

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Р.Е. АЛЕКСЕЕВА»**

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

№ 1

Нижний Новгород 2026

УДК 621.3
ББК 31.2

Интеллектуальная электротехника / НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2026. № 1 (33). – 148 с.

Выходит 1 раз в квартал

Журнал включен ВАК при Минобрнауки России в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук по специальностям

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы (технические науки),

2.4.3. Электроэнергетика (технические науки)

Главный редактор

Алексей Борисович Лоскутов, д-р техн. наук, профессор

зам. гл. редактора

Андрей Борисович Дарьенков д-р техн. наук, доцент

Елена Николаевна Соснина д-р техн. наук, профессор

отв. секретарь

Андрей Владимирович Шалухо канд. техн. наук, доцент

отв. редактор

Валерия Игоревна Казакова канд. филос. наук, доцент

выпускающий редактор

Иван Алексеевич Липужин канд. техн. наук, доцент

ЧЛЕНЫ РЕДКОЛЛЕГИИ:

Даурен Садыкович Ахметбаев	д-р техн. наук (Казахстан)
Геннадий Яковлевич Вагин	д-р техн. наук, профессор
Леонид Абрамович Герман	д-р техн. наук, профессор
Валерий Геннадьевич Гольдштейн	д-р техн. наук, профессор
Игорь Васильевич Гуляев	д-р техн. наук, профессор
Павел Владимирович Илюшин	д-р техн. наук
Александр Леонидович Куликов	д-р техн. наук, профессор
Антон Алексеевич Лоскутов	д-р техн. наук, доцент
Виктор Николаевич Мешеряков	д-р техн. наук, профессор
Александр Сергеевич Плехов	канд. техн. наук, доцент
Александр Юрьевич Смирнов	д-р техн. наук, профессор
Олег Станиславович Хватов	д-р техн. наук, профессор
Александр Иванович Чивенков	д-р техн. наук, профессор

Учредитель и издатель:

федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования

«Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева»

(603155, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24)

Электронная версия журнала:
<https://ie.ntnu.ru>

*СМИ зарегистрировано Роскомнадзором
ПИ № ФС77-81688 от 06 августа 2021 г.*

ISSN 2658-6754
УДК 621.3

© Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ	4
Пехота Д.А., Глазырин В.Е. Реализация алгоритма мета-оптимизации внутренних характеристик генетического алгоритма для выбора объема и состава отключаемой нагрузки.....	4
Федосов Д.С., Романова В.В., Зубова Е.В. Разработка методики экономического стимулирования потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками к снижению искажений напряжения.	22
Аль-Мохаммедави Али Джбер Мшкил. Применение технологий V2G для компенсации энергодефицита в провинции Майсан (Ирак): моделирование и инфраструктурные решения.....	48
Рогожников А.О., Рак А.Н., Чье Е.У., Белов О.А. Применение измерительно-вычислительного комплекса для определения параметров тепловых переходных процессов в асинхронных электродвигателях	67
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	78
Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Анализ существующих и предлагаемый подход к моделированию тяговой сети переменного тока. Часть 1.....	78
Скамьин А.Н. Оценка долевых вкладов в электрических сетях с фильтрокомпенсирующими устройствами.....	103
Томин Н.В., Сидоров Д.Н. Мультиагентное управление режимом работы энергорайона с распределенными энергоресурсами на базе актер-критических нейросетей.....	117

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ

УДК 621.316

EDN BZJELD

**РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА МЕТА-ОПТИМИЗАЦИИ
ВНУТРЕННИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕНЕТИЧЕСКОГО
АЛГОРИТМА ДЛЯ ВЫБОРА ОБЪЕМА И СОСТАВА
ОТКЛЮЧАЕМОЙ НАГРУЗКИ****Д.А. Пехота**

ORCID: 0009-0008-9372-699X e-mail: pexota.98@mail.ru
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

В.Е. Глазырин

ORCID: 0000-0002-9996-9326 e-mail: glazirin.ve@power.nstu.ru
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

Предложен метод автоматизированного нахождения оптимальных характеристик генетического алгоритма (ГА), применяемого при определении суммарной мощности и состава отключаемой нагрузки в активном энергетическом комплексе (АЭК). Суть подхода заключается в том, что внешний ГА (метаГА) оптимизирует ключевые характеристики внутреннего, решающего прикладную задачу. Сформирована целевая функция метаГА, совместно учитывающая несколько показателей: вероятность нахождения оптимального решения, величины ошибок и вычислительные затраты. Представлены результаты вычислительных экспериментов, проведенных на тестовой модели АЭК, демонстрирующие сокращение времени работы ГА до 92 раз при сохранении вероятности нахождения наилучшего решения. Показано, что применение метаГА обеспечивает устойчивую адаптацию параметров ГА под конкретные условия задачи и способствует повышению эффективности систем автоматического отключения нагрузки (САОН).

Ключевые слова: активный энергетический комплекс; генетический алгоритм; мета-оптимизация; оптимизация параметров; отключение нагрузки.

Для цитирования: Пехота Д.А., Глазырин В.Е. Реализация алгоритма мета-оптимизации внутренних характеристик генетического алгоритма для выбора объема и состава отключаемой нагрузки // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 4-21. EDN BZJELD

REALIZATION OF ALGORITHM FOR META-OPTIMIZATION OF GENETIC ALGORITHM INTERNAL CHARACTERISTICS FOR CHOOSING THE VOLUME AND COMPOSITION OF LOAD SHEDDING

D.A. Pekhota

ORCID: 0009-0008-9372-699X e-mail: pexota.98@mail.ru

Novosibirsk State Technical University

Novosibirsk, Russia

V.E. Glazyrin

ORCID: 0000-0002-9996-9326 e-mail: glazyrin.ve@power.nstu.ru

Novosibirsk State Technical University

Novosibirsk, Russia

Abstract. The article proposes a method for automatically finding the optimal characteristics of a genetic algorithm (GA) used to determine the total power and composition of the shut-off load in an active energy complex (AEC). The point of the approach is that the external GA (meta-GA) optimizes the key characteristics of the internal GA that solves the applied problem. The target function of the meta-GA has been formed, which jointly takes into account several indicators: the probability of finding the optimal solution, the magnitude of errors, and computational costs. The results of computational experiments conducted on the AEC test model are presented, demonstrating a reduction in the GA execution time by up to 92 times while maintaining the probability of finding the best solution. It is shown that the use of the meta-GA ensures a stable adaptation of the GA parameters to specific task conditions and contributes to an increase in the efficiency of automatic load shedding systems.

Keywords: active energy complex; genetic algorithm; meta-optimization; parameter optimization; load shedding.

For citation: D.A. Pekhota, and V.E. Glazyrin, “Realization of algorithm for meta-optimization of genetic algorithm internal characteristics for choosing the volume and composition of load shedding”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 4-21, 2026. EDN BZJELD

I. Введение

В [1] авторами рассмотрено влияние различных операторов и гиперпараметров генетического алгоритма (ГА) на эффективность решения задачи определения состава и нахождения необходимой мощности отключаемой нагрузки в активном энергетическом комплексе (АЭК). В ходе вычислительных экспериментов показано, что такие характеристики, как размер популяции, число поколений, типы отбора, скрещивания и мутации оказывают существенное влияние на эффективность нахождения оптимального

результата и время решения этой задачи. Изменение лишь одной из этих составляющих способно настолько изменить работу алгоритма, что может повлиять как на вероятность нахождения глобального оптимума целевой функции, так и на время решения поставленной задачи. Нахождение оптимальных комбинаций в ручном режиме требует значительных вычислительных затрат и часто не позволяет найти оптимальные конфигурации.

Одним из способов автоматизации процесса настройки параметров ГА является использование алгоритмов более высокого уровня – метагенетических алгоритмов (метаГА). Суть подхода заключается в том, что внешний ГА (метаГА) используется для оптимизации параметров внутреннего, решающего прикладную задачу. Каждый индивид внешней популяции представляет собой набор значений параметров основного ГА (например, размер популяции, вероятности операторов, тип селекции), а значение функции приспособленности определяется качеством решения, получаемого внутренним алгоритмом. Такой двухуровневый эволюционный процесс позволяет автоматически находить эффективные комбинации параметров без непосредственного участия исследователя. В дальнейшем для единства терминологии под параметрами ГА подразумеваются настройки ГА, решающего прикладную задачу и изменяющего свои настройки в процессе функционирования от запуска к запуску, а под гиперпараметрами – настройки метаГА, обеспечивающего оптимизацию параметров работы ГА, настройки которого, в свою очередь, остаются неизменными в процессе поиска решения.

Одна из первых реализаций подобного подхода предложена в [2], где применен внешний ГА для оптимизации параметров внутреннего ГА, решающего задачу в области вычислительной математики. Авторы показали, что использование метаГА позволяет существенно повышать производительность и устойчивость базового алгоритма, подтверждая применимость концепции в инженерных задачах. Позднее метод успешно использован в [3], посвященной поиску низкоэнергетических конформеров молекул. В ней внешний ГА выполняет настройку параметров внутреннего, выполняющего поиск по значению целевой функции. В ходе использования метаГА достигнуто ускорение сходимости до трех раз по сравнению с ручным подбором параметров. В более поздней статье тех же авторов [4] усовершенствован механизм адаптации операторов мутации и скрещивания, что обеспечивает улучшение качества решений при меньшем числе итераций.

Дальнейшее развитие такого подхода продемонстрировано в [5], где метаГА используется для анализа параметрического пространства эволюционных методов. Авторами выявлена взаимосвязь между комбинациями параметров и качеством решения, при этом показана эффективность автома-

тического поиска конфигураций. Модель [6] расширяет возможность применения этого принципа, включив оптимизацию не только числовых параметров, но и выбора типов операторов, что обеспечивает повышение устойчивости и скорости сходимости.

Рассмотренные исследования показывают, что метагенетические алгоритмы позволяют эффективно автоматизировать процесс выбора параметров ГА. Применение такого подхода открывает возможность повышения эффективности и адаптивности алгоритмов управления. В частности, для задачи оптимального выбора состава и мощности отключаемой нагрузки использование метаГА предоставляет возможность находить оптимальные конфигурации параметров без ручного вмешательства, обеспечивая стабильное качество решений при изменении режимных условий системы.

В [7] представлена одна из первых отечественных попыток формализовать задачу метаоптимизации поисковых генетических алгоритмов. Рассмотрены общие принципы построения алгоритмов, в которых один оптимизатор управляет параметрами другого, и обоснована целесообразность применения эволюционных процедур на верхнем уровне. Изложенные принципы параметрической метаоптимизации полностью применимы к построению метагенетических систем. В работе [8] предложен самоконфигурирующийся генетический алгоритм для многокритериальных задач. Этот ГА самостоятельно адаптирует параметры операторов скрещивания и мутации в ходе эволюции, что повышает качество получаемого решения без внешнего управления.

Практическая основа для построения двухуровневых схем оптимизации показана в [9], где описан двухуровневый ГА. В нем верхний уровень определяет структуру решения, а нижний уточняет параметры. Это концептуально близко к архитектуре метаГА. Результаты экспериментов подтверждают, что наличие дополнительного уровня позволяет не только избежать трудоемкого процесса поиска оптимальных параметров генетического алгоритма, но и получать более точные решения. Совокупность перечисленных исследований показывает, что в отечественной научной среде идея автоматизированной настройки параметров ГА с помощью внешнего эволюционного механизма рассматривается лишь фрагментарно. Отдельные теоретические и экспериментальные работы затрагивают подобные способы, однако использование метаГА в отечественной практике не получило широкого распространения и систематической оценки. Это обстоятельство обусловлено новизной предлагаемого подхода и необходимостью дальнейшего развития этого направления в области управления нагрузкой и оптимизации режимов работы энергосистем.

Целью настоящей работы является разработка и исследование метаГА, обеспечивающего автоматическую настройку параметров основного ГА при решении задачи определения состава и мощности отключаемой нагрузки в АЭК.

II. Описание задачи

Для проведения вычислительных экспериментов сформирована математическая модель АЭК, работающего в автономном режиме. Принято, что в АЭК имеется 4 генерирующие установки (ГУ) и 50 управляемых присоединений (УП), для каждого из которых известна потребляемая мощность в каждый момент времени и величина ценности этого присоединения. Структурная схема электрической сети АЭК в упрощенном виде представлена на рис. 1. Величина мощности УП, рассматриваемых в задаче, и соответствующая им ценность представлены в табл. 1.

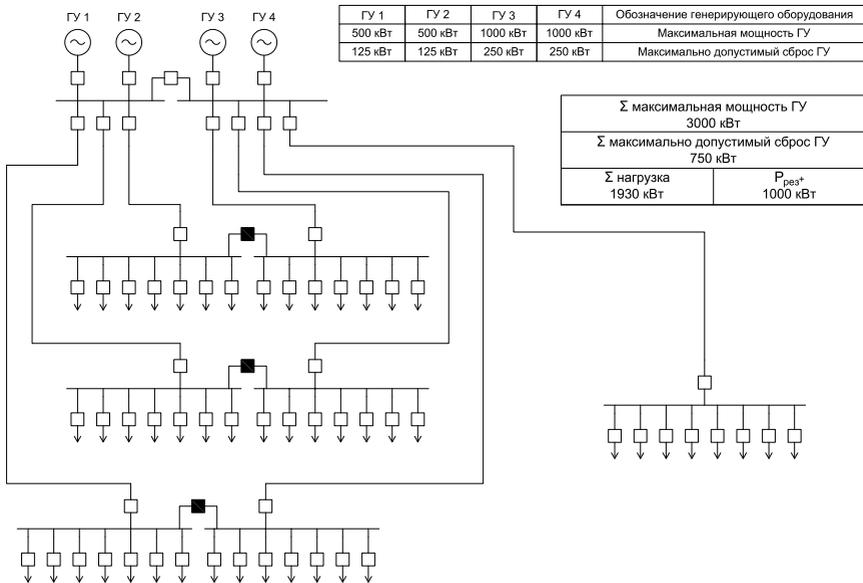


Рис. 1. Упрощенная структурная схема тестовой модели АЭК в автономном режиме

Fig. 1. Simplified block diagram of the AEC test model in standalone mode

Таблица 1.
Мощности УП и соответствующая им ценность

Table 1.
The power of controlled connections and their corresponding value

N УП	$P_{\text{тек. УП}}$, кВт	$V_{\text{тек. УП}}$, у.е.	N УП	$P_{\text{тек. УП}}$, кВт	$V_{\text{тек. УП}}$, у.е.	N УП	$P_{\text{тек. УП}}$, кВт	$V_{\text{тек. УП}}$, у.е.
1	29	20	18	38	25	35	41	27
2	44	29	19	36	29	36	44	26
3	36	28	20	44	18	37	30	21
4	34	24	21	44	27	38	48	19
5	37	25	22	42	25	39	42	19
6	44	28	23	38	25	40	45	25
7	31	30	24	36	26	41	43	25
8	38	15	25	38	21	42	51	16
9	43	16	26	40	11	43	39	25
10	41	19	27	42	19	44	33	27
11	36	25	28	31	29	45	38	27
12	31	20	29	42	26	46	32	26
13	37	22	30	41	21	47	44	11
14	42	24	31	40	25	48	32	21
15	41	23	32	31	22	49	36	26
16	35	27	33	40	23	50	34	25

ГА используется при определении настроек системы автоматического отключения нагрузки (САОН), которая отслеживает значения текущих мощностей ГУ и УП и формирует управляющие воздействия (УВ) на отключение нагрузки (ОН) для обеспечения необходимой величины аварийного резерва активной мощности в АЭК, работающем в автономном режиме. Для надежной работы необходимо поддерживать резерв мощности, достаточный для компенсации потери самой мощной генерирующей установки в составе АЭК. При снижении фактического резерва ниже допустимого уровня САОН инициирует ОН для восстановления требуемого запаса активной мощности. Действия по отключению потребителей должны соответствовать заранее выбранному критерию: минимизация мощности отключаемой нагрузки или минимизация экономического ущерба, наносимого потребителям, действующим в составе АЭК.

Ценность УП рассматривается как обобщенный показатель совокупного экономического ущерба, возникающего при его отключении. Каждый частный компонент ущерба может быть выражен в денежной форме, однако применение абсолютных стоимостных величин делает модель зависящей от конкретной методики расчета, отраслевой специфики, текущего состояния рынка и валютной базы. С целью устранения этой зависимости и придания

методу универсального характера показатели ущерба приводятся к безразмерному виду и выражаются в условных единицах, что обеспечивает возможность сопоставления присоединений по относительной важности и позволяет включать этот критерий в целевую функцию генетического алгоритма без утраты обобщенности модели.

Величина экономического ущерба используется для определения ценности соответствующего присоединения, что позволяет использовать следующий вид целевой функции:

$$F_{fit} = \max(V_{\text{тек.АЭК}} - \sum_j Q_j \cdot V_{\text{тек.УП}j}), \quad (1)$$

где j – номер УП; Q_j – состояние выключателя j -го УП АЭК (1 – включен, 0 – отключен); $V_{\text{тек.УП}j}$ – текущая ценность выбранного для отключения j -го УП АЭК, $V_{\text{тек.АЭК}}$ – текущее суммарное значение ценности потребителей в составе АЭК.

При решении рассматриваемой задачи требуется учитывать ряд ограничений, определяющих допустимый диапазон изменения объема потребляемой активной мощности после реализации УВ. В частности, величина отключаемой активной мощности должна быть не меньше дефицита резерва активной мощности и одновременно не больше максимально допустимого значения снижения генерируемой активной мощности оборудования, находящегося в работе. В обобщенном виде этот диапазон может быть выражен следующей системой неравенств:

$$P_{\text{тек.АЭК}} - (\sum_i Q_{\text{ГУ}i} \cdot P_{\text{ГУ}i}^{\max} - P_{\text{рез.+}}) \leq \sum_j Q_j \cdot P_{\text{тек.УП}j} \leq \sum_i Q_{\text{ГУ}i} \cdot P_{\text{ГУ}i}^{\text{down}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{тек.АЭК}}$ – текущее значение потребляемой активной мощности потребителями в составе АЭК, кВт; $Q_{\text{ГУ}i}$ – состояние выключателя i -ой ГУ (1 – включен, 0 – отключен); $P_{\text{ГУ}i}^{\max}$ – верхняя граница регулировочного диапазона по активной мощности i -ой ГУ, кВт; $P_{\text{рез.+}}$ – уровень резерва активной мощности, входящих в АЭК ГУ, кВт; $P_{\text{тек.УП}j}$ – текущее значение потребляемой активной мощности j -го УП комплекса, кВт; $P_{\text{ГУ}i}^{\text{down}}$ – максимально допустимый сброс активной мощности i -ой ГУ, то есть та величина активной мощности ГУ, на которую можно быстро уменьшить выработку активной мощности без вреда для ГУ, кВт.

В представленном на рис. 1 примере суммарная нагрузка в нормальном режиме составляет 1930 кВт при максимально возможной совокупной мощности ГУ 3000 кВт. Резерв активной мощности равен 1070 кВт при требуемом значении 1000 кВт, что обеспечивает электроснабжение АЭК при выходе из строя любой ГУ. Приоритетность отключения УП в исходных данных не задана.

После отключения ГУ 1 максимальная доступная мощность генерации снижается до 2500 кВт, а величина резерва активной мощности сокращается до 570 кВт при необходимых 1000 кВт. Для восстановления баланса необходимо ограничить нагрузку до 1500 кВт, то есть отключить не менее 430 кВт. При этом отключаемая мощность не должна превышать суммарную величину мощности максимально допустимого сброса каждой ГУ, оставшейся в работе, то есть 675 кВт. Следовательно, диапазон допустимого потребления активной мощности после выдачи УВ находится в диапазоне [1255; 1500] кВт.

При рассмотрении задачи в обратной постановке необходимо выбрать такую комбинацию УП, суммарная активная мощность которой находится в диапазоне [1355; 1500] кВт, и при этом обеспечено максимальное значение совокупной ценности УП. Такая постановка по своей структуре эквивалентна «задаче о рюкзаке» [10], в которой рассматривается подобный принцип.

Из 50 управляемых присоединений выделено 10, мощности которых суммарно составляют 433 кВт. Это решение обеспечивает наибольшую общую ценность оставшихся в работе присоединений (1000 у.е.). Частичный перебор возможных комбинаций подтверждает корректность принятого состава нагрузок – соответствующие позиции отмечены в табл. 1. При этом существуют другие сочетания отключаемых присоединений, дающие ту же величину активной мощности (до 1500 кВт), однако они уступают по совокупной ценности системы.

III. Описание метаГА

На рис. 2 представлена функциональная схема взаимодействия базового ГА, решающего задачу выбора состава и мощности отключаемой нагрузки, и применяемого для его настройки метаГА.

В нормальном режиме система принимает параметры УП в реальном времени в блоке данных 1, а именно:

- положение коммутационного аппарата (0 или 1) управляемого присоединения;
- возможность управлением коммутационным аппаратом (0 или 1);
- величину потребляемой активной мощности управляемым присоединением;
- величину ценности УП – значение экономических издержек, которые несет предприятие, при отключении соответствующего управляемого присоединения.

В случае ситуации, вызывающей появление дефицита активной мощности, контролирующая этот электрический параметр автоматическая система рассчитывает величину дефицита активной мощности и величину допустимой активной мощности, которую можно оставить включенной без

Геном ГА блока 5 является битовое значение положения коммутационного аппарата УП: 0 – отключено, 1 – включено. Особью ГА блока 5 является набор положений коммутационных аппаратов, всех потребителей. Каждой особи соответствует также значение суммарной ценности УП и суммарной активной мощности УП.

