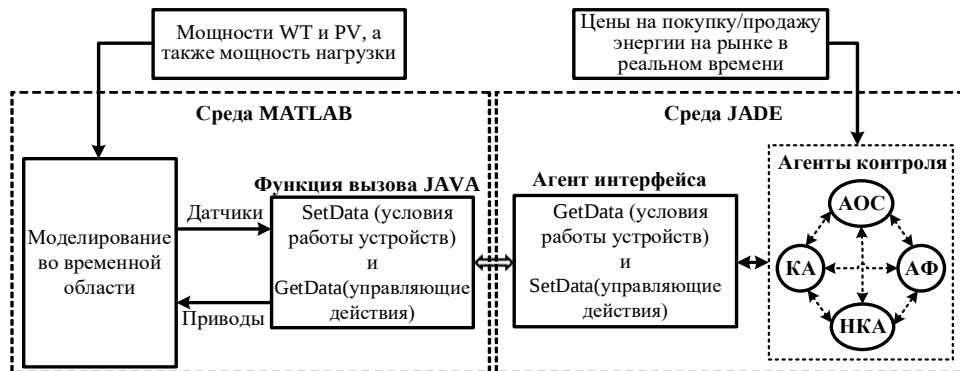


Рисунок 11 – Переток данных между JADE и MATLAB.

В пятом разделе главы 3 обсуждены результаты моделирования тестовых расчётов. моделирование выполняется для типового дня в каждом сезоне в течение года. На рис. 12 представлены средние дневные мощности для всех PV, всех WT и нагрузки MG для каждого сезона. Также представлены дневные цены покупки активной и реактивной мощности на рынке для каждого сезона. Для типичного дня в летнем сезоне MACУ сообщает о следующих действиях: В периоды непииковой нагрузки ESSA покупает активную мощность от АОС и начинает режим зарядки для ESS с 01:00 утра до 07:00 утра. ESSA регулирует базовые значения активной и реактивной мощности его преобразователя, как показан на рисунках 13 и 14. Накопленная энергия в ESS постепенно увеличивается со временем. Для всех периодов нагрузки МТА и FCA сравнивают свои затраты на генерацию активной/реактивной мощности с ценами покупки/продажи энергии на рынке электроэнергии в реальном времени. FCA и МТА корректируют свои базовые мощности, чтобы минимизировать эксплуатационные издержки MG, как показано на рисунках 13 и 14. Во время непииковой нагрузки LA в узле 2 обнаруживает, что переток мощности в соседней линии 1–2 превышает его допустимое значение (5 МВА), а направление перетока мощности – из основной сети.

Следовательно, АН в узле 2 сначала начинает переговоры с КА для устранения перегрузки путем изменения их выходной реактивной мощности. Примерно в 04:44, реактивных мощностей ESS и FC недостаточны для устранения перегрузки. Таким образом, АН в узле 2 получает ИС от ESSA и FCA, сообщающие, что они больше не могут увеличивать реактивные мощности, поскольку их реактивные мощности достигли максимальных пределов. Следовательно, АН в узле 2 отправляет СПП к МТА, у которого есть следующее лучшее предложение для увеличения реактивной мощности. МТА отвечает СП, чтобы увеличить подачу реактивной мощности (ПРМ), как показано на рис. 14(с). МТА постепенно увеличивает свою реактивную мощность, чтобы уменьшить переток мощности в линии 1–2 до максимального предела, как показано на рис. 15.

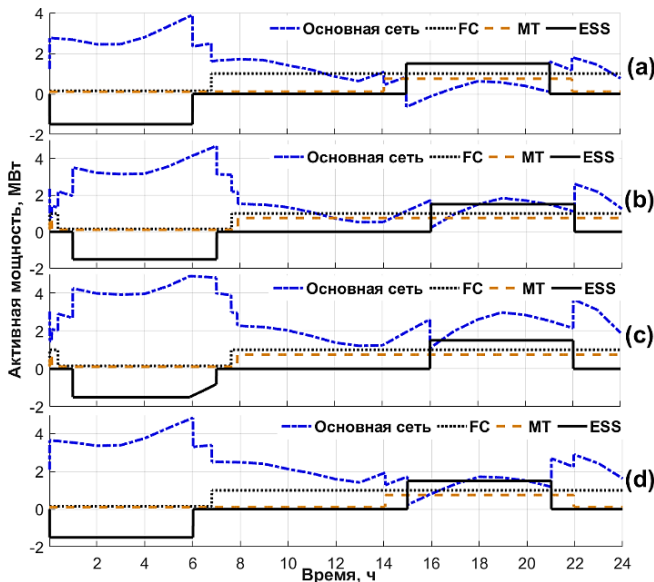


Рисунок 13 – Активные мощности основной электросети, FC, MT и ESS, (а) зима, (б) весна, (с) лето, (д) осень

Но, примерно в 05:42 утра, МТА посылает ИС к АН в узле 2, говоря, что он не может увеличить ПРМ больше, поскольку его реактивная мощность достигла максимального предела. Следовательно, АН в узле 2 снова отправляет СЗ к ESSA, чтобы уменьшить активную мощность ESS, потому что ESS находится в нисходящей зоне и ESS находится в режиме зарядки. ESSA отвечает СП, чтобы уменьшить активную мощность зарядки ESS за счет уменьшения базовой активной мощности преобразователя, как показано на рис. 13(с). ESSA постепенно снижает активную мощность зарядки ESS, чтобы уменьшить переток мощности в линии 1–2 до предела мощности, как показано на рис. 15. Примерно в 7:00 утра, ESS заканчивает режим зарядки. Таким образом, АН в узле 2 обнаруживает, что переток мощности в линии 1–2 быстро падает ниже своего предела, как показано на рисунке 15. Следовательно, АН в узле 2 отправляет сообщения ИС к ESSA, FCA и МТА, чтобы остановить изменение мощности, как показано на рисунках 13(с) и 14(с). Когда переток мощности в линии 1–2 возвращается в нормальное состояние, АН в узле 2 координирует работу с МТА, FCA и ESSA в порядке от высоких к низким эксплуатационным издержкам один за другим, чтобы сбросить их реактивные мощности до начальных значений, для минимизации эксплуатационных издержек MG.

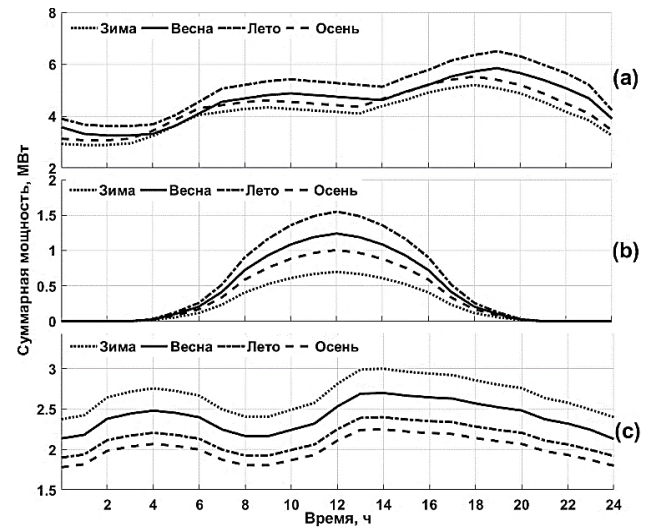


Рисунок 12 – Суммарные мощности MG за четыре сезона: (а) суммарная нагрузка, (б) суммарная мощность PV и (с) суммарная мощность WT

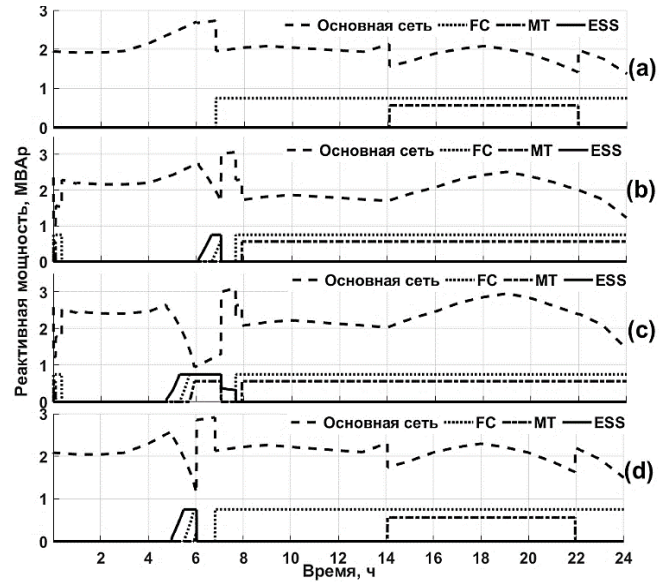


Рисунок 14 – Реактивные мощности основной электросети, FC, MT и ESS, (а) зима, (б) весна, (с) лето, (д) осень.