Целевая функция ГА блока 5 определяется блоком данных 3, который заранее задан, и имеет следующий вид:

$$F_{fit} = \max(V_{\text{сумм.тек}} - \sum_j Q_j \cdot V_{\text{тек.УП}j}), \quad (3)$$

где Q_j – состояние выключателя j -го УП энергосистемы (1 – включен, 0 – отключен); $V_{\text{тек.УП}j}$ – текущая ценность выбранного для отключения j -го УП, $V_{\text{сумм.тек}}$ – текущее суммарное значение ценности потребителей в составе энергосистемы.

Эта целевая функция имеет ограничение по суммарной активной мощности включенных УП, равное по величине допустимой активной мощности, получаемой от блока данных 4. При превышении значения суммарной активной мощности оставшихся включенными УП ценность этой особи приравнивается нулю для предотвращения дальнейшего использования такого решения в следующих поколениях работы ГА. Каждое поколение ГА преобразуется оператором отбора, затем оператором скрещивания, и, наконец, оператором мутации. Далее лучшая особь каждого поколения записывается в «зал славы» по поколениям. В конце работы программы проверяется весь «зал славы», и лучшее решение оттуда используется как результат работы ГА.

После поступления информации от автоматической системы о величине допустимой активной мощности осуществляется работа ГА блока 5. Результатом работы блока 5 являются одинаковые блоки данных 6 и 8, содержащие перечень нагрузок, которые следует отключить при максимизации целевой функции, значения суммарной активной мощности и ценности, оставшихся в работе присоединений после отключения части УП. Из блока данных 6 передается команда на подачу УВ в блоке данных 7 в САОН, работающей в составе противоаварийной автоматики.

Текущий ответ ГА в блоке данных 8 и текущая совокупность параметров ГА в блоке данных 9 сохраняются в памяти для дальнейшего анализа блоком 22.

После работы блока 5 и отправки блока данных 7 в САОН, блоки данных 1, 2, 3, 4 передаются также в метаГА блока 10.

МетаГА представляет собой ГА, работающий с параметрами ГА в качестве генов особи. Геном метаГА блока 10 являются параметры ГА, от которых зависит работа ГА, а именно: количество особей в поколении ГА, ко-

личество поколений, типы операторов отбора, скрещивания и мутации, величины вероятностей наступления скрещивания между особями, вероятности появления мутации как конкретной особи, так и отдельного гена и так далее. Особью метаГА блока 10 является совокупность параметров ГА.

Гиперпараметры метаГА задаются блоком данных 17 заранее и не изменяются во время работы системы.

Целевая функция метаГА заранее задается блоком данных 16 и имеет следующий вид:

$$F_{fit}(i) = (-p_i, \varepsilon_i, \delta_i, t_i) \quad (4)$$

$$i < j \leftrightarrow F_{fit}(i) <_{lex} F_{fit}(j),$$

где i и j – это совокупности параметров ГА; p_i – это вероятность нахождения оптимального ответа с i совокупностью параметров ГА при многократной работе ГА; ε_i – это максимальная величина ошибки суммарной ценности ответа с i совокупностью параметров ГА при многократной работе ГА относительно оптимального ответа; δ_i – это средняя ошибка суммарной ценности ответа с i совокупностью параметров ГА при многократной работе ГА; t_i – среднее время работы ГА с i совокупностью параметров ГА.

Эта целевая функция сравнивает в лексикографическом порядке обобщенные показатели качества решения при многократном запуске ГА при различных сочетаниях параметров. Сначала критерием качества решения выступает максимум p_i , следующим по значимости выступает критерий ε_i , затем при равенстве двух предыдущих критериев оценивается δ_i , и в последнюю очередь оценивается t_i при равенстве прочих.

Каждая особь каждого поколения метаГА формируется в блок данных 11 и вместе с блоком данных 12, эквивалентным блоку данных 1, блоком данных 13, эквивалентному блоку данных 3, используется для многократного запуска в блоке ГА 14 для получения обобщенных показателей целевой функции в блоке 15, которые по обратной связи поступают в блок метаГА 10. Каждое поколение особей метаГА преобразуется оператором отбора, затем оператором скрещивания, и, наконец, оператором мутации.

Далее лучшая особь каждого поколения метаГА записывается в «зал славы» по количеству поколений; в конце работы программы он проверяется, и лучшая особь оттуда записывается в блок данных 19, а соответствующие ей обобщенные показатели работы совокупности параметров ГА – в блок данных 20. Лучший полученный ответ в ходе работы метаГА по вычислению оптимального объема отключаемой нагрузки записывается в блок данных 18 для дальнейшего сравнения.

Также с использованием метаГА осуществляется вычисление значений целевой функции метаГА совокупности текущих параметров ГА блока данных 2 и записывается в блок данных 21.

Затем в логическом блоке 22 выполняется сравнение текущего ответа ГА (блок 8) с лучшим ответом метаГА (18) в ходе опытов с сохраненными входными данными события (блок 1) при используемых в этот момент параметрах ГА (блок 2). В случае нахождения с помощью метаГА (блок 10) такого объема отключаемой нагрузки, который в лучшей степени удовлетворяет целевой функции алгоритма (блок 3), осуществляется изменение текущих параметров ГА на такое сочетание, которое дает лучший ответ. В случае нахождения с помощью ГА (блок 5) и метаГА (блок 10) одинаковых по объему отключаемой нагрузки ответов, блок 22 проводит лексикографическое сравнение значений целевой функции метаГА для лучшего ответа метаГА (блок 20) и текущего ответа ГА (блок 21). И в случае нахождения такой совокупности параметров ГА, значения целевой функции метаГА, которые более предпочтительны по значениям целевой функции метаГА, выполняется изменение текущих параметров ГА (блок 2) на более эффективные (блок 19).

IV. Экспериментальная часть

Эксперимент проведен дважды для одного и того же набора входных данных, имитирующих работу ГА при решении задачи выбора состава и мощности отключаемой нагрузки. Считаем, что все нагрузки управляемы и включены при запуске эксперимента.

При работе метаГА в первую очередь формируется начальная популяция особей метаГА, представляющая собой набор случайных комбинаций параметров и операторов ГА, вариативность которых представлена в табл. 2.

Таблица 2.
Диапазоны параметров ГА в эксперименте

Table 2.
Range of GA parameters in the experiment

Параметр	Мин. значение	Макс. значение	Шаг	Тип данных
Размер популяции	100	600	2	<i>Integer</i>
Количество поколений	50	200	2	<i>Integer</i>
Тип отбора	0	4	1	<i>Char</i>
Размер турнира при турнирном отборе	2	10	1	<i>Char</i>
Тип скрещивания	0	5	1	<i>Char</i>
Вероятность скрещивания	0	1	0,01	<i>Double</i>
Тип мутации	0	3	1	<i>Char</i>
Вероятность мутации особи	0	1	0,01	<i>Double</i>
Вероятность мутации гена в особи	0	1	0,01	<i>Double</i>

Используемые операторы отбора в ГА:

- турнирный отбор (*tournament selection*) – размер турнира от 2 до 10;
- пропорциональный отбор (*fitness proportionate selection*);
- ранжированный отбор (*rank selection*);
- стохастическая универсальная выборка (*stochastic universal sampling*);
- метод масштабирования приспособленности (*scaling fitness*).

Используемые операторы скрещивания в ГА:

- k -точечное скрещивание (*k-point crossover*) – количество точек скрещивания от 1 до 4;
- равномерное скрещивание (*uniform crossover*) – вероятность наследования гена от родителя 1 или от родителя 2 потомку равнозначна.

Используемые операторы мутации в ГА:

- битовая инверсия (*bit flip mutation*);
- многобитовая инверсия (*multiple bit flip mutation*);
- обмен битов (*swap mutation*);
- инверсия подстроки (*substring inversion mutation*).

В целях статистической верификации и исключения случайных эффектов каждый набор параметров ГА подвергался серии из 100 независимых запусков при одинаковых исходных условиях. Из величин ответов ГА данных независимых запусков формировались значения целевой функции, что обеспечило статистическую надежность сравнения различных параметрических комбинаций.

Затем выполняется работа операторов уже метаГА, которые работают с комбинациями параметров ГА как с особями популяции. Гиперпараметрами и операторами метаГА в эксперименте являются:

- количество особей в популяции – 50 единиц;
- количество поколений – 50 поколений;
- количество повторений одного ГА для получения средних значений целевой функции – 100 раз;
- оператор отбора – турнирный отбор, размер турнира – 5 особей;
- оператор скрещивания – равномерное скрещивание, вероятности наследования параметра потомком от родителя 1 и родителя 2 равны друг другу и составляют 0,5;
- оператор мутации – мутация гена, т.е. изменение случайным образом величины гена особи популяции метаГА.

Значение вероятности наступления мутации особи равна 0,4. Вероятность мутации любого гена в особи 0,125, но при наступлении мутации особи неизбежно подвергается изменению 1 ген.

Комбинация гиперпараметров и операторов метаГА выбрана автором эвристически. Выбор комбинации не является результатом предварительной оптимизации или подбора, что позволяет рассматривать полученные результаты как базовую оценку эффективности метаГА при случайных настройках. Проведено два независимых эксперимента по работе метаГА на двух ПК, имеющих различную производительность. Данные по продолжительности экспериментов и результатам представлены в табл. 3, где показаны полученные значения целевой функции метаГА лучших особей из «зала славы» – места сохранения лучших результатов в каждом поколении метаГА.

Таблица 3.

Сравнение результатов и времени выполнения экспериментов № 1 и № 2

Table 3.

Comparing of results and execution time of experiments № 1 and № 2

Параметр	ПК №1	ПК №2
Процессор	Intel Core i3-1115G4 3,00 ГГц	AMD Ryzen 5 5600H 3,30 ГГц
Суммарное время эксперимента, ч:м:с	82:41:38	60:28:32
Среднее время одного поколения метаГА, ч:м:с	1:39:13	1:13:33
Вероятность нахождения оптимального ответа при многократной работе ГА (100 запусков)	1	1
Максимальная величина ошибки суммарной ценности ответа	0	0
Средняя ошибка суммарной ценности ответа	0	0
Среднее время лучшего решения ГА среди всех полученных комбинаций параметров во всех поколениях метаГА	18 мс	36 мс

На рис. 3 показаны зависимости среднего времени работы ГА лучшего сочетания параметров и операторов в поколении метаГА от номера поколения в первом и втором экспериментах. Все сочетания параметров и операторов ГА из «зала славы» метаГА по поколениям были обнаружены в 100 случаях из 100 оптимальное решение поставленной задачи. В таком случае по значению целевой функции предпочтительны такие комбинации параметров и операторов ГА, которые дают решение задачи за минимальное время.

Лучшим сочетанием операторов и параметров ГА в проведенных экспериментах по значениям целевой функции являются:

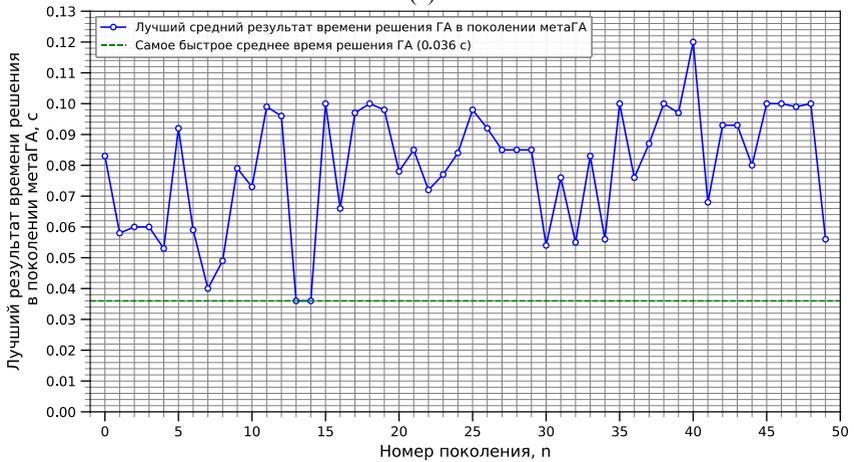
- размер популяции – 120 особей;
- количество поколений – 132;
- оператор отбора – ранжированный отбор;

– оператор скрещивания – питыточечное скрещивание с вероятностью скрещивания особей 0,98;

– оператор мутации – обмен битов с вероятностью мутации особи 0,87 и вероятностью мутации гена особи 0,01.



(а)



(б)

Рис. 3. Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в первом (а) и втором (б) эксперименте

Fig. 3. Dependence of the best result on the solution time in the meta-tag generation on the generation number in the first (a) and second (b) experiment

На рис. 3 заметно резкое изменение времени решения задачи с использованием ГА от поколения к поколению. Вероятно, это связано с гиперпараметрами метаГА, устанавливаемыми до начала эксперимента, которые следует уточнить в следующих экспериментах.

По результатам [1] получено минимальное время ГА при аналогичных значениях средних показателей работы ГА (в этой статье используемых в качестве целевой функции) в 1,658 сек (520 особей в 50 поколениях, турнирный отбор (3 особи в турнире), равномерное скрещивание, мутация – инверсия бита с вероятностью мутации особи 0,3 и мутации гена 0,3). Время работы уменьшилось в 92 раза. Такой результат связан как с работой ГА при найденных сочетаниях операторов и параметров ГА, так и со сменой языка программирования *Python* (интерпретатор) на *C++* (компилятор), что снижает общее время работы программы [10].

V. Выводы

Сформулирована проблема выбора сочетаний параметров и операторов ГА, влияющих на итоговый результат работы алгоритма. Для ее решения разработана структурная схема метаГА, позволяющего в автоматическом режиме корректировать параметры и операторы ГА. Также предложена целевая функция метаГА, направленная на корректировку настроек ГА для достижения наилучшего результата.

Разработана программа реализации работы метаГА, проведен ряд экспериментов и достигнуто улучшение показателей ГА благодаря оперативной корректировке настроек. В частности, время работы ГА при той же вероятности нахождения оптимального результата уменьшилось в 92 раза. Обоснована важность настройки гиперпараметров метаГА для последующего развития алгоритма, что является предметом дальнейших исследований. В пространстве комбинаций операторов и параметров ГА существует подмножество комбинаций, обеспечивающих сходимость к решениям близким к оптимальным по заданной целевой функции метаГА. В первом эксперименте (рис. 3а) найдено 20 комбинаций настроек ГА, значение целевой функции метаГА которых лучше, чем наилучшее найденное решение целевой функции метаГА во втором эксперименте. Это может быть связано с гиперпараметрами метаГА, которые подлежат уточнению в дальнейшем.

© Пехота Д.А., 2026

© Глазырин В.Е., 2026

Поступила в редакцию 28.11.2025

Принята к публикации 28.11.2025

Received 27.01.2026

Accepted 27.01.2026

Библиографический список

- [1] Глазырин В.Е., Осинцев А.А., Пехота Д.А. Применение генетического алгоритма в задачах нахождения необходимого объема отключаемой нагрузки // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2025. № 2 (93). С. 44-57.
- [2] Freisleben B., Härtfelder M. Optimization of genetic algorithms by genetic algorithms // *Parallel Problem Solving from Nature II*, 1993, Berlin, Germany: Springer-Verlag, 1993. P. 392-401. DOI 10.1007/978-3-7091-7533-0_57
- [3] Brain Z., Addicoat M. Using meta-genetic algorithms to tune parameters of genetic algorithms to find lowest energy molecular conformers // 12th International Conference on the Synthesis and Simulation of Living Systems, August, 2010, Odense, Denmark. P. 378-385.
- [4] Brain Z., Addicoat M. Optimization of a genetic algorithm for searching molecular conformer space // *The Journal of chemical physics*. 2011. № 135 (17). P. 174106. DOI: 10.1063/1.3656323
- [5] Sipper M., Fu W., Ahuja K., Moore J.H. Investigating the parameter space of evolutionary algorithms // *BioData Mining*. 2018. № 11 (2). P. 1-16. DOI: 10.1186/s13040-018-0164-x
- [6] Solwa S., Ibarz-Herrasti A., Gnina D. A meta-parameter tuning model to improve the genetic algorithm // *International Journal of Bio-Inspired Computation*. 2022. № 18 (1). P. 1-15.
- [7] Карпенко А.П., Свианадзе З.О. Метод мета-оптимизации поисковых алгоритмов оптимизации // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2011. № 1. С. 3.
- [8] Иванов И.А., Сопов Е.А. Самоконфигурируемый генетический алгоритм решения задач поддержки многокритериального выбора // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета им. академика М.Ф. Решетнева. 2013. № 1 (47). С. 30-35.
- [9] Городилов А.Ю. Двухуровневый генетический алгоритм для решения задач выделения компактных групп объектов // Региональная науч.-практ. конф. молодых ученых «Междисциплинарные исследования», Апрель 09-11, 2013, Пермь, Россия: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2013. С. 190-193.
- [10] Ахо А.В., Лам М.С., Сети Р., Ульман Д.Д. Компиляторы: принципы, технологии и инструментарий. М.: Вильямс, 2008. – 1184 с.

References

- [1] V.E. Glazyrin, A.A. Osintsev and D.A. Pekhota, “Primeneniye geneticheskogo algoritma v zadachakh nakhozheniya neobkhodimogo obyema otklyuchayemoy nagruzki [Using of a genetic algorithm to solve problems of finding the required volume of the load shedding]”, *News STC Unified Energy System*, vol. 2, no. 93, pp. 44-57, 2025 (in Russian).
- [2] B. Freisleben and M. Härtfelder, “Optimization of genetic algorithms by genetic algorithms”, in proc. *Parallel Problem Solving from Nature II*, 1993, Berlin, Germany, pp. 392-401. DOI 10.1007/978-3-7091-7533-0_57

- [3] Z. Brain and M. Addicoat, "Using meta-genetic algorithms to tune parameters of genetic algorithms to find lowest energy molecular conformers", in proc. *12th International Conference on the Synthesis and Simulation of Living Systems*, August, 2010, Odense, Denmark, pp. 378-385.
- [4] Z. Brain and M. Addicoat, "Optimization of a genetic algorithm for searching molecular conformer space", *The Journal of chemical physics*, vol. 135, no. 17, pp. 174106, Nov. 2011. DOI: 10.1063/1.3656323
- [5] M. Sipper, W. Fu, K. Ahuja and J.H. Moore, "Investigating the parameter space of evolutionary algorithms", *BioData Mining*, vol. 11, no. 2, pp. 1-16, 2018. DOI: 10.1186/s13040-018-0164-x
- [6] S. Solwa, A. Ibarz-Herrasti and D. Gnina, "A meta-parameter tuning model to improve the genetic algorithm", *International Journal of Bio-Inspired Computation*, vol. 18, no. 1, pp. 1-15, 2022.
- [7] A.P. Karpenko and Z.O. Svianadze, "Metod meta-optimizatsii poiskovykh algoritmov optimizatsii [Meta-optimization method of search engine optimization algorithms]", *Nauka i obrazovanie: nauchnoe izdanie MG TU im. N.E. Baumana [Science and Education: scientific publication of the Bauman Moscow State Technical University]*, vol. 1, pp. 3, 2011 (in Russian).
- [8] I.A. Ivanov and E.A. Sopov, "Self-configuring genetic algorithm for multi-objective choice problem decision", *Vestnik Sibsa. Aerospace technologies and control systems*, vol. 1, no. 47, pp. 30-35, 2013.
- [9] A.Yu. Gorodilov, "Dvukhurovnevyy genicheskiy algoritm dlya resheniya zadach vydeleniya kompaktnykh grupp obyektov [A two-level genetic algorithm for solving problems of identifying compact groups of objects]", in proc. *Regional scientific and practical conf. of young scientists Mezhdisciplinarnye issledovaniya [Interdisciplinary research]*, Apr. 09-11, 2013, Perm, Russia, pp. 190-193 (in Russian).
- [10] A.V. Aho, M.S. Lam, R. Sethi and D.D. Ullman, *Compilers: principles, technologies and tools*. Boston, USA: Addison-Wesley, 2007.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пехота Дмитрий Андреевич, аспирант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

Dmitriy A. Pekhota, postgraduate student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

Глазырин Владимир Евлампиевич, кандидат технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

Vladimir E. Glazyrin, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

УДК 621.31

EDN MALQMH

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕЛИНЕЙНЫМИ И НЕСИММЕТРИЧНЫМИ НАГРУЗКАМИ К СНИЖЕНИЮ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ

Д.С. Федосов

ORCID: 0000-0001-5989-9549 e-mail: fedosov_ds@istu.edu

Иркутский национальный исследовательский технический университет
*Иркутск, Россия***В.В. Романова**

ORCID: 0000-0002-3465-4315 e-mail: romanova181@mail.ru

Забайкальский государственный университет
*Чита, Россия*Филиал Национального исследовательского университета
«Московский энергетический институт» в г. Волжском
*Волжский, Волгоградская область, Россия***Е.В. Зубова**

ORCID: 0000-0002-0914-2027 e-mail: zubova@istu.edu

Иркутский национальный исследовательский технический университет
Иркутск, Россия

Обосновывается переход от компенсационного подхода к системе штрафных надбавок для искажающих потребителей, их величина определяется на основе коэффициента влияния, рассчитанного с использованием способа оценки влияния потребителя на уровень высших гармоник и несимметрии в точке общего присоединения. Представлен научно обоснованный подход экономического стимулирования искажающих потребителей к выполнению мероприятий по уменьшению эмиссии искажений синусоидальности и симметрии напряжений в электрической сети и нормализации показателей качества электрической энергии. Предложенный подход основан на коэффициенте влияния, определяемом по автономному напряжению искажения в точке общего присоединения, что учитывает неаддитивность напряжений искажения. Метод реализован в среде *MATLAB* с использованием стохастического моделирования режимов. Разработана система штрафных надбавок к тарифу, пропорциональных объему потребленной электроэнергии и степени влияния потребителя на искажения. Показано, что взимание штрафов способствует формированию фонда для внедрения средств нормализации качества электроэнергии. Моделирование на примере точки общего присоединения 6 кВ подтвердило экономическую целесообразность установки фильтрокомпенсирующих устройств с окупаемостью до 8,25 лет из фонда штрафов. Предложенный подход создает прямые экономические стимулы

для искажающих потребителей, обеспечивает справедливое распределение ответственности за искажение напряжения и может стать основой для нормативного регулирования в сфере качества электроэнергии.