Уровни напряжения всех узлов в MG всегда находятся в допустимых пределах в результате совместной работы агентов с недопустимыми отклонениями напряжения и АОС. Например, в летний сезон, в 00:00 утра, АН в узлах 18 и 33 обнаруживает, что их напряжения меньше, чем предела 0,95 о.е. Поэтому они отправляют СЗ к АОС для регулирования напряжения с помощью устройства РПН. АОС отправляет СП к АН с недопустимым напряжением для увеличения ПРМ. После одного переключения РПН недопустимое напряжение в узлах 18 и 33 возвращается к пределу 0,95 о.е. Аналогично для других периодов агенты нагрузки будут координировать свои действия с АОС и другими КА. Следует отметить, что МАСУ изменяет номер отпайки РПН не более трех раз в день. Таким образом, МАСУ защищает РПН от чрезмерных механических нагрузок.

Кроме того, в этом разделе, доказана производительность предлагаемой МАСУ по сравнению с другими современными подходами. В таблице 2 сравниваются производительность предлагаемой МАСУ с тремя недавними подходами, а именно PSO в [1], ВА [3] и многоагентной системы (МАС) в [5]. Все оцененные методы поддерживали напряжения в узлах MG в допустимых рабочих пределах в течение всего года, за исключением ВА в [3] и МАС в [5]. То же самое наблюдается и для перетоков энергии в линиях. Это показано на рис.16 для профиля напряжения в узле 33 в летний сезон. Кроме того, в этом разделе, рассмотрены эффекты сбоя связи между некоторыми агентами, влияние неопределенности на эффективность МАСУ, оценка эффекта ESS, а также влияние изменения цены продажи энергии на рынке на прибыль MG. Результаты подтверждают эффективность и гибкость предлагаемой МАСУ для различных условий эксплуатации.

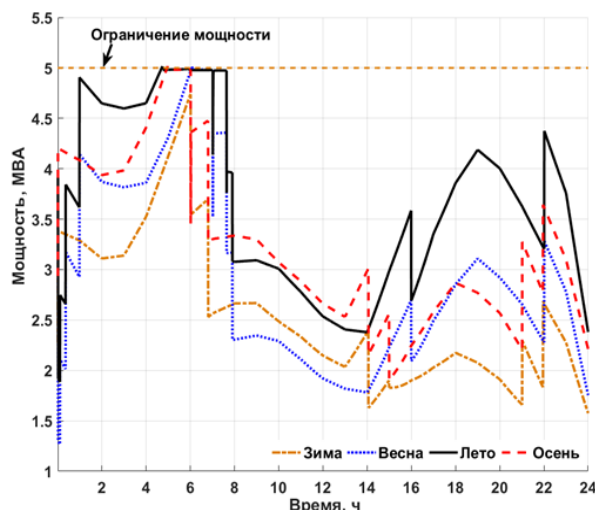


Рисунок 15 – Динамическое изменение перетока мощности в линии 1–2 для всех сезонов.

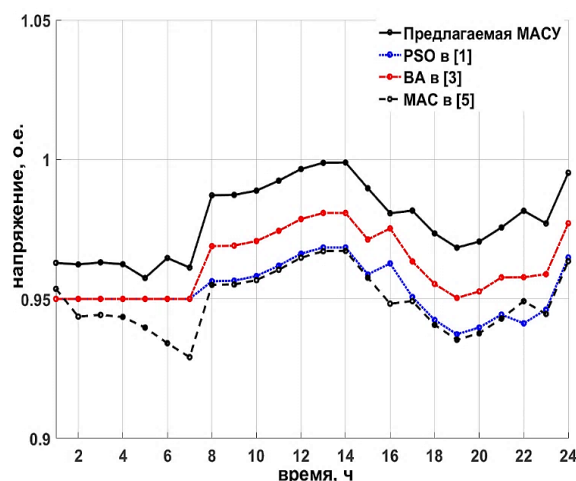


Рисунок 16 – Напряжение в узле 33 в летний сезон с использованием предлагаемой МАСУ, PSO в [1], ВА [3] и МАС в [5].

Таблица 2 – Сравнение предлагаемой МАСУ с другими подходами

Параметр	МАСУ	МАС в [5]	PSO в [1]	ВА в [3]
Годовая прибыль MG, (млн. \$/год)	1.992	1.928	1.957	1.884
Среднегодовые потери мощности, (МВт)	62.5	98	66	94.7
Годовое минимальное напряжение, (о.е.)	0.95	0.93	0.95	0.9373
Годовое максимальное напряжение, (о.е.)	1.031	1.01	1.022	1.01

В главе 4 представлен новый подход к расчёту электрического режима (РЭР) в изолированных MG (isolated microgrid, далее – IMG). Предлагается существенная модификация известного метода Ньютона-Рафсона (НР) для РЭР, называемая продвинутым методом Ньютона-Рафсона (ПМНР), чтобы соответствовать характеристикам IMG. Где, для IMG только с DG не существует балансирующего узла, который позволил бы MG иметь постоянную частоту. Таким образом, матрица узловых проводимостей IMG не является фиксированной. Кроме того, у IMG обычно есть DG, работающие в режиме статизма (droop-controlled DG, далее – DCDG), их напряжение и мощность зависят от частоты. Эти факторы делают РЭР сложной задачей для IMG, которую невозможно решить с помощью классических методов РЭР.

В первом разделе главы 4 представлен обзор литературы по предыдущим работам, разработанным для РЭР в IMG, и подчеркиваются недостатки существующих методов.

Во втором разделе главы 4 представлены моделирование матрицы узловых проводимостей IMG, нагрузки и DG. Поскольку в IMG нет балансирующего узла, который позволил бы её иметь постоянную частоту. Следовательно, в IMG один или несколько контролируемых DG должны работать в режиме статизма с постоянным напряжением и частотой, чтобы гарантировать стабильность частоты и напряжения MG путем отслеживания размаха мощности и достижения баланса между генерацией и потреблением. В случае статизма DG подает активную и реактивную мощность в IMG в соответствии со его характеристиками статизма. Следующие уравнения представляют распределение мощности DCDG.

$$P_G = \frac{1}{m_p} (f_o - f) + P_o \quad (9)$$

$$Q_G = \frac{1}{n_q} (|V_o| - |V_G|) + Q_o \quad (10)$$

Где f и f_o - частота MG и номинальная частота MG, соответственно. P_G , P_o , и m_p - выходная активная мощность, заданное значение активной мощности, а наклон статической характеристики активной мощности-частоты ($P-f$). Q_G , Q_o , и n_q - выходная реактивная мощность, заданное значение реактивной мощности, а наклон статической характеристики реактивной мощности-напряжения ($Q-V$). P_o и Q_o обычно вводятся как ноль.

Контур управления виртуальным импедансом добавлен к системе управления инвертора DG. Этот контур регулирует как напряжение (V_G), так и Q_G DCDG. Рисунок 17 иллюстрирует концепцию виртуального импеданса. Как показано на рисунке 17, напряжение на выходных клеммах DCDG или напряжение виртуальной шины статизма (V_{Gv}) определяется с помощью (11).