Ключевые слова: качество электроэнергии, коэффициент влияния; напряжение искажения; нелинейные нагрузки; несимметричные нагрузки; точка общего присоединения; экономическое стимулирование.

Для цитирования: Федосов Д.С., Романова В.В., Зубова Е.В. Разработка методики экономического стимулирования потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками к снижению искажений напряжения // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 22-47. EDN MALQMH

DEVELOPMENT OF METHODOLOGY FOR ECONOMIC INCENTIVES FOR POWER CONSUMERS WITH NONLINEAR AND UNBALANCED LOADS TO REDUCE VOLTAGE DISTORTIONS

D.S. Fedosov

ORCID: 0000-0001-5989-9549 e-mail: fedosov_ds@istu.edu

Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russia

V.V. Romanova

ORCID: 0000-0002-3465-4315 e-mail: romanova181@mail.ru

Trans-Baikal State University

Chita, Russia

Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
in Volzhsky

Volzhsky, Volgograd region, Russia

E.V. Zubova

ORCID: 0000-0002-0914-2027 e-mail: zubova@istu.edu

Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russia

Abstract. This paper justifies a transition from a compensatory approach to a system of penalty surcharges for distorting consumers, the size of which is determined based on an influence coefficient calculated using a method that assesses a consumer's impact on the level of higher harmonics and asymmetry at the point of common coupling. The objective of this work is to develop a scientific approach to economically incentivize distorting consumers to implement measures reducing the emission of voltage waveform and symmetry distortions in the electrical network and to normalize power quality indicators.

A method based on the influence coefficient, determined by the consumer's autonomous distortion voltage at the point of common coupling, is proposed, which correctly accounts for the non-additive nature of distortion voltages. The method is implemented in MATLAB using stochastic mode simulation. A system of penalty surcharges to the tariff has been developed, proportional to the volume of consumed electricity and the degree of consumer influence on distortions. It is shown that penalty collection facilitates the formation of a fund for implementing power quality normalization equipment. Modeling based on a 6 kV point of common coupling confirmed the economic feasibility of installing filter-compensation devices, with a payback period of up to 8.25 years from penalty funds. The proposed approach creates direct economic incentives for distorting consumers, ensures a fair distribution of responsibility for voltage distortion, and can serve as the basis for regulatory frameworks in the field of power quality.

Keywords: power quality; influence coefficient; voltage distortion; nonlinear loads; unbalanced loads; point of common coupling; economic incentive.

For citation: D.S. Fedosov, V.V. Romanova and E.V. Zubova, "Development of methodology for economic incentives for power consumers with non-linear and unbalanced loads to reduce voltage distortions", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 22-47, 2026. EDN MALQMH

I. Введение

Качество электрической энергии (КЭ) как товара является ее важнейшим свойством. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013 устанавливает нормы показателей качества электроэнергии (ПКЭ), обязательные для выполнения в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей. Известно, что несоответствие ПКЭ требованиям стандарта приводит к значительному экономическому ущербу, вызванному сокращением срока службы и выходом из строя электрооборудования, увеличением потерь электроэнергии, неправильной работой устройств защиты и т. д. [1-3]. При этом в [4, 5] показано, что во многих электроэнергетических системах (ЭС) России нарушение требований стандарта носит систематический характер.

Решение проблем с важнейшей характеристикой электроэнергии как товара должно находиться в плоскости экономических взаимоотношений потребителей и энергоснабжающей организации (ЭСО). Однако в настоящее время вопрос влияния потребителей на ПКЭ упоминается главным образом в контексте выполнения технических условий для заключения договора на электроснабжение. Ответственность потребителя с уже подключенными к электрической сети электроприемниками за влияние на КЭ в эксплуатации практически не рассматривается. При этом в ЭЭС страны десятилетиями работают мощные нелинейные и несимметричные нагрузки – выпрямительные агрегаты электролизеров металлургических производств, электровозы на переменном и постоянном токе и прочие электроприемники

потребителей, подключенных к электрической сети еще до ввода в действие первого стандарта на ПКЭ (ГОСТ 13109-67) и на которых формально не распространяются требования «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». При этом искажающее влияние на КЭ электроприемников, показанных в [6, 7], является очень существенным на всех уровнях напряжения смежной электрической сети.

В данной работе внимание сосредоточено на реализации методики экономического стимулирования потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками к уменьшению эмиссии токов искажений в электрическую сеть с целью приведения ПКЭ в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013. Предлагаемый подход рассматривается как переходный, служащий временным решением для приведения к нормам недопустимых уровней эмиссии искажений, вызванных работой указанных электроприемников. После приведения ПКЭ к требованиям ГОСТ 32144-2013 за счет выполнения технических и организационных мероприятий дальнейшее применение данной методики не потребуется.

Цель исследования заключается в разработке подхода экономического стимулирования потребителей и ЭСО к выполнению мероприятий по улучшению КЭ, поскольку данный вопрос не решен в настоящее время.

Научная значимость исследования состоит в создании методической базы для организации экономических взаимоотношений между ЭСО и потребителями электроэнергии с искажающими электроприемниками в области КЭ, учитывающей специфику электроэнергии как товара.

Практическая значимость исследования заключается в улучшении ПКЭ в электрических системах с нелинейными и несимметричными нагрузками, позволяющей снизить экономический ущерб ЭСО и потребителей, связанный с низким КЭ.

II. Литературный обзор

Обзор источников показал, что на сегодняшний день в России отсутствует законодательно утвержденный механизм стимулирования потребителей к выполнению мероприятий по нормализации ПКЭ. Мировая практика показывает, что действенным способом улучшения КЭ является ограничение эмиссии тока искажения еще на стадии подключения потенциально искажающих потребителей в электрическую сеть [8]. В случае отказа от выполнения данных мероприятий необходимо вводить штрафные санкции к искажающим потребителям.

Существовавшая ранее в СССР и России и законодательно закрепленная в РД 153-34.0-15.502-2002 методика оценки влияния потребителей

на искажение напряжения, базировавшаяся на расчете фактического вклада (ФВ) потребителя или ЭСО в напряжение искажения, решала задачу экономического стимулирования потребителей к нормализации КЭ за счет изменения тарифа на электроэнергию. По рассчитанным для потребителей ФВ определялись коэффициенты скидок или надбавок к тарифу на электроэнергию согласно инструкции Роскомцен №01-17/1443-11, Минтопэнерго РФ №ВК-7539 от 30.11.1993 г. «О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию». Таким образом, несмотря на неоднозначность самого подхода к определению ФВ, существовавшая методика все же позволяла стимулировать потребителей, имеющих, согласно методике расчета ФВ, искажающие электроприемники и потребляющих ввиду этого электроэнергию по штрафному тарифу, выполнять мероприятия по нормализации ПКЭ. В свою очередь, участники системы электроснабжения (СЭС), не имеющие источников искажений и потребляющие электроэнергию, качество которой не соответствовало требованиям ГОСТ, получали электроэнергию по льготной цене.

На сегодняшний день в соответствии с п. 4.2 ГОСТ Р 58289-2018 обязательная сертификация КЭ предусматривает подтверждение соответствия ГОСТ 32144-2013 только двух характеристик ПКЭ – отклонения частоты и медленных изменений напряжения. ПКЭ, связанные с несинусоидальностью и несимметрией напряжений, при сертификации не учитываются, несмотря на их значительное влияние на надежность работы электрооборудования и электроснабжения в целом [9]. Вместе с тем, на данный момент нет действующих нормативно-технических документов, которые устанавливали бы порядок определения степени влияния участников СЭС на несимметрию и несинусоидальность напряжений в электрической сети. По этой причине отсутствует имеющий юридическую силу способ экономического регулирования отношений поставщиков и потребителей электроэнергии в части вышеупомянутых ПКЭ.

Таким образом, для реального использования методики оценки влияния потребителей на искажение напряжения необходимы пересмотр и доработка не только нормативно-технических документов, но и правовых, в том числе Гражданского кодекса РФ. Так, в статье 542 Гражданского кодекса РФ «Качество энергии» указано, что в случае нарушения энерго-снабжающей организацией требований, предъявляемых к КЭ, абонент вправе отказаться от оплаты такой энергии. Из данной формулировки видно, что в настоящее время априори устанавливается вина ЭСО перед потребителем за ухудшение КЭ без учета возможного отрицательного влияния самого потребителя на КЭ. Тем самым игнорируется специфика электрической энергии как товара, качество которого зависит не только от поставщика, но и от потребителя. Правовая база в подавляющем большинстве случаев защищает

интересы потребителей электроэнергии, независимо от характера их нагрузок, что подтверждается обзором судебной практики по искам о неудовлетворительном КЭ [10]. Очевидно, что без отказа от существующих в Гражданском кодексе РФ и Законе РФ «О защите прав потребителей» подходов, практически исключаящих отрицательное влияние потребителя на КЭ, невозможно введение штрафных санкций в отношении искажающих потребителей. Эти санкции могут быть следующими.

Единовременно взимаемые штрафы за ухудшение КЭ по результатам инспекционного контроля КЭ с периодичностью, указанной в ГОСТ 33073-2014. Данный подход отличается невысокой затратностью и требует наличия у контролирующей организации измерительного прибора, позволяющего определить параметры исследуемого потребителя и оценить степень его влияния на искажение напряжения. Однако большой интервал времени между контролем КЭ (1 раз в 2 года) является причиной низкой достоверности периодической оценки влияния потребителей на КЭ.

Надбавка к тарифу на потребляемую электроэнергию по аналогии с ранее существовавшим подходом, установленным инструкцией «О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию» и Правилами применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии, утвержденным 14.05.1991 г. Надбавка может быть либо определенной априорно (например, по результатам инспекционного контроля КЭ и оценки степени влияния искажающего потребителя на КЭ), либо меняющейся во времени в зависимости от меры влияния потребителя на КЭ. В таком случае необходима установка измерительных приборов, одновременно осуществляющих учет потребляемой электроэнергии и определяющих параметры искажающих потребителей в реальном времени с расчетом надбавки к тарифу.

Штрафование ухудшающих КЭ потребителей на сумму исков, заявленных пострадавшими от неудовлетворительного КЭ потребителями. Данный подход, как и в предыдущем варианте, требует установки измерительных приборов, с помощью которых можно доказать недопустимые искажения, вносимые нелинейной или несимметричной нагрузкой отдельных потребителей. Указанный подход мог бы хорошо зарекомендовать себя при массовом выходе из строя электрооборудования потребителей, например, из-за резонансных процессов на высших гармониках (ВГ). В таком случае потребители могут однозначно указать сумму иска, равную стоимости ремонта или замены оборудования и технологического ущерба, в том числе, и упущенной выгоды. Однако, если выхода из строя оборудования не произошло, потребителям сложно оценить ущерб от неудовлетворительного КЭ, связанный с увеличением потерь электроэнергии и уменьшением срока службы ввиду отсутствия единой методики для такой оценки. Некоторые исследования данного вопроса представлены в [11, 12].

По указанным в последнем пункте причинам затруднителен не только сбор штрафов с искажающих потребителей, но и компенсация ущерба неискажающим участникам СЭС даже при привязке механизма компенсации к объему учтенной электроэнергии. Кроме этого, возможны расхождения в оценке электромагнитной и технологической составляющих ущерба по уже названной причине отсутствия для этого единой методики. Указанные факторы могут привести к отсутствию баланса между выплаченными компенсациями и взысканными штрафами.

Также проведен анализ подхода к нормализации КЭ, действующего в некоторых зарубежных странах. В них действуют и выполняются требования директив и стандартов *IEC 61000-3-2*, *IEC 61000-3-4*, *IEC 61000-3-12*, *IEC/TR 61000-3-6*, *IEEE Std 519-2022*, ограничивающих эмиссию токов ВГ электроустановками и техническими средствами (ТС) напряжением как до 1 кВ, так и выше. Для перехода к подобному нормированию КЭ в России делаются шаги за счет принятия отечественных стандартов по ограничению эмиссии токов ВГ (ГОСТ *IEC 61000-3-2-2021*, ГОСТ Р 51317.3.4-2006, ГОСТ 30804.3.12-2013), распространяющихся, однако, только на низковольтные ТС малой мощности. Источниками же самых больших искажений напряжения во многих ЭЭС были и остаются мощные электроприемники потребителей, подключенные напрямую к сетям высокого напряжения. Принятые в этой связи ГОСТ *IEC/TR 61000-3-6-2020* и ГОСТ Р 72176-2025 введены относительно недавно, поэтому на настоящий момент отсутствуют практические примеры его применения к участникам СЭС. Также важным шагом стало утверждение «Требований к КЭ, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии» (приказ Минэнерго РФ от 28.08.2023 г. № 690), которые закрепили обязанности потребителей с нелинейными и несимметричными нагрузками по соблюдению норм КЭ. Однако названный документ также не содержит методики распределения ответственности и экономического стимулирования потребителей к выполнению этих требований.

Таким образом, проведенный обзор существовавших ранее подходов подтверждает актуальность цели исследования – разработки подхода экономического стимулирования потребителей и ЭСО к выполнению мероприятий по улучшению КЭ, поскольку данный вопрос не решен в настоящее время.

III. Материалы и методы

Очевидным недостатком способа регулирования отношений между потребителями и ЭСО в части КЭ путем определения ФВ, рассмотренного в РД 153-34.0-15.502-2002 и Правилах применения скидок и надбавок к та-

рифам за качество электроэнергии, является то, что скидки и надбавки к тарифу начислялись некорректно, поскольку напряжение искажения не обладает свойством аддитивности [13, 14]. Кроме того, величина скидки или надбавки зависит только от характера влияния потребителя на КЭ (искажающий или неискажающий потребитель), но не от количественной меры этого влияния, которая косвенно учитывается только количеством потребленной электроэнергии. Также в нормативных документах и ссылочных материалах отсутствуют обоснования выбора значений коэффициентов скидок и надбавок. При решении задач оценки вклада потребителей в несинусоидальность и несимметрию напряжения общепринятым подходом является представление каждого из питающих и нагрузочных присоединений на рассматриваемой гармонике или для обратной последовательности основной частоты в виде эквивалентного двухполюсника – параллельно включенных источника тока и проводимости. Такие схемы замещения (СЗ), основанные на теоремах Нортона или Тевенина, приняты в международных стандартах и отчетах (*IEC 61000-3-6*, *CIGRE/CIGRE C4.109*) и широко применяются в отечественной практике (ГОСТ *IEC/TR 61000-3-6-2020*) и исследованиях [5, 6, 11, 13, 14]. Данные СЗ позволяют упростить подробные модели [15, 16], учитывающие внутреннюю структуру искажающей нагрузки, влияние угла коммутации и режима основной частоты, и сосредоточиться на системных аспектах КЭ.

В [13, 14, 17] предложен способ выявления искажающих КЭ потребителей и оценке степени их влияния на недопустимое искажение напряжения в точке общего присоединения (ТОП) при помощи коэффициента влияния, для чего решена вспомогательная задача экспериментального определения параметров СЗ потребителей [14, 18].

Предложенный способ оценки влияния основан на концепции коэффициента влияния и автономного напряжения искажения, что позволяет избежать некорректного использования понятия ФВ, поскольку напряжение искажения не обладает свойством аддитивности. Вместо некорректного и лишнего физического смысла разделения вектора напряжения искажения между участниками СЭС предлагается оценивать допустимость влияния потребителя с применением его автономного напряжения искажения. Условие допустимости вносимых искажений имеет вид:

$$U_{\Pi}^{\text{авт.}} \leq U_{\text{иск.доп.}}, \quad (1)$$

где $U_{\Pi}^{\text{авт.}} = \frac{I_{\Pi}}{Y_{\Pi}}$ – автономное напряжение искажения, создаваемое потреби-

телем, представленным в СЗ на рис. 1 в виде активного двухполюсника, где

наличие искажающих нагрузок характеризуется током искажения I_{Π} , а не-искажающих электроприемников – проводимостью Y_{Π} ; $U_{\text{иск.доп}}$ – допустимое напряжение искажения согласно ГОСТ 32144-2013.

Питающая ЭЭС вместе с иными потребителями данной ТОП представлена в СЗ аналогичным двухполюсником в общем виде с параметрами I_C и Y_C .

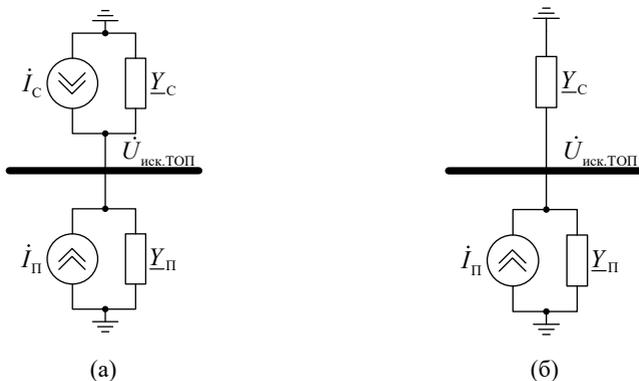


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения нагрузок потребителя, подключенного к точке общего присоединения с энергосистемой, содержащей источники искажений (а) и не содержащей источники искажений (б)

Fig. 1. Equivalent circuit diagram of a consumer's load connected to the point of common coupling with a power system containing distortion sources (a) and without distortion sources (b)

Для количественной оценки влияния k -го потребителя на искажение напряжения в ТОП введено понятие коэффициента влияния:

$$K_{\text{вл.}k} = \frac{U_{\text{иск.доп.}} - U_k^{\text{авт.}}}{U_{\text{иск.доп.}}} = 1 - \frac{U_k^{\text{авт.}}}{U_{\text{иск.доп.}}}. \quad (2)$$

Разработаны алгоритмы экспериментального определения параметров СЗ нагрузок потребителя в реальном времени [14, 18] по измеряемым токам и напряжениям без выполнения специальных коммутаций в сети. Это позволяет автоматизировать процесс оценки и использовать его в системах мониторинга КЭ. Результаты натурных испытаний подтверждают работоспособность метода и его применимость для выявления искажающих потребителей. Данный способ оценки влияния взят за основу для формирования системы экономических взаимоотношений между участниками СЭС в области КЭ. Для организации постепенного перехода к ЭЭС с требуемым по

ГОСТ 32144-2013 КЭ за счет реализации искажающими потребителями мер по уменьшению эмиссии токов искажения предложен компромиссный вариант регулирования отношений между ЭСО и искажающими КЭ потребителями. Предлагается ввести систему штрафных надбавок к тарифу на электроэнергию за ухудшение КЭ, при этом, в отличие от подхода в РД 153-34.0-15.502-2002 и [19], выплата компенсаций в виде скидок неискажающим потребителям не предполагается. Вместо этого создается фонд штрафных средств в ЭСО, расходующий целевым образом только на мероприятия по улучшению ПКЭ.

Для такого решения есть несколько обоснований. Во-первых, баланс при выплате компенсаций (например, в виде скидки к тарифу на электроэнергию) будет невозможен, поскольку коэффициент влияния не обладает свойством аддитивности, что в совокупности с тем фактом, что искажающие и неискажающие потребители в ТОП в общем случае имеют неодинаковую мощность и потребляют разное количество электроэнергии, приведет к небалансу штрафов и компенсаций. Во-вторых, в реалиях большинства ЭЭС России проблемы КЭ вызывают не отдельные бытовые и промышленные потребители малой мощности, а мощные нелинейные и несимметричные нагрузки (например, выпрямительные агрегаты металлургических производств, железнодорожная тяга и т.п.). Собственники этих производств лишь в редких случаях заинтересованы в улучшении ПКЭ за счет установки фильтров ВГ, симметро-компенсирующих устройств (СКУ), схемных решений и т.д. ввиду отсутствия нормативных документов, ограничивающих эмиссию токов искажения. Взимание штрафов с таких искажающих потребителей позволит решить задачу улучшения ПКЭ в рамках целой ЭЭС, в том числе, и в тех случаях, когда установка средств нормализации ПКЭ у каждого из искажающих потребителей нецелесообразна. Так, в [20] приведен пример, когда установка всего двух СКУ на тяговых ПС Байкало-Амурской магистрали (БАМ) позволит решить проблему с несимметрией напряжений во всей схеме внешнего электроснабжения БАМа. Данный вариант намного выгоднее установки СКУ на каждой ПС. Задачу проектирования и выбора узлов сети для установки средств нормализации ПКЭ на переходном этапе предлагается возложить на ЭЭС в лице ЭСО или сетевой компании. Затраты на нормализацию ПКЭ предлагается компенсировать полностью или частично из средств фонда, формируемого за счет взимания штрафов с искажающих потребителей через надбавку к тарифу. Следует еще раз отметить, что такое решение для нормализации ПКЭ является паллиативным, поскольку единственным обоснованным вариантом исключения проблем с КЭ в ЭЭС является ограничение эмиссии токов ВГ и ОП, широко применяемое за рубежом для электроустановок всех уровней напряжения.

Для обоснования величины штрафной надбавки к тарифу, взимаемой

с искажающих потребителей, необходимо оценить величину ущерба, наносимого такими потребителями другим участникам СЭС. В [21] указано, что ущерб от несоответствия КЭ требованиям ГОСТ принято делить на электромагнитную и технологическую составляющие. Согласно экспертным оценкам [11, 21], технологическая составляющая ущерба, обусловленная порчей материалов и оборудования, расстройством технологического процесса, ухудшением качества выпускаемой продукции, снижением производительности труда, на порядок больше электромагнитной составляющей, вызванной дополнительными потерями, уменьшением срока службы оборудования и т. д. Кроме того, технологическая составляющая индивидуальна для каждого типа производства и с трудом поддается оценке. По этой причине при расчете штрафных санкций она не будет учитываться.