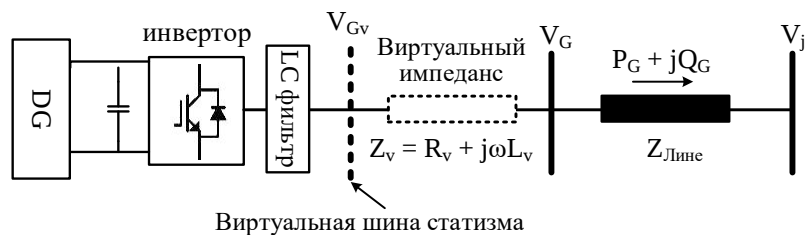


Рисунок 17 – Иллюстрация концепции виртуального импеданса

$$V_{Gv} = V_G + \sqrt{3} I_G (R_v + j\omega L_v) \quad (11)$$

$$I_G = \frac{(P_G - jQ_G)}{V_G^*} = \frac{(V_G - V_j)}{Z_{Line}} \quad (12)$$

Таким образом, Q_G для DCDG в (10), изменяется на (13).

$$Q_G = \frac{1}{n_q} (|V_o| - |V_{Gv}|) \quad (13)$$

Где, R_v и L_v - значения виртуального сопротивления и виртуальной индуктивности на фазу.

В третьем разделе главы 4 предлагается алгоритм решения ПМНР для выполнения РЭР в IMG. В традиционный метод НР внесены существенные модификации, чтобы соответствовать свойствам изолированных MG. Новая формулировка матрицы Якоби разработана для учета различных характеристик управления DG, а также изменения частоты. Более того, контур управления виртуальным импедансом интегрирован в схему управления DG со статизмом. Это адаптирует выходной импеданс инвертора DG, обеспечивая стабильную работу DCDG в слабых MG. Таким образом, стабильная работа DCDG возможна для всех MG независимо от отношения X/R . Кроме того, скорость сходимости ПМНР улучшается за счет введения коэффициентов ускорения для угла напряжения, величины напряжения и частоты. Оптимальные коэффициенты ускорения определяются с помощью метода PSO.

В четвертом разделе главы 4 представлены и обсуждены результаты моделирования. ПМНР применяется к IMG на основе модифицированной версии тестовой 33-узловой энергосистемы IEEE. IMG включает четыре WT, четыре PV, два MT с контролем статизма, ESS с контролем

PQ, и FC с контролем статизма. Все WT и PV работают с отслеживанием точки максимальной мощности и с единичным коэффициентом мощности. Данные моделирования DCDG и DG с контролем PQ (т. е. контроль активной и реактивной мощности) представлены. Полученные результаты ПМНР сравниваются с динамическим моделированием в среде MATLAB/Simulink, а также с новыми исследованиями в [6].

❖ Случай без виртуального импеданса

результаты ПМНР очень близки к результатам динамического моделирования в среде MATLAB/Simulink. Частота IMG сходилась на уровне 0,99699 о.е. в случае динамического моделирования и 0,99698 о.е. с использованием ПМНР. Максимальная ошибка невязки между установившимися результатами, полученными с помощью динамического моделирования и методом ПМНР для угла напряжения и величины напряжения, составляет менее $8,6 \cdot 10^{-4}$ и $8 \cdot 10^{-5}$ соответственно. Также, ошибка невязки частоты MG меньше $1 \cdot 10^{-5}$. Между тем ошибка невязки мощности на любой узлу меньше $8 \cdot 10^{-4}$. В таблице 3 сравнивается производительность ПМНР и с методом НР в [6]. ПМНР требует значительно меньше итераций и времени вычислений для схождения. Это сокращает время расчета, необходимое для выполнения РЭР, примерно на 25% по сравнению с методом НР в [6]. Кроме того, частота MG сходится к 0,99698 о.е. после 3 итераций с использованием ПМНР. Между тем, она сходится к тому же значению после 5 итераций с использованием метода НР в [6]. Таким образом, общая скорость сходимости ПМНР превосходит скорость сходимости метода НР в [6]. Оба метода имеют одинаковый уровень точности полученных результатов по сравнению с динамическим моделированием.

Таблица 3 – Оценка эффективности ПМНР по сравнению с методом НР в [6]

Параметр	ПМНР	Метод НР в [6]
Время расчета, сек	0.3568	0.4745
Количество итераций	8	11

❖ Учет виртуального импеданса

Значение $0,045 + j0,3142$ о.е./фаза установлено на Z_V в рисунке 17. Результаты ПМНР, как правило, становятся намного ближе к установившимся результатам динамического моделирования при учете виртуального импеданса. Для допуска $1 \cdot 10^{-5}$, количество итераций также 8. Максимальная ошибка невязки между установившимися результатами, полученными с помощью динамического моделирования и методом ПМНР угла напряжения и величины напряжения меньше, чем $7 \cdot 10^{-4}$ и $1 \cdot 10^{-4}$, соответственно, как показано на рис. 18. Кроме того, ошибка невязки частоты MG меньше $3 \cdot 10^{-6}$. Между тем, ошибка несоответствия активной мощности в любом узле меньше $6 \cdot 10^{-4}$. Интересно, что точность расчета реактивной мощности значительно улучшена за счет учета виртуального импеданса, как показано на рис. 19.

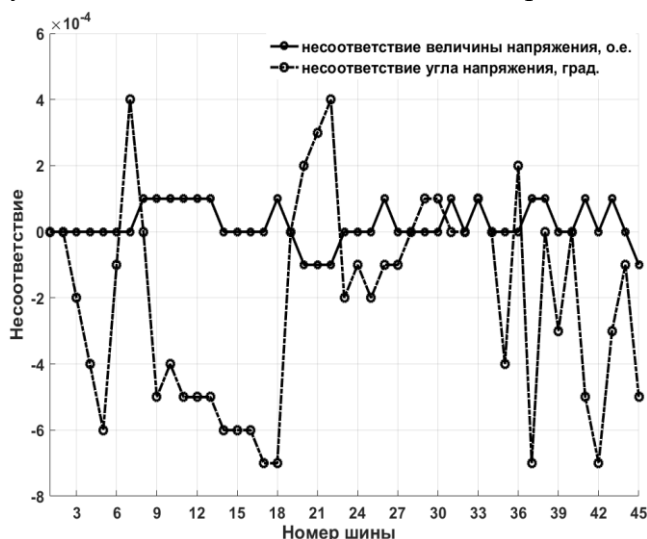


Рисунок 18 – Ошибка несоответствия величины напряжения и угла напряжения с учетом виртуального импеданса.

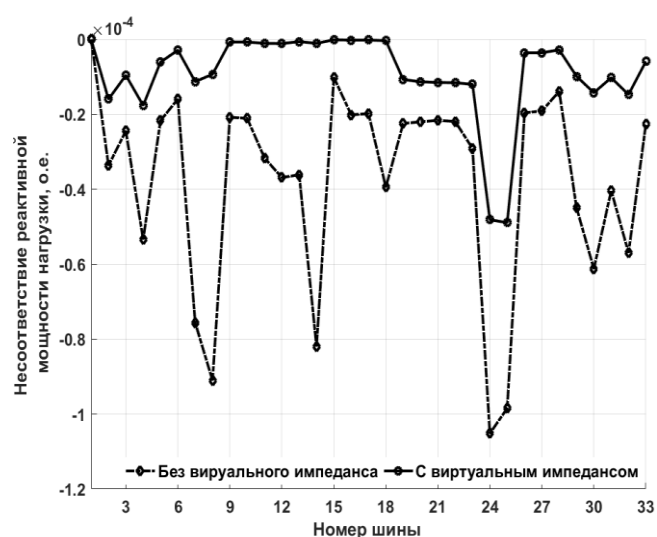


Рисунок 19 – Ошибка несоответствия реактивной мощности с виртуальным импедансом и без него

Следует иметь в виду, что учет контура виртуального импеданса в системе управления DCDG поддерживает стабильную работу низковольтной IMG с низким соотношением X/R . Учет виртуального импеданса также повышает точность расчета результатов РЭР по сравнению со случаем без виртуального импеданса.