Для анализа ущерба от неудовлетворительного КЭ по причине несинусоидальности и/или несимметрии напряжений рассмотрим СЗ на рис. 1б, представляющую собой ЭСО без источников искажений и искажающего потребителя, подключенного к ТОП. Для упрощения примем, что в схеме на рис. 1б параметры СЗ остаются практически неизменными во времени, что обуславливает неизменность параметров режима. Также условно будем считать, что $Y_C \ll Y_{\Pi}$, в результате чего напряжение искажения в ТОП будет практически полностью определяться параметрами СЗ исследуемого потребителя:

$$U_{\text{иск.ТОП}} = \frac{I_{\Pi}}{|Y_{\Pi} + Y_C|} \approx \frac{I_{\Pi}}{Y_{\Pi}} = U_{\Pi}^{\text{авт.}}, \quad (3)$$

где $U_{\Pi}^{\text{авт.}}$ – автономное напряжение искажения исследуемого потребителя.

Также для упрощения анализа и формирования принципиального подхода к определению штрафных санкций примем, что в схеме на рис. 1 присутствует лишь один источник искажения напряжения: только одна ВГ или только источник тока ОП.

Электромагнитный ущерб от несинусоидальности и несимметрии напряжений включает в себя три составляющие [11]:

- составляющая, обусловленная дополнительными потерями активной мощности;
- составляющая, обусловленная снижением срока службы электрооборудования;
- составляющая, обусловленная снижением эффективности использования передающих элементов электрической сети.

Последняя составляющая ущерба с трудом поддается количественной оценке, поэтому при приближенных расчетах ей пренебрежем.

Принципиальный подход к определению штрафной санкции состоит

в том, что с потребителя, виновного в недопустимом ухудшении ПКЭ, необходимо взимать такую сумму штрафа, которая будет компенсировать дополнительные потери электроэнергии и увеличение амортизационных отчислений, связанное с уменьшением срока службы оборудования по вине недопустимого КЭ. Ввиду неизвестного (в общем случае) характера и мощности нагрузок других потребителей, подключенных к данной ТОП, и ЭЭС, ограничимся оценкой ущерба только для исследуемого потребителя, условно работающего автономно, что позволяет сделать схема на рис. 16 с принятыми в ней допущениями. Интерпретировать такой подход к взиманию ущерба можно тем, что штрафные санкции накладываются в объеме ущерба для той части мощности генерирующего и сетевого оборудования ЭЭС, которую использует данный потребитель. Оценка ущерба для смежных потребителей в данной ТОП и для ЭСО представляется нецелесообразной, поскольку в общем случае искажающему потребителю ничего не известно о составе и мощности оборудования прочих участников СЭС, а, следовательно, зависимость ущерба от данных факторов будет считаться им необоснованной.

Рассмотрен подход к расчету штрафных санкций на примере несинусоидальности напряжения. Согласно [21], расчетное выражение для оценки ущерба от ВГ, обусловленного дополнительными потерями электроэнергии и сокращением срока службы изоляции электрооборудования:

$$Y = \beta(AT\Delta P_{\text{ном}} + BK) \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}}, \quad (4)$$

где β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; $\Delta P_{\text{ном}}$ – номинальные потери в электрооборудовании; T – время работы электрооборудования; K – капитальные затраты на электрооборудование; A и B – эмпирические коэффициенты, зависящие от типа электрооборудования; U_{n^*} – напряжение ВГ с номером n , отнесенное к напряжению основной частоты.

Номинальные потери активной мощности в электрооборудовании могут быть выражены через установленную мощность электрооборудования $P_{\text{уст.}}$ с использованием соответствующего коэффициента $k_{\Delta P}$:

$$\Delta P_{\text{ном}} = k_{\Delta P} P_{\text{уст.}}. \quad (5)$$

Аналогично могут быть выражены и капитальные затраты на электрооборудование:

$$K = k_{\text{уд.}} P_{\text{уст.}}, \quad (6)$$

где $k_{\text{уд.}}$ – удельные капиталовложения на установку 1 кВт мощности электрооборудования.

С учетом (4)-(6):

$$Y = \beta P_{\text{уст.}} \left(ATk_{\Delta P} + Bk_{\text{уд.}} \right) \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}}. \quad (7)$$

Величина взимаемого за то же время T штрафа рассчитывается как доля оплаченной потребителем электроэнергии по выражению:

$$\Pi = \alpha \beta \int_0^T P dt, \quad (8)$$

где α – штрафной коэффициент надбавки к тарифу за ухудшение КЭ, о.е.

Исходя из условия равенства ущерба и штрафа, определена величина штрафного коэффициента:

$$\alpha = P_{\text{уст.}} \left(ATk_{\Delta P} + Bk_{\text{уд.}} \right) \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}} \bigg/ \int_0^T P dt. \quad (9)$$

Выражение (9) позволяет рассчитать штрафной коэффициент надбавки к тарифу при недопустимом уровне n -й ВГ.

Далее представлен пример расчета численного значения штрафного коэффициента и проверка подхода на математической модели ТОП. Согласно [21], среднегодовой коэффициент использования установленной мощности принят $K_u = 0,65$. Выражение (9) можно представить в виде:

$$\alpha = \frac{P_{\text{уст.}} \left(ATk_{\Delta P} + Bk_{\text{уд.}} \right)}{K_u P_{\text{уст.}} T} \cdot \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}} = 1,538 \left(Ak_{\Delta P} + \frac{Bk_{\text{уд.}}}{T} \right) \frac{U_{n^*}^2}{n\sqrt{n}}. \quad (10)$$

Средняя величина потерь активной мощности в электрооборудовании, отнесенная к его номинальной мощности, с «запасом» принята равной 10 % [22]. Согласно [21], для наиболее распространенных синхронных и асинхронных машин коэффициенты A и B находятся в диапазонах от 250 до 490 и от 4 до 15 соответственно. Принимая, $A = 490$ и $B = 15$:

$$\alpha = \left(7,536 + \frac{2,307k_{\text{уд.}}}{T} \right) \cdot \frac{K_{U(n)}^2}{n\sqrt{n}} \cdot 10^{-3}. \quad (11)$$

где $K_{U(n)}$ – коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения по ГОСТ 32144-2013, %.

Ввиду отсутствия в литературе актуальных и достоверных данных по укрупненным показателям стоимости установленной мощности обобщенной нагрузки, которая, очевидно, дифференцирована по типам потребителей (максимальный $k_{\text{уд.}}$ соответствует цифровому оборудованию), по уров-

ням напряжения потребителей и по мощности единицы электрооборудования, коэффициент $k_{уд.}$ в (11) показан без числовой интерпретации. Из (11) видно, что значение штрафного коэффициента зависит от времени работы потребителя при текущем значении коэффициента $K_{U(n)}$. Эта зависимость обусловлена уменьшением срока службы оборудования при несоответствии ПКЭ требованиям ГОСТ и необходимостью увеличивать амортизационные отчисления на реновацию оборудования [21]. Чтобы избежать ситуации, в которых необходимо неограниченно увеличивать штрафной коэффициент при малых временах воздействия ВГ, составляющую, обусловленную дополнительным снижением срока службы электрооборудования, учитывать не будем.

Получено выражение для штрафного коэффициента α надбавки к тарифу, который зависит только от текущего значения ПКЭ в ТОП. Для учета влияния потребителя на ПКЭ расчет штрафного коэффициента проведен с использованием коэффициента влияния данного потребителя на искажение напряжения. Окончательно, без учета составляющей ущерба, обусловленной дополнительным снижением срока службы электрооборудования, получено выражение для k -го потребителя:

$$\alpha_k = 7,536 \cdot K_{вл.k} \cdot \frac{K_{U(n)}^2}{n\sqrt{n}} \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где $K_{вл.k}$ – коэффициент влияния исследуемого k -го потребителя на искажение напряжения.

Следует отметить, что физический смысл имеет только положительный $K_{вл.k}$, указывающий на недопустимое влияние данного потребителя на искажение напряжения и на необходимость взыскания штрафных санкций. Если $K_{вл.k} \leq 0$, штрафная надбавка к тарифу не применяется.

Эмпирические коэффициенты в (12) для расчета штрафного коэффициента не являются окончательными и могут быть уточнены для отдельных групп потребителей в ходе самостоятельного исследования ущербов от несоответствия КЭ требованиям ГОСТ 32144-2013. Составляющая, обусловленная дополнительным снижением срока службы электрооборудования, также может быть учтена при использовании адекватной модели оценки ресурса электрооборудования при неудовлетворительном КЭ. Составляющие ущерба при воздействии несимметрии напряжений носят характер, аналогичный составляющим ущерба от ВГ. По этой причине расчет штрафного коэффициента для несимметрии напряжений может быть выполнен по аналогичной схеме, если принять за основу методику оценки ущерба от несимметрии напряжений, приведенную, например, в [12].

Введение штрафного коэффициента позволяет выполнить привязку величины штрафа к объему потребленной электроэнергии. Такой подход,

как отмечалось ранее, является логичным, поскольку позволяет избежать ситуации, когда, к примеру, маломощный искажающий потребитель, работающий по вине ЭСО в сети с эквивалентной относительно потребителя проводимостью, близкой к нулю, вызывает недопустимое ухудшение КЭ в узле сети и вынужден возмещать ущерб остальным потребителям в данной ТОП. Для этого в нормативно-правовых документах также необходимо закрепление ответственности ЭСО за поддержание режима без резонанса [14, 23]. В предложенном подходе потребитель выплачивает штраф, пропорциональный потребленной им электроэнергии и тому ПКЭ, на увеличение которого он оказал недопустимое влияние.

Кроме того, в представленном примере рассмотрен только один источник искажения (одна гармоника). Одновременный учет действия нескольких гармоник и несимметрии в общем случае требует отдельного исследования, а в качестве одного из вариантов без дополнительного обоснования учет одновременного действия нескольких ПКЭ может быть выполнен аналогично инструкции «О порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию», а именно простым суммированием независимо рассчитанных штрафных санкций по каждому ПКЭ.

IV. Результаты и обсуждение

Для проверки возможности применения предложенного подхода применения штрафных санкций в виде надбавки к тарифу в системе *MATLAB* создана математическая модель ТОП с искажающими нелинейными нагрузками. Схемы ТОП представлены на рис. 2.

Номинальное напряжение ТОП – 6 кВ. Установленные мощности нагрузок потребителей представлены в табл. 1.

Таблица 1.
Установленные мощности нагрузок потребителей

Table 1.
Installed load capacities of power consumers

Индекс присоединения	Характеристика нагрузки на присоединении		Установленная мощность, МВА
1	Осветительная нагрузка		$2 + j0,3$
2	Выпрямительная нагрузка		$6 + j1$
3	Асинхронная нагрузка		$3 + j2$
4	Смешанная выпрямительная и активно-емкостная нагрузка	Выпрямительная нагрузка	$10 + j2$
		Линейная нагрузка	$1 - j2$
5	ЭСО без источников искажения		–

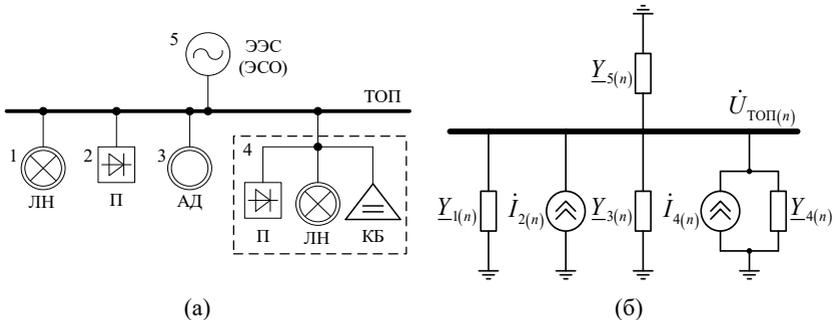


Рис. 2. Расчетная схема точки общего присоединения (а) и схема замещения точки общего присоединения на высших гармониках (б) для анализа метода применения штрафных санкций:

ЛН – лампы накаливания; П – преобразователи; АД – асинхронные двигатели; КБ – конденсаторные батареи

Fig. 2. Calculation diagram of the point of common coupling (a) and equivalent impedance of the point of common coupling at higher harmonics (b) for the analysis of the penalty sanctions method:

ЛН – incandescent lamps; П – converters; АД – asynchronous motors; КБ – capacitor banks

Принято, что мощность каждого потребителя меняется случайно с равномерным законом распределения каждые 10 мин в диапазоне от 70 до 100 % установленной мощности $S_{уст}$. Исходное значение тока трехфазного короткого замыкания (КЗ) на шинах ТОП $I_{К\text{ исх}}^{(3)}$ составляет 20 кА. Изменение конфигурации внешней сети моделируется случайным изменением за каждые 10 мин по равномерному закону тока КЗ на шинах ТОП в диапазоне от 0,7 до 1,0 от исходного тока КЗ $I_{К\text{ исх}}^{(3)}$.

Для анализа выбрана гармоника с номером $n = 7$. По ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое и предельно допустимые значения ПКЭ для данной гармоники в сети 6 кВ равны, соответственно, $K_{U(7)нд} = 3\%$ и $K_{U(7)пд} = 4,5\%$. Параметры СЗ для ВГ оценены приближенно по формулам из [24-26]. Так, активная, индуктивная и емкостная проводимости на ВГ могут быть найдены по следующим выражениям через известные составляющие полной проводимости на основной частоте:

$$G_{(n)} = \frac{G_{(1)}}{\sqrt{n}}; B_{L(n)} = \frac{B_{L(1)}}{n}; B_{C(n)} = nB_{C(1)}. \quad (13)$$

Модуль задающего тока n -й ВГ согласно [21, 24] может быть приближенно выражен как отношение тока на основной частоте к номеру ВГ:

$$I_{(n)} = \frac{I_{(1)}}{n}. \quad (14)$$

Проводимости потребителей на основной частоте, в свою очередь, найдены по закону Ома, а проводимость ЭЭС (ЭСО) – по известному значению тока трехфазного КЗ на шинах 6 кВ согласно РД 153-34.0-20.527-98.

По (13) и (14) рассчитаны параметры СЗ на рис. 2б для n -й ВГ, меняющиеся во времени каждые 10 ми. Данный интервал времени соответствует минимальному интервалу для оценки соответствия КЭ требованиям ГОСТ, связанным с несинусоидальностью и несимметрией напряжений. Общее время моделирования составляет 1 год, или 52560 интервалов по 10 мин. Результаты моделирования приведены на рис. 3-5 и в табл. 2 с необходимыми комментариями.

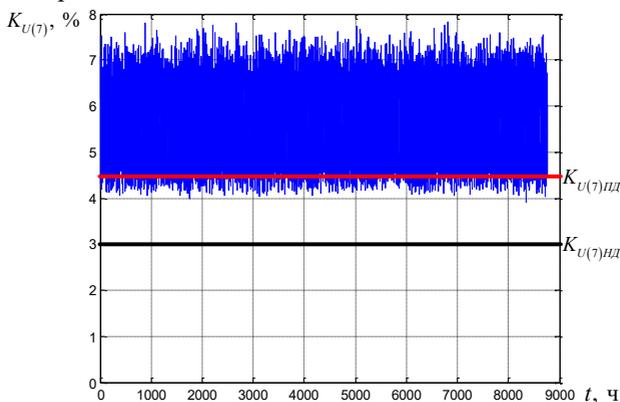


Рис. 3. График изменения во времени коэффициента 7-й гармонической составляющей напряжения прямой последовательности на шинах точки общего присоединения

Fig. 3. Time variation graph of the 7th harmonic component of the positive-sequence voltage at the point of common coupling buses

По параметрам СЗ на рис. 2б, которые в действующей СЭС могут быть определены в реальном времени с использованием метода, рассмотренного в [14, 18], рассчитываются коэффициенты влияния каждого участника СЭС, подключенного к ТОП. Для исключения чрезмерно больших по модулю значений коэффициентов влияния в СЗ чисто линейных потребителей искусственно введен ток искажения величиной 1 А, не меняющий характера их влияния на КЭ ($K_{вл.} < 0$).

По рассчитанным коэффициентам влияния и значение ПКЭ $K_{U(7)}$ в ТОП, по (12) можно рассчитать штрафные коэффициенты надбавок к та-

рифу для каждого потребителя. Еще раз необходимо отметить, что штрафной коэффициент для k -го потребителя α_k рассчитывается только при выполнении двух условий: положительного $K_{вл,k}$ данного потребителя и наличия ПКЭ, превышающего нормально допустимое значение по ГОСТ 32144-2013. В противном случае $\alpha_k = 0$.

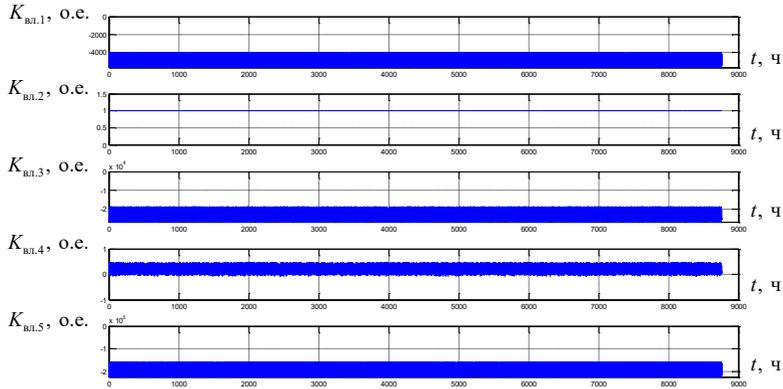


Рис. 4. Графики изменения во времени коэффициентов влияния каждого участника системы электроснабжения

Fig. 4. Time variation graphs of the influence coefficients of each participant in the power supply system

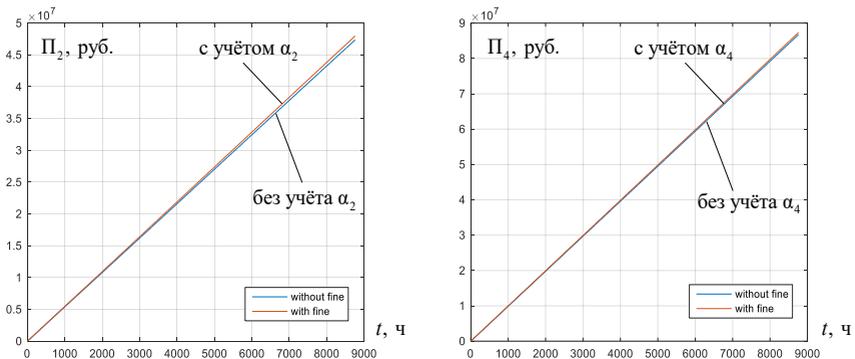


Рис. 5. Результаты расчёта стоимости электроэнергии Π_2 , потреблённой искажающими участниками системы электроснабжения на присоединении 2 (а), и стоимости электроэнергии Π_4 для присоединения 4 (б) без учёта и с учётом штрафного коэффициента в виде нарастающего итога

Fig. 5. Calculation results of Π_2 electricity cost consumed by distorting loads at feeder 2 (a), and Π_4 electricity cost at feeder 4 (b), without and with consideration of the penalty factor, presented as a cumulative total

Таблица 2.
Результаты расчета годовых переоплат
за ухудшение качества электроэнергии искажающими потребителями

Table 2.
Results of the calculation of annual overpayments
for deterioration of power quality caused by distorting consumers

Индекс потребителя	Сумма штрафа за год, руб.
2	612 701
4	574 504
Итого в пользу ЭСО:	1 187 205

На рис. 5 приведены результаты расчета стоимости потребленной искажающими участниками СЭС электроэнергии без учета и с учетом штрафного коэффициента. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии упрощенно принята в соответствии с экономически обоснованным одноставочным тарифом в Иркутской области для организаций в диапазоне напряжений СН1 на второе полугодие 2025 г. и составляет 1,05965 руб./кВт·ч, согласно приказу службы по тарифам Иркутской области № 79-684-спр от 29.11.2022 г. (в ред. приказа №79-344-спр от 30.11.2024 г.).

Результаты расчета штрафа, взимаемого с искажающих потребителей (с положительными $K_{вл.}$) в течение года, приведены в табл. 2. Как указывалось ранее, полученные ЭСО в виде штрафа средства нецелесообразно использовать для снижения тарифа неискажающим потребителям ввиду неаддитивности коэффициента влияния и несоответствия количества и мощности искажающих и неискажающих потребителей. Предлагается из полученных средств создать фонд в ЭСО, которой будет расходоваться на улучшение ПКЭ и выплату компенсаций по возможным искам от потребителей. Такая мера является превентивной, поскольку ЭСО заранее получает дополнительные средства для нормализации КЭ и возможности компенсировать иски по КЭ, число которых обязательно будет расти ввиду роста количества чувствительного к КЭ оборудования [27] (особенно микропроцессорного) и повышения юридической и технической грамотности потребителей [10, 28].

Кроме этого, и потребители при введении системы штрафов получают стимул к уменьшению эмиссии токов искажения и нормализации ПКЭ. Так, согласно сайту Единой информационной системы в сфере закупок, стоимость фильтрокомпенсирующего устройства (ФКУ) с номинальным напряжением 6 кВ составит около 9,8 млн руб. по ценам, приведенным к 2025 году. При условии постоянства ежегодного штрафа (табл. 2) срок окупаемости установки ФКУ при условии установки его ЭСО, а не каждым потребителем в отдельности, составит 8,25 года. Этот показатель для объектов энергетики довольно мал [29], что делает установку устройств норма-

лизации ПКЭ экономически целесообразной для искажающих потребителей. Следует отметить, что данный срок окупаемости получен при цене за 1 кВт·ч, являющейся самой низкой в стране. В других регионах России с большим тарифом на электроэнергию срок окупаемости установки ФКУ будет значительно меньше. Данный экономический эффект достигается только при учете ущерба, вызванного дополнительными потерями от токов ВГ. Учет снижения срока службы и уточнение штрафного коэффициента по (9) приведет к увеличению последнего и, как следствие, к дополнительному стимулированию потребителей к нормализации ПКЭ.

V. Выводы

В работе представлен концептуальный подход, касающийся решения задачи экономического стимулирования искажающих потребителей к выполнению мероприятий по уменьшению эмиссии токов искажения и нормализации ПКЭ. Рассмотрено правовое положение ЭСО и потребителей в вопросах КЭ. Отмечено, что в настоящее время к потребителям, недопустимо искажающим КЭ, не применяются штрафные санкции по нескольким причинам. Среди них – отсутствие корректной методики оценки их влияния на искажение напряжения, несовершенство нормативно-правовой базы, незаинтересованность большинства потребителей в улучшении ПКЭ. При этом в правовых документах не учитывается специфика электроэнергии как товара, качество которой зависит не только от ЭСО, но и от потребителей, причем в части несимметрии и несинусоидальности напряжений – только от последних.

Отмечено, что в условиях невозможности одновременного перехода к нормированию токов искажения единственным рычагом воздействия на искажающих потребителей в вопросе улучшения ими КЭ может стать введенная в правовых и нормативных актах процедура взыскания штрафа на основе корректной автономной методики выявления искажающих потребителей независимо от их мощности. Штраф может взиматься по результатам инструментального контроля и анализа КЭ с выявлением искажающих потребителей периодически (на заранее установленную сумму), после подачи иска к ЭСО от неискажающих потребителей (на сумму иска) или непрерывно в виде надбавки к тарифу на электроэнергию.

Внедрение предлагаемого паллиативного подхода аккумулирования взимаемых штрафов в фонде ЭСО для выполнения организационно-технических мероприятий по улучшению ПКЭ позволит искажающим потребителям, вынужденно оплачивающим штраф за ухудшение КЭ, принять меры по установке средств нормализации ПКЭ (фильтров ВГ, симметрирующих устройств и др.), срок окупаемости которых, как показано в данной работе, даже при относительно низких тарифах на электроэнергию соответствует нормативному сроку окупаемости капиталовложений для энергетики

(около 8 лет). При этом штрафы за ухудшение КЭ исчезнут автоматически, как только параметры СЗ потребителя станут такими, что будет выполнено условие $U_{\Pi}^{\text{авт.}} < U_{\text{иск.доп.}}$, и коэффициент его влияния станет отрицательным. Когда ЭСО установит групповое средство нормализации ПКЭ в ТОП или все искажающие потребители установят индивидуальные средства нормализации ПКЭ, предлагаемый подход будет устранен за ненадобностью, при этом автоматически перестанут взиматься штрафы. ПКЭ в ТОП в таком случае будет соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013.

Данный вывод в несколько иной форме подтверждает единственно обоснованный и логичный подход к нормализации ПКЭ – ограничение эмиссии токов искажения нелинейными и несимметричными нагрузками потребителей. В связи с этим, ввод в действие ГОСТ Р 72176-2025 создает нормативную основу для ограничения токов искажения и дает обоснованную надежду на системное улучшение ПКЭ в электрических сетях.

© Федосов Д.С., 2026

© Романова В.В., 2026

© Зубова Е.В., 2026

Поступила в редакцию 12.01.2026

Принята к публикации 12.01.2026

Received 16.02.2026

Accepted 16.02.2026

Библиографический список

- [1] Bai W., Zhuang G., Zhao X., Wei Z. High-precision intelligent identification of complex power quality disturbances based on improved KST and CNNs // IEEE Access. 2024. Vol. 12. С. 86434-86443. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3416684
- [2] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Сулов К.В., Черепанов А.В., Крюков А.Е. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных ветрогенераторами // Системы. Методы. Технологии. 2024. № 2(62). С. 40-49. DOI: 10.18324/2077-5415-2024-2-40-49
- [3] Kulikov A.L., Sevostyanov A.A., Ilyushin P.V. Statistical sampling for power-quality monitoring in modern power-supply systems // Russian Electrical Engineering. 2022. Vol. 93, № 4. С. 254-260. DOI: 10.3103/S1068371222040071
- [4] Бирюлин В.И., Куделина Д.В., Брежнев И.В. Исследование проблем качества электроэнергии в сетях напряжением 0,4 кВ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24, № 2. С. 73-85. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-2-73-86
- [5] Коверникова Л.И. [и др.]. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
- [6] Зубова Е.В., Федосов Д.С. Исследование условий возникновения резонанса на высших гармониках в электрической сети, питающей нелинейную нагрузку // Известия

- высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26, № 3. С. 83-95. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-3-83-95
- [7] Ray P., Ray P.K., Dash S.K. Power quality enhancement and power flow analysis of a PV integrated UPQC system in a distribution network // IEEE Transactions on Industry Applications. 2022. Vol. 58, № 1. С. 201-211. DOI: 10.1109/TIA.2021.3131404
- [8] Pourarab M., Domianus O., Meyer J., Naef T., Rölli R., Ulrich M. Utilization of harmonic emission limits by customer installations in low and medium voltage networks // 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP); 2022; Naples, Italy. С. 1-6. DOI: 10.1109/ICHQP53011.2022.9808630
- [9] Kusko A., Thompson M.T. Power quality in electrical systems. New York: McGraw-Hill, 2007. – 320 с.
- [10] Машкин А.Г., Якимов А.А., Машкин В.А. Ответственность за снижение качества электроэнергии. Обзор арбитражной практики // Новости электротехники. 2008. № 6(54). [Электронный ресурс]. URL: <https://news.elteh.ru/arh/2008/54/> (дата обращения 10.01.2026).
- [11] Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Севостьянов А.А. Качество электроэнергии. Анализ причин больших ущербов от низкого качества и рекомендации по их снижению // Энергобезопасность и энергосбережение. 2023. № 2. С. 81-87.
- [12] Балабанов А.М., Митрофанов С.В. Анализ эффективности систем СТАТКОМ в задачах повышения качества электроэнергии горнодобывающего предприятия // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2023. Т. 15, № 1(57). С. 68-79.
- [13] Висящев А.Н., Федосов Д.С. Оценка влияния потребителей на искажение напряжения в электрической сети // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 3(48). С. 46-51.
- [14] Федосов Д.С. Разработка метода оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети: дис. канд. техн. наук, ИрГТУ, Иркутск, 2014. – 195 с.
- [15] Федотов А.И., Федотов Е.А., Чернова Н.В. Схемы замещения вентильных преобразователей для расчета гармоник тока и напряжения. Ч. II // Электричество. 2007. № 11. С. 38-45.
- [16] Федотов А.И., Чернова Н.В., Рылов Ю.А., Федотов Е.А. Схема замещения однофазного вентильного преобразователя для расчета гармоник тока // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2006. № 1-2. С. 94-99.
- [17] Баглейбгер О.И. Разработка математических моделей и методов для оценки влияния участников системы электроснабжения на качество электроэнергии: дис. канд. техн. наук, ИрГТУ, Иркутск, 2006. – 213 с.
- [18] Федосов Д.С. Методы уменьшения погрешностей экспериментального определения параметров схем замещения потребителей на высших гармониках // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2013. № 10(81). С. 254-261.
- [19] Tiguntsev S.G., Turdiev A.T., Akhmedov S.B. Research of the methodology for assessing the contribution of electricity supply participants to the quality of electric energy // Power Technology and Engineering. 2020. Vol. 54, № 4. С. 588-593. DOI: 10.1007/s10749-020-01256-1

- [20] Висящев А.Н., Каратаев Б.Н., Тигунцев С.Г., Федосов Д.С. Симметрирование режимов в системах электроснабжения железнодорожной тяги // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2018. № 1(46). С. 60-63.
- [21] Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2010. – 375 с.
- [22] Абдуллазянов Э.Ю., Грачева Е.И., Горлов А.Н., Шакурова З.М., Логачева А.Г. Влияние низковольтных электрических аппаратов и параметров электрооборудования на потери электроэнергии в цеховых сетях // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23, № 3. С. 3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-3-13
- [23] Li Z., He Z., Song Y., Tang L., Wang Y. Stochastic assessment of harmonic propagation and amplification in power systems under uncertainty // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2021. Vol. 36, № 2. С. 1149-1158. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3002890
- [24] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Кижин В.В. Согласованное управление накопителями электроэнергии и установкой распределенной генерации с прогностическими регуляторами в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2023. Т. 25, № 6. С. 3-13. DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-6-3-13
- [25] Wang Y., Zhou X., Tang J., Xiao X., Zhang S., Si J. Adaptive harmonic virtual impedance control for improving voltage quality of microgrids // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2024. Vol. 12, № 5. С. 1548-1558. DOI: 10.35833/MPCE.2023.000447
- [26] Domagk M., Blanco A.M., Meyer J., Todeschini G. Identification of equivalent impedance models of downstream networks for harmonic studies in extra high voltage systems // 21st International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2024, Chengdu, China. С. 818-823. DOI: 10.1109/ICHQP61174.2024.10768797
- [27] Namdev P., Singh R. Advances in power quality enhancement: a comprehensive review of custom power devices and mitigation strategies // 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Engineering (EPEE), 2023, Wuhan, China. С. 761-765. DOI: 10.1109/EPEE59859.2023.10352062
- [28] Shi S., Xiao M., Liu Y., Wang X., Lin S. Review of power quality standard system // 21st International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2024, Chengdu, China. С. 677-683. DOI: 10.1109/ICHQP61174.2024.10768767
- [29] Ivanova I.Yu., Shakirov V.A., Ivanov R.A. Feasibility of connecting consumers in isolated communities to the Irkutsk power system // *Energy Systems Research*. 2024. Vol. 7. С. 65-70. DOI: 10.25729/esr.2024.04.0008

References

- [1] W. Bai, G. Zhuang, X. Zhao and Z. Wei, “High-precision intelligent identification of complex power quality disturbances based on improved KST and CNNs”, *IEEE Access*, vol. 12, pp. 86434-86443, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3416684
- [2] Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov, A.V. Cherepanov and A.E. Kryukov, “Modeling the modes of traction power supply systems equipped with wind generators”, *Systems. Methods. Technologies*, no. 2(62), pp. 40-49, 2024 (in Russian). DOI: 10.18324/2077-5415-2024-2-40-49
- [3] A.L. Kulikov, A.A. Sevostyanov and P.V. Ilyushin, “Statistical sampling for power-quality monitoring in modern power-supply systems”, *Russian Electrical Engineering*, vol. 93, no. 4, pp. 254-260, 2022. DOI: 10.3103/S1068371222040071

- [4] V.I. Biryulin and D.V. Kudelina, "Model development for the analysis of reducing voltage asymmetry methods in power supply systems", *Power engineering: research, equipment, technology*, vol. 24, no. 2, pp. 73-85, 2022 (in Russian). DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-2-73-86
- [5] L.I. Kovernikova et al., *Kachestvo elektricheskoy energii: sovremennoe sostoyaniye, problemy i predlozheniya po ikh resheniyu [Electric power quality: current state, problems and solution proposals]*. Novosibirsk: Nauka, 2017 (in Russian).
- [6] E.V. Zubova and D.S. Fedosov, "Study of resonance conditions on higher harmonics in an electrical network supplying a nonlinear load", *Power engineering: research, equipment, technology*, vol. 26, no. 3, pp. 83-95, 2024 (in Russian). DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-3-83-95
- [7] P. Ray, P.K. Ray and S.K. Dash, "Power quality enhancement and power flow analysis of a PV integrated UPQC system in a distribution network", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 58, no. 1, pp. 201-211, 2022. DOI: 10.1109/TIA.2021.3131404
- [8] M. Pourarab, O. Domianus, J. Meyer, T. Naef, R. Rölli and M. Ulrich, "Utilization of harmonic emission limits by customer installations in low and medium voltage networks", in *proc. 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)*, Naples, Italy, 2022, pp. 1-6. DOI: 10.1109/ICHQP53011.2022.9808630
- [9] A. Kusko, M.T. Thompson, *Power quality in electrical systems*. New York: McGraw-Hill, 2007.
- [10] A.G. Mashkin, A.A. Yakimov and V.A. Mashkin, "Otvetstvennost' za snizhenie kachestva elektricheskoy energii. Obzor arbitrazhnoy praktiki [Liability for deterioration of power quality: a review of arbitration practice]", *Novosti elektrotekhniki*, no. 6(54), 2008 (in Russian). [Online]. Available at: [Novosti elektrotekhniki, https://news.elteh.ru/arh/2008/54/](https://news.elteh.ru/arh/2008/54/).
- [11] G.Ya. Vagin, A.L. Kulikov and A.A. Sevostyanov, "Power quality. Causes of major damages from poor power quality and recommendations on damage reduction", *Energy Safety and Energy Economy*, no. 2, pp. 81-87, 2023 (in Russian).
- [12] A.M. Balabanov and S.V. Mitrofanov, "Analysis of the efficiency of STATCOM systems in improving the quality of electricity in a mining enterprise", *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, vol. 15, no. 1(57), pp. 68-79, 2023 (in Russian).
- [13] A.N. Visyashev and D.S. Fedosov, "Estimation of consumer impact on voltage distortion in electric network", *Electric power. Transmission and distribution*, no. 3(48), pp. 46-51, 2018 (in Russian).
- [14] D.S. Fedosov, "Razrabotka metoda otsenki vliyaniya potrebitelyey na nesinusoidal'nost' i nesimmetriyu napryazheniy v elektricheskoy seti [Development of a method for assessing consumer impact on voltage non-sinusoidality and asymmetry in electrical networks]", Cand. of Tech. Sc. thesis, Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia, 2014 (in Russian).
- [15] A.I. Fedotov, E.A. Fedotov and N.V. Chernova, "The equivalent circuits of switched converters for calculating current and voltage harmonics. Part 2", *Elektrichestvo*, no. 11, pp. 38-45, 2007 (in Russian).
- [16] A.I. Fedotov, N.V. Chernova, Yu.A. Rylov and E.A. Fedotov, "Equivalent circuit of a single-phase AC converter for calculation of harmonics of the current", *Power engineering: research, equipment, technology*, no. 1-2, pp. 94-99, 2006 (in Russian).
- [17] O.I. Bagleybter, "Razrabotka matematicheskikh modeley i metodov dlya otsenki vliyaniya uchastnikov sistemy elektrosnabzheniya na kachestvo elektricheskoy energii [Development

- of mathematical models and methods for assessing the impact of power supply system participants on power quality*”, Cand. of Tech. Sc. thesis, Irkutsk State Technical University, Irkutsk, Russia, 2006 (in Russian).
- [18] D.S. Fedosov, “Error minimization methods of experimental determination of power consumer equivalent circuit parameters for higher harmonics”, *Proceedings of Irkutsk State Technical University*, no. 10(81), pp. 254-261, 2013 (in Russian).
- [19] S.G. Tiguntsev, A.T. Turdiev and S.B. Akhmedov, “Research of the methodology for assessing the contribution of electricity supply participants to the quality of electric energy”, *Power Technology and Engineering*, vol. 54, no. 4, pp. 588-593, 2020. DOI: 10.1007/s10749-020-01256-1
- [20] A.N. Visyashev, B.N. Karataev, S.G. Tiguntsev and D.S. Fedosov, “*Simmetrirovaniye rezhimov v sistemakh elektrosnabzheniya zheleznodorozhnoy tyagi [Symmetrization of operating modes in railway traction power supply systems]*”, *Electric power. Transmission and distribution*, no. 1(46), pp. 60-63, 2018 (in Russian).
- [21] I.V. Zhezenenko, *Vysshie garmoniki v sistemakh elektrosnabzheniya prompredpriyatiy [Higher harmonics in industrial power supply systems]*, 6th ed. Moscow: Energoatomizdat, 2010 (in Russian).
- [22] E.Yu. Abdullazyanov, E.I. Gracheva, A.N. Gorlov, Z.M. Shakurova and A.G. Logacheva, “Influence of low-voltage electrical switching and protecting devices and parameters of electrical equipment on electricity losses in workshop power supply networks”, *Power engineering: research, equipment, technology*, vol. 23, no. 3, pp. 3-13, 2021 (in Russian). DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-3-13
- [23] Z. Li, Z. He, Y. Song, L. Tang and Y. Wang, “Stochastic assessment of harmonic propagation and amplification in power systems under uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 2, pp. 1149-1158, 2021. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3002890
- [24] Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov and V.V. Kizhin, “Coordinated management of electricity storages and distributed generation plant with predictive controllers in a power supply system with reduced electricity quality”, *Power engineering: research, equipment, technology*, vol. 25, no. 6, pp. 3-13, 2023 (in Russian). DOI: 10.30724/1998-9903-2023-25-6-3-13
- [25] Y. Wang, X. Zhou, J. Tang, X. Xiao, S. Zhang and J. Si, “Adaptive harmonic virtual impedance control for improving voltage quality of microgrids”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 12, no. 5, pp. 1548-1558, 2024. DOI: 10.35833/MPCE.2023.000447
- [26] M. Domagk, A.M. Blanco, J. Meyer and G. Todeschini, “Identification of equivalent impedance models of downstream networks for harmonic studies in extra high voltage systems”, in proc. *21st International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Chengdu, China, 2024, pp. 818-823. DOI: 10.1109/ICHQP61174.2024.10768797
- [27] P. Namdev, R. Singh, “Advances in power quality enhancement: a comprehensive review of custom power devices and mitigation strategies”, in proc. *3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Engineering (EPEE)*, Wuhan, China, 2023, pp. 761-765. DOI: 10.1109/EPEE59859.2023.10352062
- [28] S. Shi, M. Xiao, Y. Liu, X. Wang and S. Lin, “Review of power quality standard system”, in proc. *21st International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Chengdu, China, 2024, pp. 677-683. DOI: 10.1109/ICHQP61174.2024.10768767

- [29] I.Yu. Ivanova, V.A. Shakirov and R.A. Ivanov, "Feasibility of connecting consumers in isolated communities to the Irkutsk power system", *Energy Systems Research*, vol. 7, pp. 65-70, 2024. DOI: 10.25729/esr.2024.04.0008

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Федосов Денис Сергеевич, кандидат технических наук, заведующий кафедрой Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация.

Романова Виктория Викторовна, кандидат технических наук, доцент Забайкальского государственного университета, г. Чита; доцент филиала Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» в г. Волжском, г. Волжский, Волгоградская обл., Российская Федерация.

Зубова Екатерина Васильевна, ассистент Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация.

Denis S. Fedosov, Cand. Sci. (Eng.), head of a chair of the Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation.

Viktoriya V. Romanova, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Trans-Baikal State University, Chita; associate professor of the Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute» in Volzhsky, Volgograd region, Russian Federation.

Ekaterina V. Zubova, assistant of the Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation.

УДК 621.354.3:621.314.58

EDN NJSZTW

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ V2G ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА В ПРОВИНЦИИ МАЙСАН (ИРАК): МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Аль-Мохаммедави Али Джбер Мшкил

ORCID: 0000-0003-0583-0559 e-mail: alijber1987@uomisan.edu.iq

Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет
Москва, Россия
Университет Майсан
Майсан, Ирак

Представлены результаты исследования потенциала технологий двунаправленного преобразования электроэнергии ($V2G$) для компенсации энергодефицита в условиях провинции Майсан (Ирак). На основе данных Министерства электричества и провинциального управления электроснабжения за 2018-2023 гг. выполнен анализ энергетического баланса региона, выявлены системные причины дефицита мощности, проведено моделирование сценариев внедрения $V2G$ -систем в среде *Matlab*. Рассчитан потенциал отдачи энергии от аккумуляторов электромобилей с учетом коэффициента участия, глубины разряда и КПД преобразователей. Показано, что при проникновении электромобилей на уровне 1 % от автопарка (≈ 5000 ед.) технология $V2G$ способна обеспечить до 112,5 МВт·ч в сутки и снизить пиковую нагрузку на 35 МВт (≈ 39 % дефицита). Определено, что наибольший эффект достигается в межсезонье и зимний период, когда дефицит мощности ниже. Разработана методика расчета минимально необходимого числа зарядных станций (≈ 1500 -1800 ед.), и предложена карта их приоритетного размещения вблизи критически важных объектов – больниц, ирригационных насосных станций и транспортных парков. Полученные результаты подтверждают техническую реализуемость и социально-экономическую целесообразность локализованной модели $V2G$ для энергодефицитных регионов Ирака.

Ключевые слова: двунаправленное преобразование; $V2G$; инфраструктура зарядных станций; Майсан; моделирование; *Matlab*; энергобаланс; энергодефицит; электромобили.

Для цитирования: Аль-Мохаммедави Али Джбер Мшкил. Применение технологий $V2G$ для компенсации энергодефицита в провинции Майсан (Ирак): моделирование и инфраструктурные решения // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 48-66. EDN NJSZTW

APPLICATION OF V2G TECHNOLOGIES TO COMPENSATE FOR ENERGY DEFICIT IN MAYSAN PROVINCE (IRAQ): MODELING AND INFRASTRUCTURE SOLUTIONS

Al-Mohammedawi Ali Jber Mshkil

ORCID: **0000-0003-0583-0559** e-mail: **alijber1987@uomisan.edu.iq**

Moscow Automobile and Road Construction State Technical University

Moscow, Russia

University of Maysan

Maysan, Iraq

Abstract. This paper presents results of assessing the potential of vehicle-to-grid (V2G) technologies to compensate energy deficits in Maysan province (Iraq). Based on Ministry of Electricity and Provincial Electricity Directorate data for 2018–2023, the region's energy balance was analyzed and causes of capacity shortages were identified. Matlab simulations of V2G deployment scenarios were conducted. The energy contribution from EV batteries was estimated considering participation rate, depth of discharge and converter efficiency. It is shown that at 1% EV penetration (≈ 5000 vehicles), V2G can provide up to 112.5 MWh/day and reduce peak load by 35 MW ($\approx 39\%$ of deficit). The greatest effect is expected in interseasonal and winter periods. A methodology to compute required number of bidirectional chargers (~ 1500 – 1800) and a priority map of station placement near hospitals, irrigation pump stations and fleet depots are proposed. Results support the technical feasibility and socio-economic justification of a localized V2G model for energy-deficit regions.