В главе 5 представлена вероятностная система оперативного управления (СОУ) для оптимальной работы IMG на сутки вперед. СОУ учитывает неопределенности в прогнозируемых мощностях RDG и нагрузки. IMG имеет различные типы DG, такие как PV, WT, система хранения энергии на базе батарей (BESS), FC и MT. Целевая функция, которую необходимо минимизировать, включает пять терминов: операционные расходы DG с учетом P&Q; стоимость урезанной мощности из RDG; стоимость необслуживаемой энергии нагрузки; стоимость сдвига (смещения) потребительского спроса; и стоимость потерь мощности. Предлагаемая СОУ определяет оптимальные графики управляемых DG, а также оптимальные графики разряда и зарядки BESS. Улучшенный ВА (IBA) интегрирован в СОУ как надежный алгоритм оптимизации.

В первом разделе главы 5 представлен обзор литературы по предыдущим работам по централизованным СОУ, используемым в IMG, и освещены недостатки существующих методов.

Во втором разделе главы 5 сформулированы целевая функция и ограничения задачи энергоменеджмента для IMG. Целевая функция состоит в том, чтобы минимизировать общую стоимость работы на сутки вперед IMG (TC_{IMG}), получается, как:

$$\min TC_{IMG} = \sum_{t=1}^{T_p} \sum_{s=1}^{N_s} \rho_t^s \left(C_{OM,t}^s + C_{U,t}^s + C_{C,t}^s + C_{DR,t}^s + C_{PL,t}^s \right) \quad (14)$$

Стохастический характер RDG и нагрузок рассматриваются в (14) с учетом различных сценариев, которые создаются и выбираются с использованием ММК и схемы сокращения сценариев. $C_{OM,t}$ - общие затраты на эксплуатацию и обслуживание DG для сценария s и периода времени t , определяемая (15). $C_{U,t}$ указывает стоимость не-подаваемой мощности нагрузки, определяемая (16). $C_{C,t}$ - стоимость сокращенной мощности из возобновляемых DG, представленная в (17). $C_{DR,t}$ является стоимостью сдвига/смещения потребительских нагрузок с периодов пиковой нагрузки в периоды внепиковой нагрузки, эта стоимость представляет собой платежи/скидки, предлагаемые потребителям, их нагрузки сдвинуты, представленная в (18). $C_{PL,t}$ - стоимость потерь P&Q, она представлена в (19). ρ_t - вероятность s -го сценария. T_p и N_s - общее количество периодов времени дня и общее количество выбранных сценариев.

$$C_{OM,t} = \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^{G_h} x_{DG,t}^{g,h} \left(C_{DG,t}^{g,h} + \lambda_{M,DG}^{g,h} P_{DG,\max}^{g,h} \right) + \sum_{e=1}^E y_{BESS,t}^e \left(C_{BESS,t}^e + \lambda_{M,BESS}^{g,h} S_{BESS,\max}^e \right) \quad (15)$$

$$C_{U,t} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} \lambda_{un,t}^P P_{i,t}^{un} + \lambda_{un,t}^Q Q_{i,t}^{un} \quad (16)$$

$$C_{C,t} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} \lambda_{cr,t} P_{i,t}^{cr} \quad (17)$$

$$C_{DR,t} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} \lambda_{dr,t}^P dP_{i,t}^{up} + \lambda_{dr,t}^Q dQ_{i,t}^{up} \quad (18)$$

$$C_{PL,t} = \lambda_{PL,t}^P P_{Loss,t} + \lambda_{PL,t}^Q Q_{Loss,t} \quad (19)$$

Где, $x_{DG,t}^{g,h}$ - бинарное состояние для g -го DG h -й категории ($x=1$ для включения и 0 для выключения). $C_{DG,t}^{g,h}$ - операционные расходы для g -го DG h -й категории. $P_{DG,\max}^{g,h}$ - номинальная максимальная мощность для g -го DG h -й категории. $\lambda_{M,DG}^{g,h}$ - стоимость обслуживания для g -го DG h -й категории. H и G_h - количество категорий/типов DG в MG и количество DG, относящихся к h -й категории, соответственно. $y_{BESS,t}^e$ является двоичным состоянием для e -го BESS (т. е. $y=1$ или 0).

$C_{BESS,t}^e$ - эксплуатационные издержки для e -го BESS. $S_{BESS,max}^e$ - номинальная максимальная мощность для e -го BESS. $\lambda_{M,BESS}^e$ - стоимость обслуживания для e -го BESS. E - количество установленных BESS. $\lambda_{un,t}^P$ и $\lambda_{un,t}^Q$ - затраты на не-подаваемые P&Q нагрузки в узле i . $P_{i,t}^{un}$ и $Q_{i,t}^{un}$ являются необслуживаемым P&Q нагрузки в узле i и время t . N_{bus} - это количество шин (узлов) в IMG. $\lambda_{cr,t}$ и $P_{b,t}^{cr}$ - стоимость сокращенной мощности и количество сокращенной мощности из возобновляемых DG в узле b и в момент времени t , соответственно. $\lambda_{dr,t}^P$ и $\lambda_{dr,t}^Q$ - затраты активной и реактивной мощности нагрузки, сдвинутой вверх на шине i . $dP_{i,t}^{up}$ и $dQ_{i,t}^{up}$ - количество P&Q нагрузки, сдвинутой вверх на шине i в момент времени t . $\lambda_{PL,t}^P$ и $\lambda_{PL,t}^Q$ являются затратами на потери P&Q. $P_{Loss,t}$ и $Q_{Loss,t}$ - общие потери P&Q в IMG.

Чтобы гарантировать стабильную работу IMG, необходимо удовлетворить ряд ограничений:

1) Ограничения мощности DG:

$$\begin{cases} P_{DG,min}^k \leq P_{DG,t}^k \leq P_{DG,max}^k \\ Q_{DG,min}^k \leq Q_{DG,t}^k \leq Q_{DG,max}^k \end{cases} \quad (20)$$

Где, $P_{DG,min}$ и $Q_{DG,min}$ - минимальные пределы генерации P&Q для DG k . $P_{DG,max}$ и $Q_{DG,max}$ - максимальные пределы генерации P&Q для DG k .

2) Ограничения BESS: Энергия, хранимая в BESS в момент времени t ($E_{BESS,t}$), равна

$$E_{BESS,t} = E_{BESS,t-1} + \left(\eta_{ch} P_{BESS,t} S_t^{ch} - \frac{P_{BESS,t}}{\eta_{dis}} S_t^{dis} \right) \Delta t \quad (21)$$

$$E_{BESS,min} \leq E_{BESS,t} \leq E_{BESS,max} \quad (22)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{BESS,t} \leq P_{BESS,max}^{ch} S_t^{ch} & \text{если } P_{BESS,t} > 0 \\ 0 \geq P_{BESS,t} \geq P_{BESS,max}^{dis} S_t^{dis} & \text{если } P_{BESS,t} < 0 \end{cases} \quad (23)$$

Где, $E_{BESS,min}$ и $E_{BESS,max}$ - минимальная и максимальная допустимая энергия, хранимая в BESS, соответственно. Δt - временной шаг оптимизации, который в данной работе установлен равным 1 часу. $P_{BESS,max}^{ch}$ и $P_{BESS,max}^{dis}$ - максимальная мощность заряда и разряда BESS. S_t^{ch} и S_t^{dis} - бинарные состояния BESS в режимах заряда и разряда в t -й час соответственно.

3) Ограничения реакции потребительского спроса (DR): Суммарная P&Q нагрузок, сдвинутых вверх, должна быть равна суммарной P&Q нагрузок, сдвинутых вниз, в течение дня:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{T_p} \sum_{i=1}^{N_{bus}} dP_{i,t}^{up} = \sum_{t=1}^{T_p} \sum_{i=1}^{N_{bus}} dP_{i,t}^{down} \\ \sum_{t=1}^{T_p} \sum_{i=1}^{N_{bus}} dQ_{i,t}^{up} = \sum_{t=1}^{T_p} \sum_{i=1}^{N_{bus}} dQ_{i,t}^{down} \end{cases} \quad (24)$$

Где, $dP_{i,t}^{down}$ и $dQ_{i,t}^{down}$ - P&Q нагрузки, сдвинутой (смещенной) вниз на шине i , и время t .

4) Ограничения баланса мощности: Баланс P&Q между выходной мощностью DG и мощностью нагрузки IMG должен поддерживаться в любое время t следующим образом:

$$\sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^{G_h} P_{DG,t}^{g,h} + \sum_{e=1}^E (S_t^{dis} - S_t^{ch}) P_{BESS,t}^e = \sum_{i=1}^{N_{bus}} P_{D,t}^i + P_{Loss,t} \quad (25)$$

$$\sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^{G_h} Q_{DG,t}^{g,h} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} Q_{D,t}^i + Q_{Loss,t} \quad (26)$$

Где, $P_{D,t}^i$ и $Q_{D,t}^i$ - переменные P&Q нагрузки в узле i и время t .

5) Ограничения по напряжению в узле, частоте IMG, перетоку мощности в линии и соединительным переключателях:

$$V_{min} \leq V_{i,t} \leq V_{max} \quad (27)$$

$$I_{ij,t} \leq I_{ij,max} \quad (28)$$

$$N_{S,ij} \leq N_{S,ij,max} \quad (29)$$

Где, $V_{i,t}$ - напряжение шины i в момент времени t . V_{max} и V_{min} - допустимые пределы напряжения шин IMG. $I_{ij,t}$ - ток линии $i-j$ в момент времени t . $I_{ij,max}$ - максимальный ток линии $i-j$. $N_{S,ij}$ - общее количество переключений раз для соединительного переключателя между шиной i и шиной j . $N_{S,ij,max}$ - максимальное количество ежедневных переключений раз для переключателя $i-j$.

В третьем разделе главы 5 представлен ИВА с предлагаемыми изменениями, представленными в главе 2. Алгоритм 1 описывает ИВА с помощью псевдокода.

Алгоритм 1. Псевдокод ИВА

Вводятся начальные значения параметров ВА, скорости пульса (r_o) и громкости (A_o). Где подходящие начальные значения этих параметров определяются с использованием схемы, представленной в шестом разделе этой главы.

Генерируются случайные начальные векторы положения (X) и скоростей (V) для популяции (N_P) летучих мышей.

Определяется вектор целевой функции (F) на основе текущих положений летучих мышей.

Устанавливается начальное локальное решение (значение F) для летучей мыши как лучшее значение и сохраняется его в векторе (FBS).

Находится глобальное лучшее решение (FGS), минимум FBS и соответствующее глобальное наилучшее положение (X_G) для всех летучих мышей.

Начало цикла итерации и обновления векторов V и X .

While ($it < \text{максимального количества итераций}$) **выполнять**

For $b = 1$ до N_P **выполнять**

$$f_b^{it} = f_{b,min} + \tau_b (f_{b,max} - f_{b,min}), \quad V_b^{it} = \omega_b^{it-1} V_b^{it-1} + f_b^{it} (X_G - X_b^{it-1}), \quad X_b^{it} = X_b^{it-1} + V_b^{it},$$

где, f - частота летучей мыши b в пределах $\{f_{b,min}, f_{b,max}\}$; τ_b - случайное число в наборе $[0, 1]$ летучей мыши b ; ω_b - коэффициент демпфирования скорости летучей мыши b .

Если $\tau_b > r_b^{it}$ **то**,

$X_b^{it,new} = X_G + \kappa * \phi_b$, где, κ - константа, ограничивающая размер шага случайного блуждания летучей мыши b ; ϕ_b - случайное число из множества $[-1, 1]$.

Иначе, $X_b^{it,new} = X_b^{it}$,

Конец, Если

Обновляется значение (F) на основе новых положения летучих мышей. Затем **обновляется** положение и FBS_b летучей мыши b как:

Если ($F(X_b^{it,new}) \leq FBS_b$ & $\tau_b < A_b^{it}$) **то** $FBS_b = F(X_b^{it,new})$, $X_b^{it} = X_b^{it,new}$,

Увеличение r_b , **уменьшение** A_b , а **снижение** ω_b летучей мыши b , как:

$$r_b^{it} = \alpha_r r_b^{it-1}, \quad A_b^{it} = \alpha_A A_b^{it-1}, \quad \omega_b^{it} = \alpha_\omega \omega_b^{it-1}, \quad \text{где } \alpha_A, \alpha_r \text{ и } \alpha_\omega - \text{весовые коэффициенты } r, A \text{ и } \omega \text{ летучей мыши } b.$$

Конец, Если

Обновляется FGS и X_G на итерации it как:

Если ($FBS_b \leq FGS$) **то** $FGS = FBS_b$, $X_G = X_b^{it,new}$,

Изменяется r , A других летучих мышей, чтобы они были такими же, как параметры этой летучей мыши, имеющей лучшее глобальное решение.

Конец, Если

Конец, For (конец индикатора b)

Конец, While (конец индикатора it)

В четвертом разделе главы 5 реализован ИВА для решения задачи энергоменеджмента, сформулированной во втором разделе. В пятом разделе главы 5, представлены настройки моделирования для оценки предлагаемой СОУ. Это модифицированная тестовая энергосистема IEEE на 33 узла. Кроме того, IMG включает в себя три соединительных переключателя между латеральными MG и используются для изменения конфигурации MG, чтобы минимизировать потери P&Q, а также улучшить уровень напряжения в IMG. Стандартное отклонение и средние значения нагрузки, скорости ветра и солнечной радиации за сутки в весеннее время определены. Также рассматриваются четыре различные модели нагрузки MG и их параметры. На рисунке 20 показаны средние часовые значения для общей P&Q нагрузки IMG, общей мощности WT, и общей мощности PV. На рис. 21 показаны ФРВ нагрузки, скорости ветра и солнечной радиации при 13-й час.

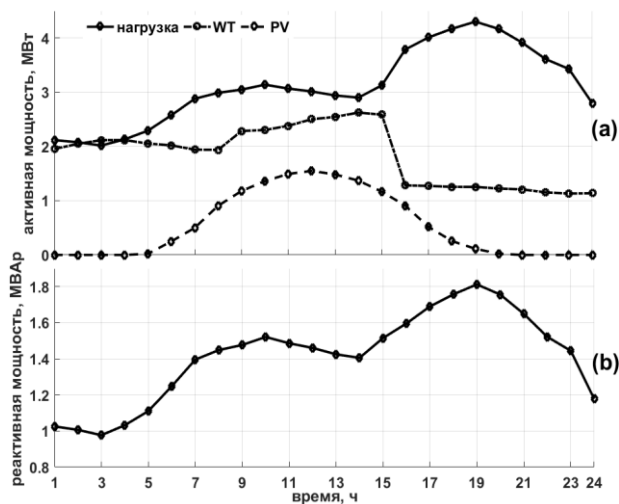


Рисунок 20 – Среднесуточные P&Q нагрузки и общая активная мощность RDG: (a) общая активная мощность нагрузок и RDG, (b) общая реактивная мощность

В шестом разделе главы 5, представлена схема выбора подходящих начальных значений скорости пульса (r_o) и громкости (A_o) ИВА. Выбор этих параметров влияет на производительность ИВА. Таким образом, r_o и A_o должны быть настроены для оптимизации производительности ИВА в задаче СОУ. На рис. 22 изображена блок-схема настройки r_o и A_o . Также на рисунке 23 сравниваются полученные закономерности сходимости за 10-й час. Интересно отметить, что на рис. 23 показано, что случай, когда $A_o = 0,88$ и $r_o = 0,12$, приводит к наименьшей стоимости и наименьшему количеству итераций одновременно. Кроме того, установлено, что эти наилучшие значения A_o и r_o одинаковы для других часов дня.