Keywords: vehicle-to-grid; V2G; charging infrastructure; Maysan; modelling; Matlab; energy balance; energy deficit; electric vehicles.

For citation: Al-Mohammedawi Ali Jber Mshkil, “Application of V2G technologies to compensate for energy deficit in Maysan province (Iraq): modeling and infrastructure solutions”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 48-66, 2026. EDN NJSZTW

I. Введение

Развитие современных электроэнергетических систем в развивающихся странах сопровождается ростом дисбаланса между спросом и предложением электроэнергии, что приводит к устойчивому энергодефициту и снижению надежности системы. В Ираке, несмотря на значительные запасы углеводородного топлива, дефицит носит системный характер [1-3]. По данным *International Energy Agency*, установленная мощность страны составляет около 25-26 ГВт, тогда как фактическая генерация не превышает 22-

24 ГВт [1, 2]. Доля возобновляемых источников, несмотря на высокий солнечный потенциал (> 2000 кВт·ч/м²/год), остается менее 1 %, что указывает на имеющийся потенциал для децентрализованной генерации [3, 4, 5]. Наиболее острый дефицит наблюдается в южных провинциях, включая Майсан. Летом национальный спрос достигает 35 ГВт, а фактическая генерация – 24 ГВт, формируя структурный дефицит около 11-12 ГВт [6, 7]. В Майсане среднесуточный дефицит мощности в пиковые часы составляет 90-130 МВт, а продолжительность отключений достигает 6-8 часов [6, 8]. Нагрузка характеризуется выраженными дневными и вечерними пиками (рис. 1), типичными для жаркого климата с высокой долей бытового потребления.

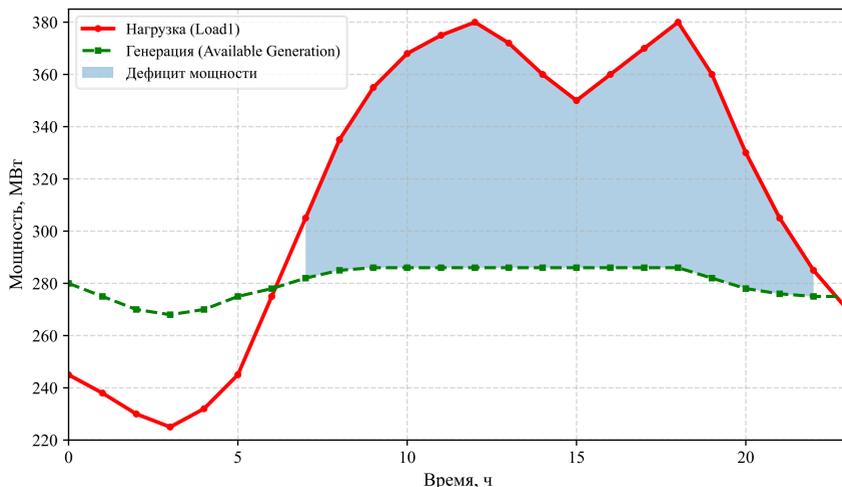


Рис. 1. Типичный суточный профиль нагрузки и генерации (июль 2023 г.)

Fig. 1. Typical daily load and generation profile (July 2023)

В таких условиях децентрализованные и интеллектуальные технологии управления нагрузкой становятся приоритетными. Технология *Vehicle-to-Grid (V2G)* позволяет использовать аккумуляторные батареи электромобилей не только в качестве потребителей, но и как распределенные накопители, способные отдавать энергию в сеть в часы пикового спроса и заряжаться при избыточной генерации в ночные часы [9-14]. Даже при низком проникновении электромобилей (1-2 % автопарка) возможно возвращение десятков МВт·ч энергии, что поддерживает сглаживание пиков, интеграцию в виртуальные электростанции (*VPP*) и развитие *Smart Grid* [12, 15].

Однако внедрение *V2G* в Ираке сдерживается техническими, экономическими и институциональными барьерами: деградация аккумуляторов

при циклах зарядки-разрядки, колебания напряжения (180-240 В), отсутствие *EMS*, высокая стоимость двунаправленных зарядных станций и отсутствие нормативной базы, включая стандарты *ISO 15118* и *IEC 61851* [1, 7, 11]. Международный опыт (Дания, Япония, США) показывает, что успешное внедрение *V2G* возможно при государственной поддержке, инвестиционных стимулах и стратегических программах электрификации транспорта [12]. Для Майсана, с высокой инсоляцией, растущим спросом и ограниченной пропускной способностью сети, *V2G* может частично компенсировать дефицит, повысить надежность и способствовать формированию локальных микросетей [3-4, 13].

Таким образом, актуальность исследования определяется необходимостью оценки потенциала *V2G* для компенсации суточного и пикового дефицита, а также разработки методики планирования инфраструктуры зарядных станций для двунаправленного взаимодействия электромобилей с сетью.

В условиях растущего дисбаланса между выработкой и потреблением электроэнергии в Ираке особую значимость приобретают исследования, направленные на внедрение интеллектуальных, децентрализованных и гибких решений для управления нагрузкой в электрических сетях. В последние годы активное развитие получила и отечественная научная база, посвященная вопросам интеграции электромобилей, двунаправленной зарядной инфраструктуры и моделирования режимов ее функционирования. В частности, в [16] выполнен комплексный сравнительный анализ односторонних (*G2V*) и двусторонних (*V2G*) зарядных станций, в котором охарактеризованы различия в архитектуре, функциональных возможностях, а также обозначены барьеры их внедрения в условиях развивающихся энергосистем. Авторы показали, что двунаправленные станции способны выполнять роль распределенных узлов хранения энергии, обеспечивая повышение устойчивости энергосистемы при корректно разработанной архитектуре управления.

В продолжение данного направления исследования выполнено математическое моделирование процессов зарядки аккумулятора электромобиля от сети и отдачи мощности обратно в сеть с использованием программной среды *Matlab* [17]. Полученные результаты подтвердили применимость моделей *G2V/V2G* для анализа энергетического баланса и расчета эффективности *V2G*-циклов при различных сценариях загрузки сети. В [18] рассмотрены современные подходы к динамическому управлению процессами зарядки, что напрямую соотносится с задачей минимизации пиковых нагрузок и предотвращения перегрузок в трансформаторных и распределительных узлах.

Сопоставление указанных научных результатов с международными исследованиями [9-13] показывает, что технология $V2G$ может быть эффективно внедрена в энергетических системах (рис. 2), испытывающих дефицит мощности, при условии наличия корректной математической модели, инфраструктурной адаптации и установленных регламентов двунаправленного энергообмена.

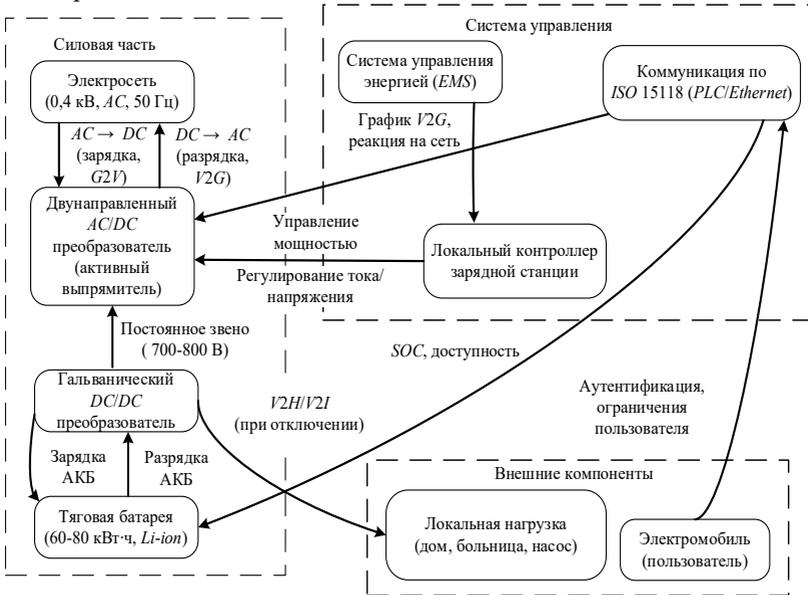


Рис. 2. Принципиальная схема двунаправленного энергообмена в $V2G$ системе (силовая и управляющая части)

Fig. 2. Schematic diagram of bidirectional energy exchange in a $V2G$ system (power and control parts)

Для наглядного представления перераспределения потоков мощности между объектами энергосистемы провинции Майсан предлагается включить структурную схему $V2G$, отражающую взаимодействие электросети, парка электромобилей, зарядной инфраструктуры и локальных потребителей. На рис. 3 представлена структурная схема предлагаемой $V2G$ -системы, демонстрирующая перераспределение потоков мощности между централизованной генерацией, распределительной сетью, двунаправленными зарядными станциями и аккумуляторными батареями электромобилей. В пиковые часы электромобили работают в режиме $V2G$, отдавая часть накопленной энергии в сеть или локальным потребителям (больницы,

насосные станции), а в ночные и межпиковые периоды осуществляется зарядка аккумуляторов (режим $G2V$).

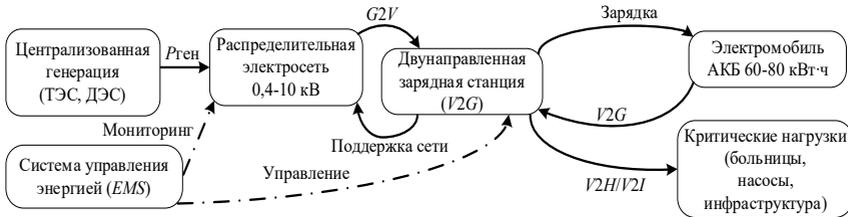


Рис 3. Структурная схема предлагаемой V2G-системы и перераспределение потоков мощности

Fig 3. Block diagram of the proposed V2G system and redistribution of power flows

II. Исходные данные

Энергетический баланс провинции Майсан (2018-2023 гг.)

Провинция Майсан, расположенная на юге Ирака, характеризуется жарким климатом с экстремальными летними температурами, что вызывает значительные колебания суточного спроса на электроэнергию (рис. 1) [6-8]. Согласно данным Министерства электричества Ирака за 2018-2023 гг. [6, 7], средняя установленная мощность электростанций региона составляет около 420 МВт, тогда как фактически доступная мощность варьируется в диапазоне 280-300 МВт, что соответствует коэффициенту обеспеченности примерно 0,71 [5, 8]. В 2023 г. среднесуточное потребление электроэнергии достигало 3,8 ГВт·ч, при этом максимальная нагрузка в летние месяцы (июль-август) составила 370-380 МВт, создавая пиковый дефицит мощности около 90-100 МВт [6, 8, 13]. Суточный профиль нагрузки характеризуется двумя ярко выраженными пиками – утренним (08:00-11:00) и вечерним (18:00-22:00), что типично для регионов с жарким климатом и высокой долей бытового потребления [3-4, 7].

Максимальные отклонения наблюдаются летом, когда дефицит мощности превышает 20 % пикового спроса. В вечерние часы (18:00-22:00) нагрузка достигает 90-95 % пиковой, что вызывает отключения продолжительностью 4-8 ч/сут. (табл. 1).

Прогноз дефицита электроэнергии до 2030 г. построен методом регрессии с учетом демографического роста (2,3 %/год), урбанизации и увеличения потребления бытовой техники.

Расчеты показывают рост среднесуточного потребления до 5,9 ГВт·ч/сут и пиковых нагрузок до 520 МВт. При отсутствии модернизации генерации дефицит может достигнуть 140-170 МВт.

Таблица 1.
Суточный энергобаланс в городе Майсан (2023 г.)

Table 1.
Daily energy balance in the city of Maysan (2023)

Месяц	Потребление, ГВт ч/сутки	Генерация, ГВт ч/сутки	Дефицит, ГВт ч/сутки	Пиковая нагрузка, МВт	Доступная мощность, МВт	Дефицит мощности, МВт
Январь	3,2	2,8	0,4	290	280	10
Апрель	3,6	2,9	0,7	320	285	35
Июль	4,8	3,0	1,8	380	290	90
Октябрь	3,9	3,1	0,8	330	295	35
Декабрь	3,4	2,7	0,7	300	280	20

Источники: Министерство электричества Ирака (2023), Provincial Electricity Directorate – Maysan.

Математическая модель баланса мощности и энергии

Оценка потенциала систем двунаправленного преобразования энергии ($V2G$) выполнена на основе математической модели баланса мощности и энергии между аккумуляторными батареями электромобилей (EV) и сетью электроснабжения провинции Майсан. Модель реализована в среде *Matlab/Simulink* (версия *R2023a*) с часовым шагом дискретизации (для точных расчетов) и шагом 1 мин для анализа динамики пиковых режимов.

Основные допущения модели:

- средняя емкость аккумуляторной батареи электромобиля: $C_{АКБ} = 70$ кВт/ч (типичные модели: *Nissan Leaf*, *Hyundai Kona*, *Tesla Model 3*);
- глубина разряда (*Depth of Discharge, DoD*): 50-70 %, так как производители не рекомендуют снижать уровень заряда ниже 20-30%;
- коэффициент участия электромобилей в $V2G$: $K_{уч} = 0,6$ (60 % владельцев подключают автомобиль к сети регулярно);
- КПД двунаправленного преобразования энергии (AC/DC , DC/DC): $\eta_{преобр} = 0,89$;
- среднее время подключения EV к сети: 10 часов/сутки (в основном в вечернее и ночное время, 18:00-06:00);
- продолжительность пикового периода: $t_{пик} = 4$ ч (18:00-22:00);
- мощность разряда при $V2G$: $P_{разр} = 7$ кВт ($AC V2G$).

Расчетная схема модели

Энергетический обмен описывается системой уравнений (1)-(5), где учитываются емкость аккумулятора, глубина разряда, потери преобразования и доля участвующих электромобилей.

$$E_{дост} = C_{АКБ} \cdot DoD ; \quad (1)$$

$$E_{отданная} = E_{дост} \cdot \eta_{преобр} ; \quad (2)$$

$$E_{\text{реал}} = E_{\text{отданная}} \cdot K_{\text{уч}} ; \quad (3)$$

$$E_{\text{пик}} = P_{\text{разр}} \cdot t_{\text{пик}} ; \quad (4)$$

$$E_{\text{пик, реал}} = \min(E_{\text{пик}}, E_{\text{реал}}) , \quad (5)$$

где $E_{\text{дост}}$ – доступная энергия из аккумулятора EV , (кВт/ч); $E_{\text{отданная}}$ – энергия с учетом КПД преобразования; $E_{\text{реал}}$ – реальный объем, возвращаемый в сеть; $E_{\text{пик}}$ – возможная отдача за пиковый период; $E_{\text{пик, реал}}$ – реально доступная энергия в пиковое время.

Методика расчета количества зарядных станций

Для определения количества двунаправленных зарядных станций ($V2G$ устройств), необходимых для покрытия заданного объема энергопередачи $E_{\text{цел}}$, используется выражение:

$$N_{\text{станций}} = \frac{E_{\text{цел}}}{P_{\text{разр}} \cdot t_{\text{пик}} \cdot K_{\text{исп}}} , \quad (6)$$

где $k_{\text{исп}}$ – коэффициент использования станции (0,8-0,9).

Данное уравнение позволяет определить минимально необходимое количество $V2G$ -устройств для компенсации части пикового дефицита в энергосистеме.

Блок-схема моделирования

В среде *Simulink* модель представлена следующими функциональными блоками:

- блок *Load Profile* – загрузка фактических данных суточного энергопотребления (2018-2023);

- блок *EV Fleet* - параметры парка электромобилей (N , $C_{\text{АКБ}}$, DoD);

- блок *Bidirectional Converter* – расчет потерь при преобразовании ($\eta = 0,89$);

- блок *Grid Balancer* – суммирование энергопотоков и сравнение с профилем дефицита;

- блок *Output Analyzer* – расчет показателей снижения пиковых нагрузок.

Результаты моделирования экспортируются в виде временных рядов мощности и энергии, что позволяет построить графики суточных профилей до и после интеграции $V2G$ (рис. 4).

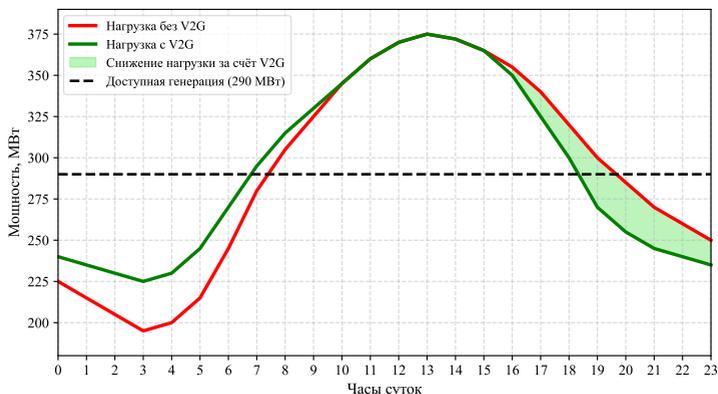


Рис. 4. Распределение мощности в сети с учетом V2G (пик и межпик) и сравнение профилей нагрузки до и после интеграции V2G-системы

Fig. 4. Network power distribution taking into account V2G (peak and inter-peak) and comparison of load profiles before and after integration of the V2G system

Используемые параметры Matlab-моделирования

Для количественной оценки потенциала двунаправленного преобразования энергии в условиях провинции Майсан выполнено моделирование суточных и пиковых режимов энергосистемы в среде *Matlab R2023a / Simulink*. Модель включает модули прогнозирования потребления, параметризации парка электромобилей и расчета энергетического обмена по (1)-(6) (табл. 2). Здесь уточнено значение средней емкости аккумуляторной батареи электромобиля, которое принято равным 70 кВт·ч, что соответствует современным серийным моделям *Nissan Leaf*, *Hyundai Kona* и *Tesla Model 3*.

Проверка адекватности модели

Для проверки результатов, полученных при моделировании, использовались следующие критерии:

– баланс энергии:

$$\sum_t (P_{\text{ген}} - P_{\text{потр}} \cdot P_{V2G}) \approx 0, \quad (7)$$

где \sum – суммирование по всем моментам времени t (например, по часам суток, дням или месяцам, в зависимости от масштаба модели); $P_{\text{ген}}$ – мощность генерации; электрическая энергия, произведенная всеми источниками в рассматриваемый момент времени; $P_{\text{потр}}$ – потребляемая мощность; электрическая энергия, фактически потребляемая нагрузкой в сети; P_{V2G} – мощность, подключаемая через систему *Vehicle-to-Grid (V2G)*; положительная при отдаче энергии в сеть, отрицательная при зарядке; ≈ 0 – указывает на то, что в сумме по времени

генерация, потребление и $V2G$ примерно сбалансированы; допускается небольшое отклонение ($\pm 3\%$); отклонение не превышает ($\pm 3\%$);

– сходимостъ временных рядов: профиль нагрузки до и после внедрения $V2G$ демонстрирует уменьшение пиковых значений без нарушения среднесуточного баланса;

– сопоставление с фактическими данными: для периода 2023 г. результаты модели отклоняются от реальных данных *Provincial Electricity Directorate* не более чем на 5 %.

Таблица 2.
Основные исходные данные, использованные в Matlab модели

Table 2.
Contains the main source data used in the Matlab model

Параметр	Обозначение	Значение	Обоснование
Средняя емкость аккумулятора электромобиля	$C_{АКБ}$	70 кВт·ч	Соответствует современным серийным моделям электромобилей: <i>Nissan Leaf</i> (62 кВт·ч), <i>Tesla Model 3</i> (75 кВт·ч), <i>Hyundai Kona</i> (64 кВт·ч); усредненное значение
Допустимая глубина разряда	DoD	0,5-0,7	Ограничение по ресурсу и деградации аккумуляторной батареи
КПД преобразования энергии	$\eta_{преобр}$	0,89	Совокупные потери в <i>AC/DC</i> и <i>DC/DC</i> преобразователях
Коэффициент участия электромобилей	$K_{уч}$	0,6	Около 60 % владельцев регулярно подключают электромобиль к сети
Мощность разряда в режиме $V2G$	$P_{разр}$	7 кВт	<i>On-board AC V2G</i> , трехфазная схема подключения
Время пикового периода	$t_{пик}$	4 ч	Вечерний максимум нагрузки (18:00-22:00)
Среднее время подключения EV	$t_{подкл}$	10 ч/сут	Преимущественно ночные и вечерние часы
Количество электромобилей в 2024 г.	N_{2024}	300	Оценка Министерства транспорта Ирака
Прогнозируемое количество EV к 2030 г.	N_{2030}	5000	Сценарий проникновения EV на уровне 1 % от автопарка

Источник: авторские расчеты по данным *Provincial Electricity Directorate – Maysan* (2023).

На рис. 5 приведена обобщенная структура имитационной модели *V2G*, реализованной в среде *Matlab/Simulink*. Модель включает блоки профиля нагрузки, парка электромобилей, двунаправленного преобразователя, модуля балансировки сети и блока анализа выходных параметров.