В седьмом разделе главы 5 представлены результаты моделирования для двух случаев с использованием ИВА. В первом случае предположим, что в этом случае DR и реконфигурация MG не рассматриваются. Так, все переключатели MG соединительных линий остаются открытыми. Во втором случае предположим, что в этом случае рассматриваются DR и реконфигурация MG, и начальные состояния всех переключателей MG разомкнуты.

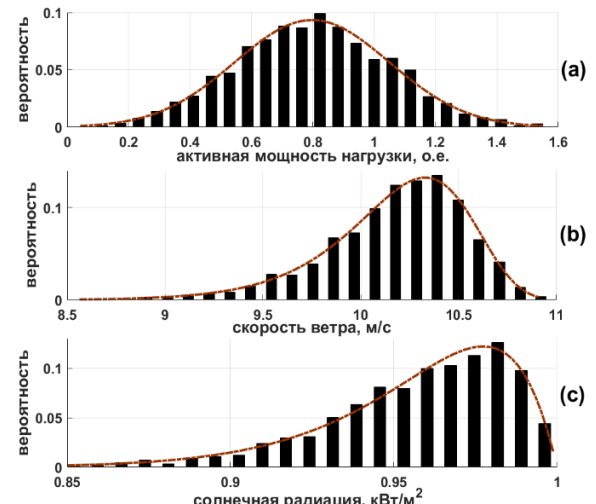


Рисунок 21 – Паттерны ФРВ при $t = 13:00$: (a) мощность нагрузки, (b) скорости WT и (c) излучения PV

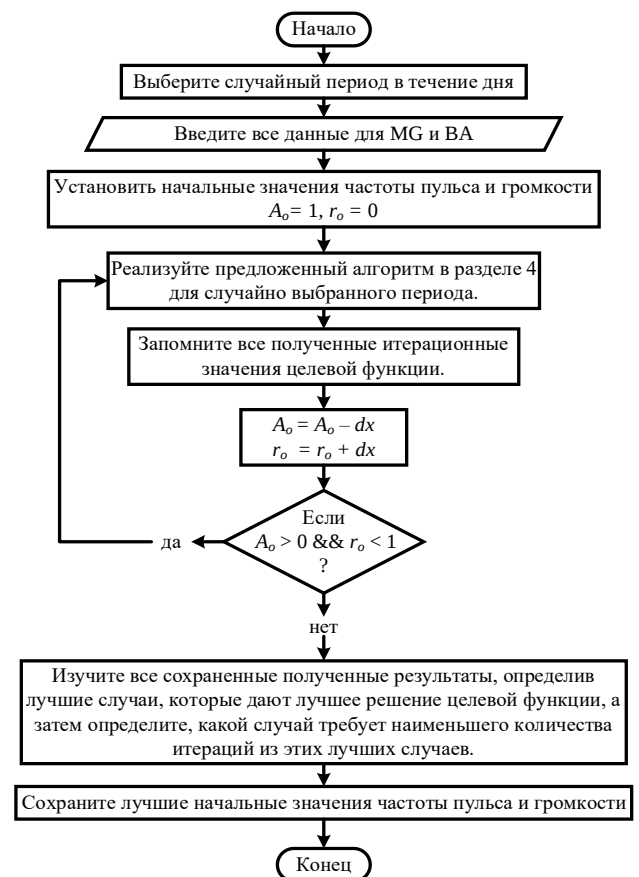


Рис. 22 – Блок-схема для выбора параметров ИВА

Для второго случая полученные значения среднечасовой активной мощности DG для различных моделей нагрузки показаны на рисунке 24. Как и на рисунке 24, на рисунке 25 показана реактивная мощность. Схемы распределения активной мощности DG для всех различных моделей нагрузки аналогичны. Кроме того, схемы участия реактивной мощности DG для моделей нагрузки с постоянной мощностью и постоянным импедансом аналогичны. Но участие реактивной мощности DG различается для модели нагрузки, зависящей от напряжения и частоты, и модели нагрузки, зависящей от напряжения. Кроме того, Зарядка BESS начинается почти с 01:00 до 15:00 в периоды непиковой и средней нагрузки, как показано на рисунке 24. На рисунке 26 показывает сдвинутые нагрузки от периодов пиковой нагрузки до периодов средней пиковой нагрузки для различных моделей нагрузки. Кроме того, СОУ обнаружила, что общее ежедневное количество времени переключения для всех соединительных переключателей составляет 11, 7, 9 и 11 раз в день для моделей нагрузки с постоянной мощностью, постоянным импедансом, зависящими от напряжения и частоты и зависящими от напряжения, соответственно.

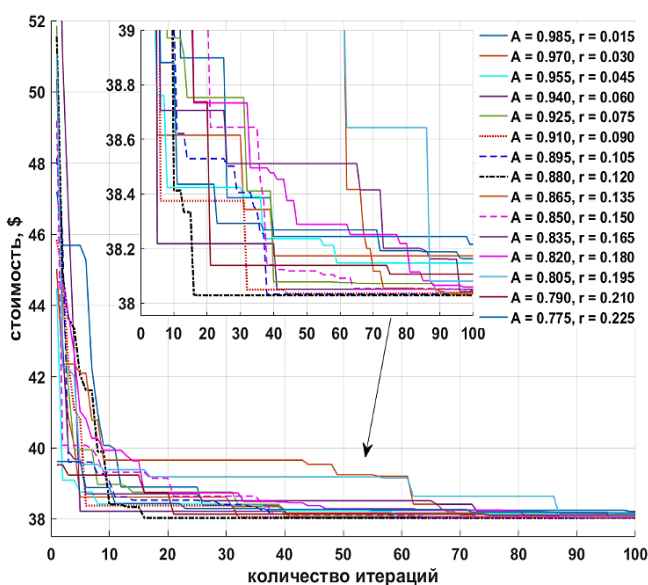


Рисунок 23 – Паттерны сходимости при $t = 10:00$ ч.

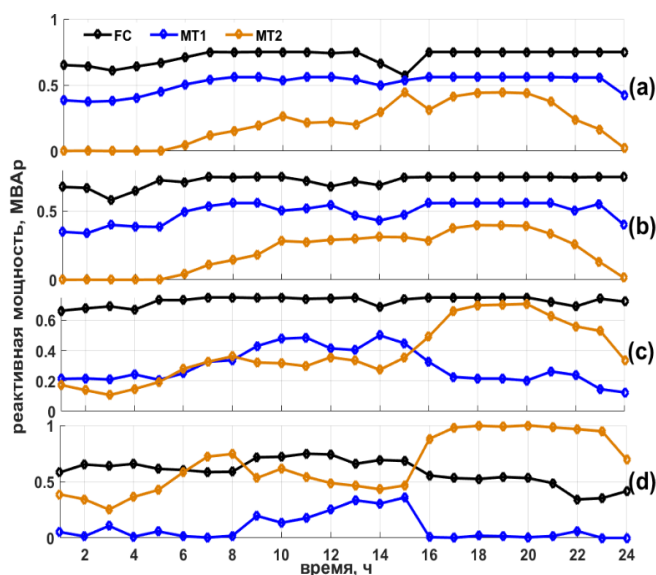


Рисунок 25 – Средняя реактивная мощность FC, MT₁ и MT₂ для различных моделей нагрузки: (а) постоянная мощность, (б) постоянный импеданс, (с) зависимость от напряжения и частоты и (д) зависимость от напряжения