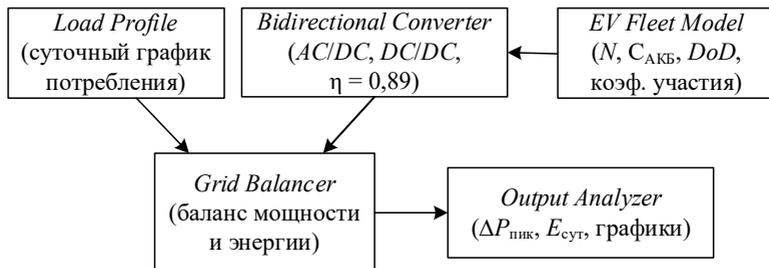


Рис. 5. UML-диаграмма имитационной модели *V2G*, реализованной в *Matlab/Simulink*

Fig. 5. UML diagram of the *V2G* simulation model implemented in *Matlab/Simulink*

Пример полученных выходных данных

Фрагмент типичных результатов моделирования представлен в табл. 3.

Таблица 3.
Фрагмент типичных результатов

Table 3.
Fragment of typical results

Сценарий	Количество <i>EV</i>	Средняя отдаваемая энергия от 1 <i>EV</i> , кВт·ч	Суммарная энергия, МВт·ч/сут	Снижение пиковой нагрузки, МВт
Текущий (2024)	300	22,5	6,8	2,1
Умеренный (2030)	2000	22,5	45,0	14,0
Амбициозный (2030)	5000	22,5	112,5	35,0

Параметры *Matlab*-моделирования позволяют воспроизводить как суточные, так и долгосрочные сценарии развития энергосистемы Майсана с учетом внедрения *V2G*-технологий. Модель обеспечивает количественную оценку влияния электромобильной инфраструктуры на профиль нагрузки и устойчивость энергоснабжения региона.

Рис. 6. наглядно демонстрирует сезонную динамику дефицита и потенциал $V2G$ при двух сценариях: 1000 и 3000 электромобилей. В июле, при пиковом дефиците в 1800 МВт·ч/сутки, $V2G$ с 1000 EV может покрыть лишь 2,7 % дефицита, а с 3000 EV – 8,2 %. В январе, при меньшем дефиците (400 МВт·ч), тот же парк из 3000 EV может покрыть до 37 % дефицита.

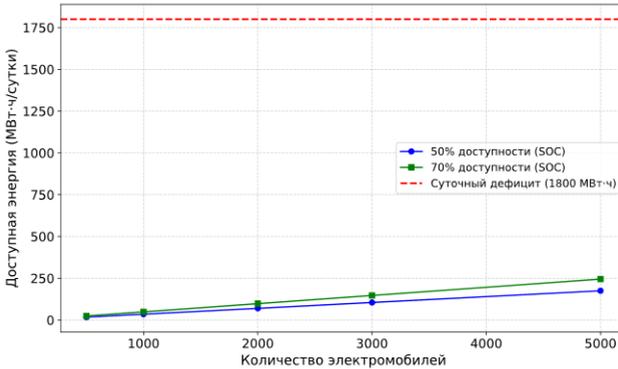


Рис. 6. Доступная энергия от ЭМ при разных сценариях $V2G$

Fig. 6. Available energy from EM under different $V2G$ scenarios

III. Предложения по обеспечению энергобаланса провинции Майсан

Прогноз роста потребления до 2030 года

Для прогнозирования потребления использовалась регрессионная модель с учетом демографического и экономического роста.

Принятые допущения:

- прирост населения – 2,3 %/год;
- рост урбанизации – с 74 % (2023) до 78 % (2030);
- увеличение числа бытовых кондиционеров – 15 %/год;
- рост электрификации сельского хозяйства – 8-10 %/год.

На основе этих факторов и коэффициента эластичности спроса по ВВП ($\varepsilon=1,2$) получены прогнозные значения потребления (табл. 4).

Потенциал $V2G$ при различных сценариях проникновения EV

На основании моделей, реализованных в *Matlab*, оценены следующие три сценария внедрения $V2G$.

1. Базовый (без $V2G$): рост пикового спроса до 520 МВт в 2030 г.
2. Сценарий 0,5 % EV : примерно 2500 электромобилей.
3. Сценарий 1,0 % EV : около 5000 электромобилей (1 % автопарка).

Расчетная доступная энергия от одного электромобиля в режиме $V2G$ $E_{\text{реал}} = 18,7...26,2$ кВт·ч в сутки, что при среднем значении 22,5 кВт·ч и коэффициенте участия 0,6 соответствует реальной отдаче энергии в пиковые часы 18:00-22:00.

Таблица 4.

Прогноз показателей энергетического баланса провинции Майсан 2023-2030 гг.

Table 4.

Forecast of the energy balance indicators of the province of Maysan for 2023-2030

Год	Население, тыс. чел.	Среднесуточное потребление, ГВт·ч	Пиковая нагрузка, МВт	Дефицит мощности, МВт	Дефицит энергии, ГВт·ч/сут
2023	500	3,8	380	90	1,8
2025	524	4,3	420	110	2,2
2027	550	5,0	480	130	2,6
2030	585	5,9	520	140-170	2,8-3,2

Результаты моделирования сценариев применения технологии $V2G$ в энергосистеме провинции Майсан сведены в табл. 5.

Таблица 5.

Результаты моделирования сценариев применения технологии $V2G$ в энергосистеме провинции Майсан

Table 5.

Results of modeling scenarios for the use of $V2G$ technology in the power system of the province of Maysan

Сценарий	Количество, EV	Суммарная энергия, МВт·ч/сут	Пиковая мощность, МВт	Доля покрытия суточного дефицита	Снижение пиковой нагрузки
Без $V2G$	–	–	–	0 %	–
$V2G$ (0,5 %)	2500	56	17	≈ 3 %	≈ 9 %
$V2G$ (1,0 %)	5000	112,5	35	6-7 %	≈ 15-18 %

Таким образом, при проникновении EV на уровне 1 % от автопарка, $V2G$ позволяет:

- снизить пиковую нагрузку на 35 МВт (≈ 39 % от дефицита);
- уменьшить продолжительность отключений с 8 до 3-4 часов/сут;
- повысить коэффициент использования генерации с 68 до 79 %;
- существенно снизить дефицит мощности (рис. 7).

Сравнительный анализ показателей энергосистемы провинции Майсан по сценариям внедрения технологии $V2G$ (табл. 6) позволяет заключить, что умеренное внедрение $V2G$ (0,5-1 % EV) обеспечивает эффект, эквивалентный вводу новой генерации мощностью до 60 МВт, при этом не требует значительных капитальных затрат и может быть реализовано с использованием существующих аккумуляторных мощностей электромобилей.

На рис. 7. прогноз снижения пиковой нагрузки при внедрении $V2G$ представлен в трёх сценариях: 1) без $V2G$: пиковая нагрузка растёт по экспоненте и достигает 520 МВт к 2030 году; 2) с $V2G$ (0,5 % EV): рост замедляется, пик снижается до 490 МВт; 3) с $V2G$ (1,0 % EV): эффект усиливается, пиковая нагрузка составляет 460 МВт – на 60 МВт ниже базового сценария.

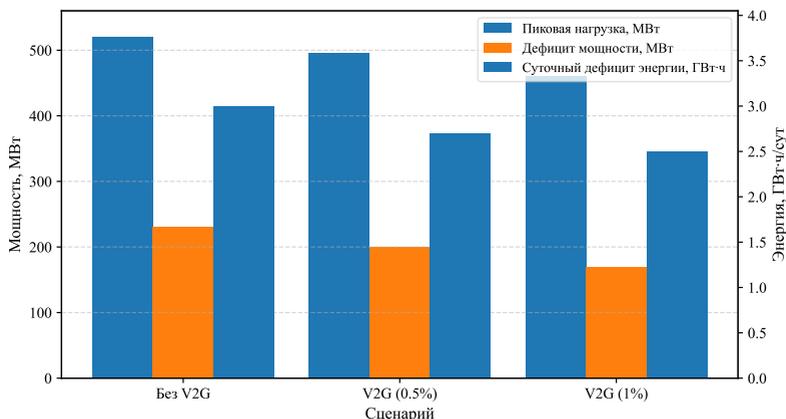


Рис. 7. Прогноз динамики дефицита мощности при разных сценариях $V2G$ (2030)

Fig. 7. Forecast of the dynamics of power deficit under different $V2G$ scenarios (2030)

Таблица 6.

Сравнительный анализ показателей энергосистемы провинции Майсан по сценариям внедрения технологии $V2G$ (прогноз на 2030 год)

Table 6.

Comparative analysis of the indicators of the power system of the province of Maysan according to the scenarios of the introduction of $V2G$ technology (forecast for 2030)

Показатель	Без $V2G$	$V2G$ (0,5 % EV)	$V2G$ (1 % EV)	Изменение относительно базы
Пиковая нагрузка, МВт	520	490	460	-5,8 % / -11,5 %
Дефицит мощности, МВт	230	200	170	-30 / -60 МВт
Суточный дефицит энергии, ГВт·ч	3,0	2,7	2,5	-8 % / -16 %

Выводы по разделу.

1. Энергосистема провинции Майсан находится в состоянии хронического дефицита: летом – до 90 МВт, зимой – 10-20 МВт.
2. Прогноз до 2030 г. указывает на рост потребления на 55 % и увеличение пиковых нагрузок до 520 МВт.

3. При сценарии 1 % *EV* технология *V2G* может вернуть в сеть до 112,5 МВт·ч/сут и снизить пиковую нагрузку на 35 МВт.

4. Эффект наиболее выражен в зимний и межсезонный периоды, когда доля покрытия суточного дефицита достигает до 28 %. Полученные данные подтверждают техническую реализуемость и социально-экономическую целесообразность локализованной модели *V2G* для энергодефицитных регионов.

5. Дополнительно выполнена оценка предполагаемого экономического эффекта от внедрения технологии *V2G*. Снижение пикового дефицита мощности на 35 МВт эквивалентно вводу газотурбинной генерации сопоставимой мощности, капитальные затраты на которую оцениваются в 700-900 *USD*/кВт. Таким образом, отказ от строительства дополнительной генерации позволяет сэкономить до 25-30 млн *USD* при использовании существующих аккумуляторных ресурсов электромобилей.

6. Эксплуатационные затраты *V2G*-инфраструктуры также существенно ниже, поскольку отсутствуют расходы на топливо и обслуживание турбинного оборудования. Экономический эффект усиливается за счет снижения потерь в сетях, уменьшения аварийных отключений и повышения надежности электроснабжения социально значимых объектов.

V. Результаты моделирования

Результаты анализа энергетического баланса провинции Майсан за период 2018-2023 гг. показали устойчивое превышение спроса на электроэнергию над возможностями локальной генерации. Анализ суточных графиков показал высокую амплитуду колебаний и низкий коэффициент равномерности, что создает дополнительные потери в сетях и ускоряет износ оборудования.

Прогнозирование потребления до 2030 года, выполненное методом регрессионного анализа с учетом роста населения, урбанизации и промышленного спроса, показало увеличение среднесуточного потребления до 5,9 ГВт·ч и рост пиковых нагрузок до 520 МВт. При сохранении текущей структуры генерации прогнозируется рост дефицита мощности до 150-170 МВт.

В среде *Matlab/Simulink* была разработана математическая модель взаимодействия электромобилей с сетью, основанная на двунаправленном обмене энергией (*V2G*). При параметрах аккумуляторной батареи 70 кВт·ч, глубине разряда 50-70 %, коэффициенте участия 0,6, КПД преобразования 0,89 и мощности разряда 7 кВт один электромобиль способен вернуть в сеть от 18,7 до 26,2 кВт·ч в сутки.

Сценарное моделирование показало, что при проникновении электромобилей на уровне 0,5 % (≈ 2500 *EV*) суммарная отдача энергии достигает 56 МВт·ч/сут, а при 1 % (≈ 5000 *EV*) – 112,5 МВт·ч/сут. Эти значения позволяют компенсировать соответственно 17 и 35 МВт пиковой нагрузки, что снижает амплитуду вечернего пика и уменьшает вероятность перегрузок сети. Сравнение сценариев энергопотребления с и без применения технологии *V2G* показывает

положительный эффект на ключевые показатели энергосистемы. В частности, пиковая нагрузка снижается на 5,8-11,5 %, дефицит мощности уменьшается на 30-60 МВт, а суточный дефицит энергии – на 8-16 %. Введение *V2G* положительно влияет на профиль нагрузки: суточный график становится более сглаженным, повышается коэффициент использования генерации с 0,68 до 0,79, а продолжительность отключений снижается с 8 до 3-4 часов в сутки. Это обеспечивает более равномерную загрузку сетей и снижение потерь.

Сезонный анализ показал, что эффективность *V2G* варьируется в зависимости от времени года. В зимние и переходные периоды доля покрытия суточного дефицита достигает 25-30 %, тогда как в летние месяцы – 6-8 %. Это связано с меньшей глубиной разряда батарей в жаркий сезон и повышенной нагрузкой кондиционирования. Моделирование также подтвердило положительное влияние технологии на устойчивость сети. Отмечено снижение колебаний напряжения, уменьшение частотных отклонений и стабилизация режима работы распределительных подстанций. Таким образом, *V2G* может выполнять функции вспомогательной услуги регулирования мощности и напряжения.

Дополнительно проведена оценка инфраструктурных потребностей для практического внедрения. Оптимальное количество двунаправленных зарядных станций для обеспечения полного использования потенциала *V2G* составляет 1500-1800 единиц, преимущественно в городской зоне Амары и прилегающих промышленных кластерах.

VI. Выводы

Проведенные исследования подтвердили, что внедрение технологии *Vehicle-to-Grid (V2G)* в энергосистему провинции Майсан является технически реализуемым и экономически оправданным решением для снижения энергодефицита. Даже при низком уровне проникновения электромобилей (0,5-1 % автопарка) достигается снижение пикового спроса на 35 МВт, что эквивалентно мощности одной газотурбинной установки среднего класса.

Внедрение *V2G* обеспечивает повышение устойчивости энергосистемы, улучшает качество электроснабжения, снижает потери в сетях и уменьшает продолжительность отключений. Технология способствует интеграции возобновляемых источников энергии, расширяя возможности локальной балансировки и создавая основу для построения «умных» распределенных сетей.

Практическая реализация требует создания сети из 1500-1800 двунаправленных зарядных станций, интегрированных с системой управления энергопотреблением, а также разработки нормативной базы, регулирующей обмен энергией между транспортными средствами и сетью.

Заинтересованность владельцев электромобилей в участии в *V2G*-программах обусловлена прямыми и косвенными экономическими стимулами. К ним относятся компенсация за переданную в сеть электроэнергию, снижение сто-

имости зарядки в ночные часы, приоритетный доступ к зарядной инфраструктуре, а также возможные налоговые и тарифные льготы. Дополнительно владельцы *EV* получают повышенную надежность электроснабжения своих домов в режиме *V2H* при аварийных отключениях, что особенно актуально для энергодефицитных регионов.

Таким образом, технология *V2G* способна стать ключевым элементом модернизации энергетического сектора Ирака, обеспечивая повышение эффективности использования ресурсов и устойчивое развитие региональных энергосистем.

© Аль-Мохаммедави Али Джбер Мшкил, 2026

Поступила в редакцию 04.12.2025

Принята к публикации 04.12.2025

Received 12.01.2026

Accepted 12.01.2026

Библиографический список

- [1] International Energy Agency. Iraq Energy Outlook: World Energy Investment 2023 Special Report on Iraq. Paris: IEA, 2023. 124 p. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/iraq-energy-outlook> (дата обращения 01.01.2025)
- [2] World Bank. Renewable Energy Potential in Iraq: A Technical Assessment. Washington, DC: World Bank Group, 2022. 87 p.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA). Solar PV Grid Integration in the Middle East: Opportunities for Decentralized Systems. Abu Dhabi: IRENA, 2022. 76 p. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Solar-PV-grid-integration-ME> (дата обращения 01.01.2025)
- [4] Ahmed R., Al-Ansari N. Renewable energy integration challenges in the Middle East // Energy Reports. 2022. № 8. P. 1234-1245. DOI: 10.1016/j.egy.2022.03.005
- [5] Khalaf M., Hassan S. Solar energy potential and its utilization in Iraq // Renewable Energy. 2021. № 170. P. 456-467. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.045
- [6] Ministry of Electricity of Iraq. Annual Report on Power Generation and Distribution. Baghdad: MoE, 2023. 98 p.
- [7] Jasim A.K. Load forecasting and deficit analysis in Maysan Province using time series models // Iraqi Journal of Electrical and Electronic Engineering. 2022. № 18 (2). P. 112-125.
- [8] Al-Chalabi Y., Hussain A. Power sector challenges in southern Iraq: grid reliability and regional disparities // Energy for Sustainable Development. 2021. № 62. P. 45-53. DOI: 10.1016/j.esd.2021.03.005
- [9] Richardson D.B. Electric vehicles and the electricity grid: the challenges and opportunities of integrating distributed energy storage // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. № 19. P. 285-294. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.029
- [10] Kempton W., Tomić J. Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy // Journal of Power Sources. 2005. № 144 (1). P. 280-294. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.022
- [11] Sovacool B.K. Barriers to the adoption of smart grids and electric vehicles in the Middle East // Energy Policy. 2020. № 145. P. 111712. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111712

- [12] Lund H., Østergaard P.A., Connolly D., Mathiesen B.V. Smart energy and smart energy systems // *Energy*. 2017. № 137 P. 556-565. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.123
- [13] Saeed N., Al-Obaidi M. Battery electric vehicles as distributed energy resources: a review of V2G technology and applications in emerging economies // *IEEE Access*. 2023. № 11. P. 45678-45695. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3276543
- [14] Al-Hadithi H., Saeed J. Vehicle-to-grid technology adoption in emerging economies: potentials and barriers // *Journal of Cleaner Production*. 2022. № 338. P. 130616. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130616
- [15] Statista. Electric Vehicle Penetration Forecast in Iraq and Key Provinces (2025-2030). Hamburg: Statista GmbH, 2024. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.statista.com/statistics/iraq-ev-adoption> (дата обращения 01.01.2025)
- [16] Аль-Мохаммедави А.Д.М., Юшкевич У.К. Сравнительный анализ односторонних и двусторонних зарядных станций для электромобилей: особенности функционирования, инфраструктура, проблемы и пути их решения // *Международный технический журнал*. 2024. № 3 (90). С. 15-27. DOI: 10.34286/2949-4176-2024-90-3-15-27
- [17] Сидоров Б.Н., Аль-Мохаммедави А.Д.М. Моделирование в Matlab процесса заряда аккумулятора электромобиля от сети и выдачи мощности в сеть (работа в режиме G2V и V2G) // *Интеллектуальная электротехника*. 2025. № 2. С. 93-111.
- [18] Юшкевич У.К., Сидоров Б.Н., Аль-Мохаммедави А.Д.М. Динамическое управление энергопотреблением электрических зарядных станций: современные подходы и технологии // *Интеллектуальная электротехника*. 2025. № 3. С. 117-128.

References

- [1] *International Energy Agency. Iraq Energy Outlook: World Energy Investment 2023 Special Report on Iraq*, Paris: IEA, 2023. [E-book] Available at: Safari e-book, <https://www.ica.org/reports/iraq-energy-outlook>.
- [2] World Bank. *Renewable Energy Potential in Iraq: A Technical Assessment*. Washington, DC: World Bank Group, 2022. 87 p.
- [3] *International Renewable Energy Agency (IRENA). Solar PV Grid Integration in the Middle East: Opportunities for Decentralized Systems*, Abu Dhabi: IRENA, 2022. [E-book] Available at: Safari e-book, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Solar-PV-grid-integration-ME>.
- [4] R. Ahmed and N. Al-Ansari, "Renewable energy integration challenges in the Middle East", *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1234-1245, 2022. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.005
- [5] M. Khalaf and S. Hassan, "Solar energy potential and its utilization in Iraq", *Renewable Energy*, vol. 170, pp. 456-467, 2021. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.045
- [6] Ministry of Electricity of Iraq. *Annual Report on Power Generation and Distribution*. Baghdad: MoE, 2023. 98 p.
- [7] A.K. Jasim, "Load forecasting and deficit analysis in Maysan Province using time series models", *Iraqi Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 18, no. 2, pp. 112-125, 2022.
- [8] Y. Al-Chalabi and A. Hussain, "Power sector challenges in southern Iraq: grid reliability and regional disparities", *Energy for Sustainable Development*, vol. 62, pp. 45-53, 2021. DOI: 10.1016/j.esd.2021.03.005

- [9] D.B. Richardson, "Electric vehicles and the electricity grid: the challenges and opportunities of integrating distributed energy storage", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 285-294, 2013. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.029
- [10] W. Kempton and J. Tomić, "Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy", *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, pp. 280-294, Jun. 2005. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.022
- [11] B.K. Sovacool, "Barriers to the adoption of smart grids and electric vehicles in the Middle East", *Energy Policy*, vol. 145, pp. 111712, 2020. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111712
- [12] H. Lund, P.A. Østergaard, D. Connolly and B.V. Mathiesen, "Smart energy and smart energy systems", *Energy*, vol. 137, pp. 556-565, May 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.05.123
- [13] N. Saeed and M. Al-Obaidi, "Battery electric vehicles as distributed energy resources: a review of V2G technology and applications in emerging economies", *IEEE Access*, vol. 11, pp. 45678-45695, 2023. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3276543
- [14] H. Al-Hadithi and J. Saeed, "Vehicle-to-grid technology adoption in emerging economies: potentials and barriers", *Journal of Cleaner Production*, vol. 338, pp. 130616, 2022. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130616
- [15] Statista. *Electric Vehicle Penetration Forecast in Iraq and Key Provinces (2025-2030)*, Hamburg: Statista GmbH, 2024. [E-book] Available at: Safari e-book, <https://www.statista.com/statistics/iraq-ev-adoption>.
- [16] A.J.M. Al-Mohammadawi and U.K. Yushkevich, "Comparative analysis of one-way and two-way charging stations for electric vehicles: infrastructure, challenges and opportunities", *International Technical Journal*, vol. 3, no. 90, pp. 15-27, 2024. DOI: 10.34286/2949-4176-2024-90-3-15-27
- [17] B.N. Sidorov and A.J.M. Al-Mohammedawi, "Matlab simulation of battery charging from the grid and discharging to the grid (G2V and V2G operation)", *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 93-111, 2025.
- [18] U.K. Yushkevich, B.N. Sidorov and A.J.M. Al-Mohammedawi, "Dynamic energy management of electric charging station: modern approaches and technologies", *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 117-128, 2025.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Аль-Мохаммедави Али Джбер Мшкил, Al-Mohammedawi Ali Jber Mshkil, аспирант Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета, Москва, Российская Федерация; ассистент преподавателя Университета Майсан, Майсан, Ирак. postgraduate student of the Moscow Automobile and Road Construction State Technical University, Moscow, Russian Federation; assistant of the University of Maysan, Maysan, Iraq.