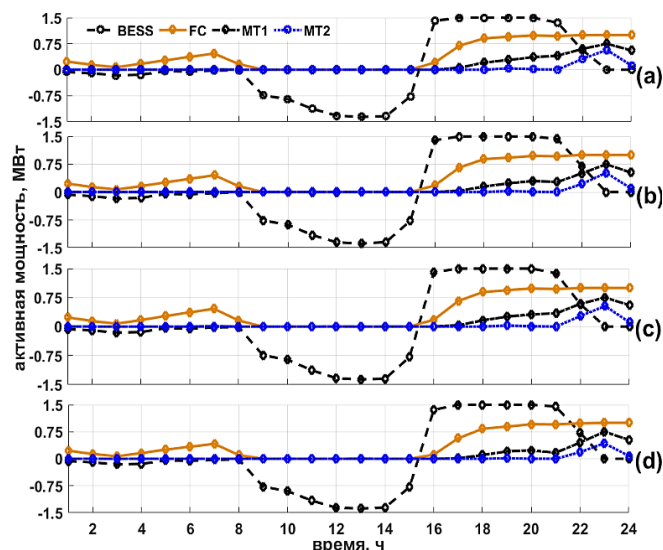


Рисунок 24 – Средняя активная мощность BESS, FC, MT₁ и MT₂ для различных моделей нагрузки: (а) постоянная мощность, (б) постоянный импеданс, (с) зависимость от напряжения и частоты и (д) зависимость от напряжения

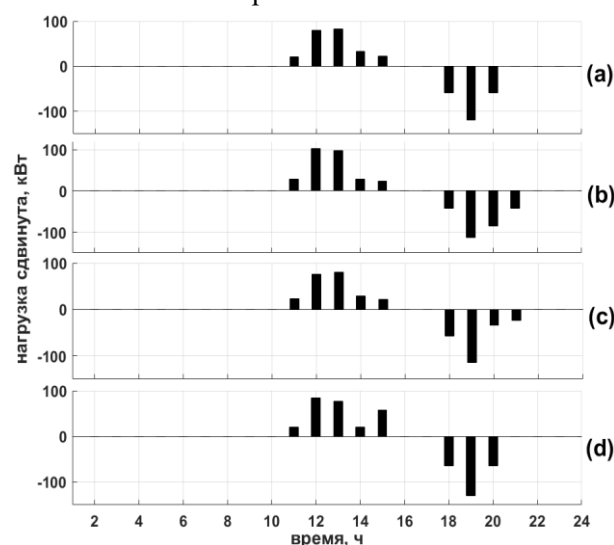


Рисунок 26 – Сдвигаемые нагрузки потребителей на различные модели нагрузки: (а) постоянная мощность: (б) постоянный импеданс, (с) зависимость от напряжения и частоты, (д) зависимость от напряжения

Кроме того, ежедневное количество переключений для каждого переключателя поддерживается ниже восьмикратного предела, как диктуется ограничением (29). В любом случае, с учетом DR и реконфигурации MG, СОУ улучшает почасовые напряжения всех узлов, а также снижает потери мощности почти на 50% для различных моделей нагрузки. Кроме того, представлено сравнение для оценки СОУ с другими схемами, такими как схемы, основанные на ВА в [3], PSO в [7] и ВА в [4]. Результаты представлены в таблице 3 для второго случая (с DR и с реконфигурацией MG). Ясно, что предлагаемая СОУ обеспечивает наилучшие экономические показатели для различных моделей нагрузки во всех случаях. Это гарантирует эффективность предлагаемой СОУ и ее способность избежать застревания в локальном минимуме. Все оцениваемые методы удовлетворяют всему набору ограничений.

Поскольку предлагаемая СОУ использует эффективный ПМНР для РЭР, представленный в главе 4, СОУ занимает всего 2,8 часа для выполнения задачи управления энергией на сутки вперед, представленной во втором случае. Но если метод Ньютона-Рафсона (НР) в [6], то время выполнения значительно увеличится до 4,9 часа для случая 2. На рисунке 27 сравниваются модели сходимости сравниваемых схем энергоменеджмента в таблице 3 в период времени 5–6 часов утра для моделей нагрузки с постоянным импедансом и зависимыми от напряжения и частоты. Следует отметить, что предлагаемая СОУ имеет самую высокую скорость сходимости и наименьшие эксплуатационные расходы IMG.

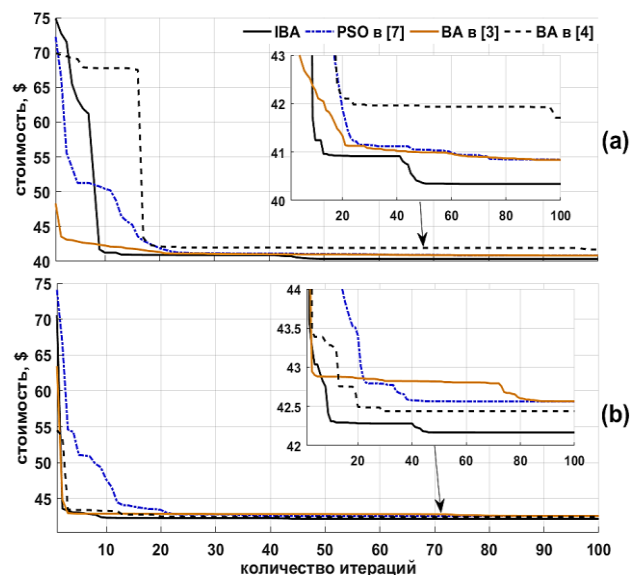


Рисунок 27 – Сравнение моделей сходимости в интервале 5–6 часов утра для двух моделей нагрузки: (а) постоянный импеданс, (б) зависимость от напряжения и частоты

Таблица 3 – Ежедневное сравнение производительности ИВА с другими алгоритмами

Элемент	Модели нагрузки	Общая средняя стоимость MG, \$	Суммарная средняя необходимая мощность нагрузки, кВт	Суммарная средняя сокращенная мощность из RDG, кВт	Общий средний сдвинутый спрос, кВт	Наивысшая средняя накопленная энергия, %	Наивысшее среднее напряжение, о.е.	Наименьшее среднее напряжение в узле, о.е.	Максимальное отклонение напряжения, о.е.	Суммарные средние потери активной мощности, кВт	Общее среднее время переключения для переключателей	Среднее время работы, час
ИВА	M ₁	1012	7.2	300	234	77	1.019	0.98	0.014	20	11	2.8
	M ₂	988	0	400	269	78	1.02	0.983	0.013	19.9	7	
	M ₃	990	0	308	211	77	1.013	0.97	0.011	19.8	9	
	M ₄	922	0	332	216	78	1.01	0.96	0.011	20.2	11	
ВА в [3]	M ₁	1080	98.8	371	190	78.2	1.015	0.974	0.020	29.2	22	3.4
	M ₂	1093	254	464	316	78.4	1.014	0.977	0.018	27.5	24	
	M ₃	1327	838	608	200	77.2	1.01	0.963	0.023	27	20	
	M ₄	1065	197	562	189	78.7	1.01	0.954	0.019	27.9	20	
ВА в [4]	M ₁	1402	470	1102	207	79	1.012	0.975	0.023	27.2	19	3.27
	M ₂	1214	0	1064	240	79.8	1.01	0.973	0.021	26.6	20	
	M ₃	1175	0	831	211	79.8	1.01	0.968	0.017	26.7	16	
	M ₄	1337	521	1051	260	79.2	1.0	0.958	0.019	26.4	22	
PSO в [7]	M ₁	1019	10.3	307	216	76.9	1.019	0.979	0.012	22.2	14	3.32
	M ₂	991	0	402	287	78	1.021	0.982	0.015	22.5	20	
	M ₃	995	4	300	215	76.9	1.012	0.968	0.013	22	14	
	M ₄	928	0	337	242	78	1.01	0.957	0.015	23.1	16	

M₁: постоянная мощность; M₂: постоянный импеданс; M₃: модель, зависящая от напряжения и частоты; и M₄: модель, зависящая от напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные выводы по работе:

1. Предложена централизованная СУЭ (ЦСУЭ) для оптимальной работы на сутки вперед в MG, подключенной к основной сети, максимизирующая прибыль MG с учетом всех технических ограничений. Задача энергоменеджмента математически сформулирована как задача стохастической нелинейной оптимизации с ограничениями. Неопределенности в прогнозах возобновляемых источников энергии и мощностях нагрузок анализируются с помощью соответствующих вероятностных моделей.
2. Предложены модификации, улучшающие характеристика процедуры оптимизации ВА и представлен метод настройки параметров ВА.
3. на основе опыта работы оператора MG, сформирован набор правил для регулирования работы ESS. Показано, что комбинация набора правил и новой улучшенной ВА решает проблему оптимизации. Полученные результаты проходят постобработку для дальнейшего уточнения путем настройки положения отпаяк РПН. Таким образом, определены оптимальная настройка активной и реактивной мощности на сутки вперед для каждого управляемого DG, мощность разряда/зарядки и состояние ESS, и количество активной/реактивной мощности экспортируемой/импортируемой в/из основной сети.
4. Предложенная ЦСУЭ максимизирует прибыль MG за меньшее время вычислений в сравнении с аналогами без нарушения эксплуатационных ограничений для всех возможных сценариев. Очевидное превосходство предлагаемой ЦСУЭ по сравнению с другими современными подходами доказано. Она всегда оказывается более быстрой и выгодной для MG.
5. Предложена децентрализованная СУЭ (ДСУЭ) для работы в режиме реального времени MG, подключенной к основной сети. Проблема энергоменеджмента MG решается с помощью распределенной MACU. MACU определяет оптимальные активные и реактивные мощности управляемых DG. MACU стремится максимизировать прибыль MG при соблюдении всех эксплуатационных ограничений. Она также устраняет возможные недопустимые отклонения напряжения и устраняет перегрузку линии с помощью координации управления реактивной мощности.
6. Реализована модель динамического моделирования на основе параллельных вычислений для MG и MACU путем интеграции платформ MATLAB/Simulink и JADE. Производительность MACU оценивается и сравнивается с другими новыми подходами. Результаты подтверждают эффективность и гибкость MACU для различных условий эксплуатации.
7. Предложен ПМНР для выполнения РЭР в IMG. В традиционный метод НР внесены некоторые изменения для соответствия характеристикам IMG. Эти характеристики включают изменение частоты IMG и распределение потерь мощности MG между DG. Математическая формулировка ПМНР позволяет использовать новую структуру матрицы Якоби и матрицы невязки для решения этих характеристик IMG. Кроме того, рассматривается включение виртуального импеданса в систему статизма DG для повышения устойчивости работы в низковольтной слабой IMG.
8. Основываясь на сравнении с моделированием во временной области, ПМНР имеет превосходную точность при вычислении угла напряжения, величины напряжения, активной мощности, реактивной мощности и частоты во всех узлах. Более того, было обнаружено, что ПМНР на 25% быстрее по сравнению с недавно опубликованным методом НР в [6], сохраняя тот же уровень точности. Кроме того, было отмечено включение виртуального импеданса для повышения точности результатов РЭР, не влияя на время работы. Представленный ПМНР может использоваться в качестве базового под-алгоритма в СУЭ изолированных MG.
9. Централизованная СОУ (ЦСОУ), основанная на скорректированном ВА, предлагается для оптимальной работы IMG на сутки вперед с учетом DR, реконфигурации MG, а также неопределенностей в прогнозах RDG и мощностях нагрузок. Предлагаемая ЦСОУ предназначена для минимизации эксплуатационных затрат DG, сокращенной мощности из RDG, недоотпуска электроэнергии потребителям, ущерба от отключений потребителей и стоимости потерь мощности. В ЦСОУ интегрированы нескольких типов моделей нагрузок.
10. Проведенные исследования показали, что наличие DR и реконфигурация MG может эффективно решить проблему управления операциями в IMG, снизить общие эксплуатационные

издержки IMG, снизить сокращенную мощность из RDG, снизить не-подаваемую мощность нагрузки, улучшить напряжение в узлах, и снизить потери мощности почти на 50% для различных моделей нагрузки. Предлагаемая ЦСОУ минимизирует общие эксплуатационные издержки IMG за более короткое время вычислений, не нарушая каких-либо ограничений для всех возможных сценариев. Очевидное превосходство предлагаемой ЦСОУ подтверждается другими подходами, упомянутыми в литературе.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИСЕРТАЦИИ

- A1. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Elmitwally A., Menaem A.A., Chen Z. A Framework for Profit Maximization in a Grid-Connected Microgrid with Hybrid Resources Using a Novel Rule Base-BAT Algorithm // IEEE Access. 2020. Vol. 8. № 1. P. 71460–71474. **(Scopus, Q1)**
- A2. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Elmitwally A., Chen Z. Robust multi-agent system for efficient online energy management and security enforcement in a grid-connected microgrid with hybrid resources // IET Generation, Transmission & Distribution. 2020. Vol. 14. № 9. P. 1726–1737. **(Scopus, Q1)**
- A3. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Refaat A., Elmitwally A. An Optimal day-ahead operation strategy for hybrid energy microgrid // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). 2019. P. 485–490. **(Scopus)**
- A4. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Refaat A., Elmitwally A. Optimal operation of a hybrid-energy microgrid with energy storage system // E3S Web of Conferences / ed. Mottaeva A. 2019. Vol. 138. P. 01003. **(Scopus)**
- A5. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Refaat A., Elmitwally A. An Algorithm for Power Flow Analysis in Isolated Hybrid Energy Microgrid Considering DG Droop Model and Virtual Impedance Control Loop // Sustainable Energy, Grids and Networks. Elsevier Ltd, 2021. **(на рассмотрении)**.
- A6. **Elgamal M.**, Korovkin N.V., Elmitwally A. Stochastic Active/Reactive Power Planning in an Isolated Hybrid Energy Microgrid Using an Adjusted Bat Algorithm Considering Demand Response and Microgrid Reconfiguration // Applied Energy. Elsevier Ltd, 2021. **(на рассмотрении)**.
- A7. **Элгамаль М.**, Коровкин Н.В., Рефаат А., Эльмитвалли А. Энергоменеджмент гибридной энергетической микросети на сутки вперед // Известия российской академии наук. энергетика, №1, С. 54–69, 2021. **(ВАК)**
- A8. Рефаат А., **Элгамаль М.**, Коровкин Н.В. Новая централизованная топология фотоэлектрических преобразователей, работающих с сетью, оптимизированная для условий частичного затенения // Электричество, №10, С. 54–60, 2019. **(ВАК)**

СПИСОК ЦИТИРУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Saboori H., Hemmati R. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators // Renew. Sustain. Energy Rev. Elsevier, 2017. Vol. 71, № 11. P. 365–372.
2. Alavi S.A., Ahmadian A., Aliakbar-Golkar M. Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based-on robust optimization and point estimate method // Energy Convers. Manag. 2015. Vol. 95, № 10. P. 314–325.
3. Bahmani-Firouzi B., Azizipanah-Abarghooee R. Optimal sizing of battery energy storage for microgrid operation management using a new improved bat algorithm // Int. J. Electr. Power Energy Syst., 2014. Vol. 56. P. 42–54.
4. Liang H. et al. A Hybrid Bat Algorithm for Economic Dispatch with Random Wind Power // IEEE Trans. Power Syst., 2018. Vol. 33, № 5. P. 5052–5261.
5. Gao Y., Ai Q. Distributed cooperative optimal control architecture for AC microgrid with renewable generation and storage // Int. J. Electr. Power Energy Syst., 2018. Vol. 96, № 10. P. 324–334.
6. Mumtaz F. et al. A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG // IEEE Trans. Sustain. Energy. 2016. Vol. 7, № 2. P. 493–503.
7. Borhanazad H. et al. Optimization of micro-grid system using MOPSO // Renew. Energy. Elsevier, 2014. Vol. 71. P. 295–306.