УДК [621.313.13+621.313.333+681.5.01]:371.693.4

EDN *UTBTCZ*

ПРИМЕНЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯХ

А.О. РогожниковORCID: **0009-0002-8354-3766** e-mail: **aleksei17_90@mail.ru***Камчатский государственный технический университет
Петропавловск-Камчатский, Россия***А.Н. Рак**ORCID: **0000-0003-2809-6529** e-mail: **lion15ua@rambler.ru***Камчатский государственный технический университет
Петропавловск-Камчатский, Россия***Е.У. Чье**ORCID: **0000-0003-2055-6789** e-mail: **000487@pnu.edu.ru***Тихоокеанский государственный университет
Хабаровск, Россия***О.А. Белов**ORCID: **0000-0002-7382-9034** e-mail: **boa-1@mail.ru***Научно-исследовательский институт –**Республиканский исследовательский научно-консультационный центр экспертизы
Москва, Россия*

Представлена методика определения постоянных времени, которые оказывают влияние на количественные и качественные показатели тепловых процессов на различных стадиях теплового переходного процесса. Такой подход позволит более строго учитывать влияние тепловых воздействий на срок службы электродвигателя и своевременно принимать меры по устранению неисправностей, вызванных тепловыми перегрузками. Для практических расчетов применительно к электрической изоляции необходимо знать время, в течение которого изоляция определенного класса достигает своего критического состояния. Очевидно, что чем выше класс изоляции, тем медленнее происходит ее старение при тепловом воздействии. Так, кремнийорганические материалы мало подвержены термоокислительному разрушению, в то время как изоляционные материалы на основе целлюлозы, относящиеся к классу А, по мере повышения температуры стареют значительно быстрее. Поскольку температура изоляции в процессе эксплуатации электрических машин меняется, целесообразно определение не общего, а остаточного ресурса или остаточного срока службы изоляции. Приведена информация для выбора устройств защиты электродвигателей и определения срока службы изоляции, которая получена путем экспериментальных исследований тепловых переходных процессов с определением постоянных времени.

Ключевые слова: изоляция; обмотка; постоянная времени; превышение; срок службы; температура; электродвигатель.

Для цитирования: Рогожников А.О., Рак А.Н., Чье Е.У., Белов О.А. Применение измерительно-вычислительного комплекса для определения параметров тепловых переходных процессов в асинхронных электродвигателях // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 67-77. EDN UTBTCZ

APPLICATION OF MEASUREMENT AND COMPUTING COMPLEX FOR DETERMINING PARAMETERS OF THERMAL TRANSIENT PROCESSES IN ASYNCHRONOUS ELECTRIC MOTORS

A.O. Rogozhnikov

ORCID: **0009-0002-8354-3766** e-mail: **aleksei17_90@mail.ru**
Kamchatka State Technical University
Petropavlovsk-Kamchatsky, Russia

A.N. Rak

ORCID: **0000-0003-2809-6529** e-mail: **lion15ua@rambler.ru**
Kamchatka State Technical University
Petropavlovsk-Kamchatsky, Russia

E. U. Chye

ORCID: **0000-0003-2055-6789** e-mail: **000487@pnu.edu.ru**
Pacific National University
Khabarovsk, Russia

O.A. Belov

ORCID: **0000-0002-7382-9034** e-mail: **boa-1@mail.ru**
Republican Research Scientific and Consulting Center for Expertise
Moscow, Russia

Abstract. This article presents a technique for determining the time constants that influence the quantitative and qualitative parameters of thermal processes at various stages of the thermal transient process. This approach will allow for a more accurate assessment of the impact of thermal effects on the service life of electric motors and prompt action to eliminate malfunctions caused by thermal overloads. For practical calculations related to electrical insulation, it is necessary to know the time it takes for insulation of a given class to reach its critical state. Obviously, the higher the insulation class, the slower its aging under thermal influences. For example, organosilicon materials are less susceptible to thermal-oxidative degradation, while cellulose-based insulation materials, classified as Class A, age significantly faster with increasing temperature. Since the insulation temperature changes during operation of electrical machines, it is advisable to determine not the total lifespan, but rather the residual lifespan or service life of the insulation. Information is provided for selecting electric motor protection devices and determining the service life of insulation, which was obtained through experimental studies of thermal transient processes with the determination of time constants.

Key words: isolation; winding; permanent time; excess; service life; temperature; electric motor.

For citation: A.O. Rogozhnikov, A.N. Rak, E.U. Chye and O.A. Belov, “Application of information and computing complex for determining parameters of thermal transient processes in asynchronous electric motors”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 67-77, 2026. EDN UTBTCZ

I. Введение

В процессе эксплуатации электрических машин изоляция их обмоток подвергается различным нагрузкам: механическим, химическим, электрическим, тепловым. Со временем, даже при нормальных условиях эксплуатации, предписываемых ГОСТами, изоляция теряет сопротивляемость электрическим и механическим нагрузкам. Особенно опасны для изоляции динамические тепловые воздействия, характеризующиеся длительностью их воздействия перепадом температуры. Все эти параметры влияют на срок службы электродвигателя, который тесно связан с понятием «разрушение» изоляции. Изоляционный материал считается разрушенным, когда он не может безукоризненно обеспечить свою номинальную механическую и электрическую прочность. Внешними признаками нарушения изоляции являются образование трещин, повышенная твердость и хрупкость. В соответствии с современными представлениями, старению изоляции и сокращению срока ее службы способствуют многие химические процессы [1-3]: окисление, процесс полимеризации, гидролитическая деструкция материала за счет взаимодействия с остаточной влагой под действием тепла и т.д.

Цель работы – определение постоянных времени тепловых переходных процессов для выбора устройств теплового контроля и защиты электродвигателей.

II. Методика для определения постоянных времени при экспериментальных исследованиях

Порядок и объем тепловых испытаний определяется ГОСТ 183-74 и ГОСТ 11677-85 для всех видов промышленных испытаний электродвигателей: приемочных, периодических, типовых. На нагревание электрические машины испытывают в полностью собранном состоянии, со всем оборудованием, предназначенным для охлаждения, а также для выполнения измерений.

Измерение температуры можно выполнять следующими основными методами: термометра, сопротивления, заложенных или встраиваемых термопреобразователей [4-6]. Каждому из методов присущи свои преимущества и недостатки. Также отдельно взятый из них можно применять для контроля только определенных частей электрической машины. Например, метод термометра наиболее предпочтителен для измерения температуры сер-

дечников, коллекторов и т.д. В методе сопротивления производится сравнение результатов измерений сопротивления обмотки в холодном и нагретом состояниях. На основании этого определяется превышение температуры обмотки в соответствии с соотношениями, приведенными в [3, 5, 6]. Метод заложенных или встраиваемых термопреобразователей позволяет выполнять измерения тех частей машин, в которых ожидаются наиболее высокие значения температуры, но они позволяют измерять непосредственно температуру в месте заложения [7]. В зависимости от доступности той или иной части электрической машины, измерение ее температуры при испытании на нагревание может производиться либо через определенные интервалы времени на протяжении всего испытания, либо после полной остановки машины по его окончании.

Если в машине нет заложенных термопреобразователей, то основным является метод сопротивления [8]. Для этого по окончании испытания на нагревание машина должна быть отключена от нагрузки или от источника питания и остановлена. Если первое измерение сопротивления обмотки произведено не позже 30 сек после отключения машины мощностью до 50 кВт, то за сопротивление обмотки в нагретом состоянии принимается наибольшее из нескольких значений, измеренных через равные промежутки, не превышающие время, прошедшее между моментом отключения и первым измерением. Если же первое измерение произведено позже указанного времени, может быть выполнена экстраполяция результатов измерений. Ее удобно выполнять, откладывая логарифмы измеренных превышений температуры в зависимости от времени; через полученные точки проводится линия, обычно близкая к прямой, по которой определяется логарифм искомого превышения температуры. Такая экстраполяция предполагает, что после отключения машины условия ее охлаждения остаются неизменными как до полной ее остановки, так и после нее [5, 6].

Существенным недостатком данных методов является возможность определения лишь установившихся значений температур, которых достаточно только при проведении промышленных, приемочных, типовых и т.д. испытаний. Кроме того, метод термометра требует частичной разборки машины, что нарушает ее тепловое равновесие. Для создания системы динамического теплового контроля необходимо вести непрерывный контроль изменения температуры [9]. Поэтому необходима разработка специальных средств, на которых были проведены исследования.

Так, измерение температуры отдельных узлов машины во время испытаний можно выполнять с использованием встроенных или заложенных термодатчиков в виде термопар. Способы и правила их укладки приведены в [3, 5]. Контроль и измерение температуры, с целью повышения точности измерений, ранее осуществлялся компенсационным методом посредством

потенциометра КСП-4, выполненного на базе самопишущего прибора, способного регистрировать величину превышений температуры одновременно в нескольких точках машины. Также можно осуществлять тепловой контроль косвенным методом с помощью тепловых аналогов электродвигателей.

Для оценки постоянных времени тепловых переходных процессов был разработан измерительно-вычислительный комплекс, представленный на рис. 1.

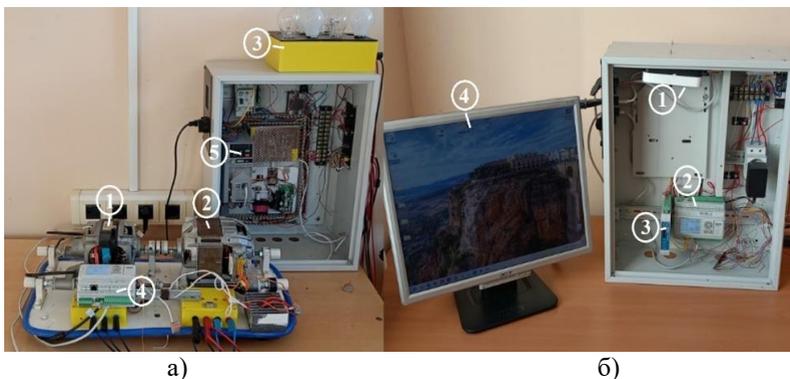


Рис. 1. Измерительно-вычислительный комплекс для проведения тепловых испытаний асинхронных электродвигателей:
 (а) – силовая часть (1 – испытуемый двигатель, 2 – нагрузочный двигатель, 3 – нагрузочный ламповый реостат, 4 – программируемое реле ПР 205, 5 – преобразователь частоты);
 (б) – вычислительно-информационное устройство (1 – микрокомпьютер, 2 – программируемое реле ПР 205, 3 – модуль сбора данных, 4 – монитор)

Fig. 1. A measuring and computing system for thermal testing of asynchronous electric motors:

- (а) – power section (1 – test motor, 2 – load motor, 3 – load tube rheostat, 4 – programmable relay PR 205, 5 – frequency converter);
 (б) – computing and information unit (1 – microcomputer, 2 – programmable relay PR 205, 3 – data acquisition module, 4 – monitor)

Измерительно-вычислительный комплекс состоит из: исследуемого двигателя *C.E.SET. CIM 2/55-132/AD4* (195 В, 310 Гц, 600 Вт), программируемого реле ПР 205 фирмы ОВЕН, модуля сбора данных МСД-200, частотного преобразователя ПЧВ1-1К5-А, нагрузочного универсального коллекторного двигателя 1ВА6755-0RI (220 В, 580 Вт), выступающего в роли генератора постоянного тока, датчиков измерения температуры ДТС014-РТ1000.А4.25/1,5. Информация с датчиков измерения температуры, пропорциональной току нагрузки поступает в программируемое реле

ПР205. Где она преобразуется из аналоговой формы в цифровую, далее она передается по интерфейсу RS-485 в модуль сбора данных МСД-200, где архивируется на установленную SD карту. После проведения экспериментальных исследований осуществляется вывод на экран полученной информации в виде кривых нагрева посредством программы для построения графиков фирмы ОВЕН на микрокомпьютере.

Программой экспериментальных исследований предусматривалось: выполнение нагрева двигателя с номинальной нагрузкой в продолжительном режиме, проверка значений превышений температуры: обмотки статора, сердечника статора, корпуса; охлаждение двигателя.

Результаты измерения температуры в различных частях двигателя и в процессе остывания приведены на рис. 2.

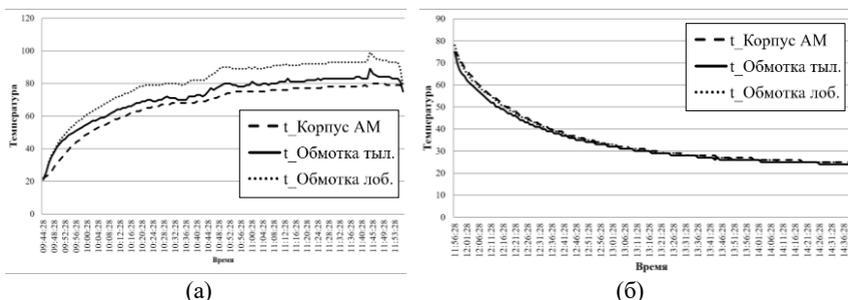


Рис. 2. Кривые нагрева (а) и охлаждения (б) узлов электродвигателя

Fig. 2. Curves of heating (a) and cooling (b) of electric motor components

Для анализа тепловых переходных процессов использована специальная методика, позволяющая проводить анализ переходных процессов путем аппроксимации кривых нагрева двумя экспоненциальными зависимостями [10, 11]. При этом уравнение изменения температуры θ можно представить в виде:

$$\theta = \theta_{\text{уст.}} \left(1 - a_1 e^{-\frac{t}{T_1}} - a_2 e^{-\frac{t}{T_2}} \right), \quad (1)$$

где T_1 – постоянная времени, определяющая общую длительность тепловых процессов в минутах; T_2 – постоянная времени, определяющая характер протекания тепловых переходных процессов в начальный период в минутах; a_1 и a_2 – коэффициенты аппроксимирующих экспонент; $\theta_{\text{уст.}}$ – установившаяся температура соответствующего узла.

Порядок построений для определения коэффициентов аппроксимирующих экспонент представлен на рис. 3.

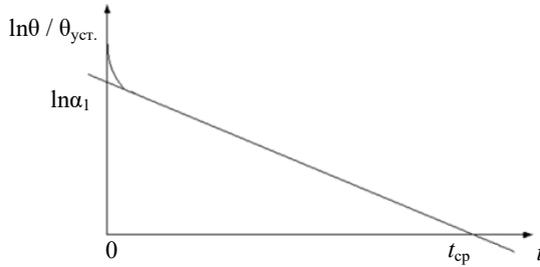


Рис. 3. Получение коэффициента аппроксимирующей экспоненты a_1

Fig. 3. Obtaining the coefficient of the approximating exponent a_1

Коэффициент a_2 найден из соотношения:

$$a_1 + a_2 = 1. \quad (2)$$

Постоянная T_1 отыскивается следующим образом из условия:

$$\theta = a_1 e^{\frac{t}{T_1}}. \quad (3)$$

Прологарифмировав (3):

$$\ln \theta = \ln a_1 - \frac{t}{T_1}. \quad (4)$$

При условии $\ln \theta = 0$, как видно из рис. 4:

$$T_1 = \frac{t_{\text{cp}}}{\ln a_1}, \quad (5)$$

где точка t_{cp} – точка пересечения кривой с осью времени.

Аналогичным образом отыскивается T_2 .

Следующим очень важным параметром, характеризующим тепловой переходный процесс, является длительность теплового переходного процесса, которая, согласно ГОСТ 183-74, определяется как изменение температуры узла $\Delta\theta$ не более $1^\circ\text{C}/\text{час}$ по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta\theta &= \theta_{\text{уст.}} \left(a_1 e^{\frac{t_{\text{мн}}-60}{T_1}} + a_2 e^{\frac{t_{\text{мн}}-60}{T_2}} - a_1 e^{\frac{t_{\text{мн}}}{T_1}} + a_2 e^{\frac{t_{\text{мн}}}{T_2}} \right) = \\ &= \theta_{\text{уст.}} \left(a_1 e^{\frac{t_{\text{мн}}}{T_1}} \left(e^{\frac{60}{T_1}} - 1 \right) + a_2 e^{\frac{t_{\text{мн}}}{T_2}} \left(e^{\frac{60}{T_2}} - 1 \right) \right), \end{aligned} \quad (6)$$

где $t_{\text{пр}}$ – длительность переходного процесса в часах при $\Delta\theta = 1^\circ\text{C}$.

Если принять во внимание тот факт, что основное влияние на длительность переходного процесса оказывает большая постоянная времени T_1 , то можно пренебречь влиянием T_2 , и тогда уравнение (6) примет вид:

$$\Delta\theta = \theta_{\text{уст.}} \left(a_1 e^{\frac{t_{\text{пр}}}{T_1}} \left(e^{\frac{60}{T_1}} - 1 \right) \right). \quad (7)$$

Выполнив некоторые преобразования получено:

$$t_{\text{пр}} = T_1 \ln \left(\Delta\theta / \theta_{\text{уст.}} \cdot a_1 \left(e^{\frac{60}{T_1}} - 1 \right) \right) = T_1 \ln \left(1 / \theta_{\text{уст.}} \cdot a_1 \left(e^{\frac{60}{T_1}} - 1 \right) \right). \quad (8)$$

Результаты расчетов коэффициентов аппроксимирующих экспонент, постоянных времени, длительности переходных процессов и установившихся превышений температуры для двигателя *C.E.SET. CIM 2/55-132/AD4* приведены в табл. 1.

Таблица 1.

Результаты расчетов параметров переходных процессов при нагреве

Table 1.

Results of calculations of parameters of transient processes during heating

№	$\theta_{\text{уст.}},$ °C	a_1	$T_1,$ мин.	a_2	$T_2,$ мин.	$t_{\text{пр}},$ ч	$a_1/T_1,$ мин ⁻¹	$a_2/T_2,$ мин ⁻¹	$\theta_{\text{уст.}}(a_1/T_1 + a_2/T_2),$ °C/мин.
1	90	0,615	48	0,385	12	1,8	0,0128	0,032	4,03
2	80	0,621	48	0,379	12	1,9	0,0129	0,0316	3,56
3	78	0,665	256	0,335	64	2	0,00259	0,00523	0,6

Аналогичным образом определяются и параметры процесса охлаждения.

III. Заключение

Приведенные расчеты показывают: несмотря на близость коэффициентов аппроксимирующих экспонент, тепловые переходные процессы при нагреве имеют различные постоянные времени и, соответственно, длительности переходных процессов.

Постоянные времени нагрева для обмотки статора $T_1 = 48$ мин и $T_2 = 12$ мин. Коэффициенты аппроксимирующих экспонент $a_1 = 0,615$ и $a_2 = 0,385$. Скорость нарастания температуры в частях обмотки статора – $4^\circ\text{C}/\text{мин}$. Более низкий нагрев лобовой части обмотки со стороны привода (тыл) объясняется наличием дополнительного вентилятора, который улучшает процесс теплообмена.

Постоянные времени нагрева для корпуса статора $T_1 = 256$ мин. и $T_2 = 64$ мин. Коэффициенты аппроксимирующих экспонент $a_1 = 0,665$ и

$a_2 = 0,335$. Скорость нарастания температуры корпуса машины составляет $0,6^\circ\text{C}/\text{мин.}$, что значительно ниже, чем для лобовых частей обмотки статора, что можно объяснить естественным охлаждением корпуса машины.

Для процесса охлаждения постоянные времени составляют $T_1 = 24$ мин, $T_2 = 8$ мин. Коэффициенты аппроксимирующих экспонент $a_1 = 0,841$ и $a_2 = 0,159$ для частей обмотки статора и корпуса практически идентичны. Длительность переходного процесса в режиме охлаждения составляет 1 час 40 мин. Скорость снижения температуры в частях обмотки статора, для которых выполнялись исследования, $1,37^\circ\text{C}/\text{мин.}$

Постоянные времени нагрева T_1 и T_2 , а также коэффициенты аппроксимирующих экспонент a_1 и a_2 для режимов нагрева и охлаждения отличаются в 1,5-2 раза.

Разработанная методика для определения постоянных времени при экспериментальных исследованиях и применение современных измерительно-вычислительных средств позволяют качественно улучшить визуализацию процесса динамических измерений температуры и облегчает анализ результатов.

© Рогожников А.О., 2026

© Рак А.Н., 2026

© Чье Е.У., 2026

© Белов О.А., 2026

Поступила в редакцию 25.11.2025

Принята к публикации 25.11.2025

Received 15.01.2026

Accepted 15.01.2026

Библиографический список

- [1] Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин. М.; Ленинград: Госэнергоиздат, 1961. – 480 с.
- [2] Johnson L.M., Brankato E.L., Walker H.P. Navy's philosophy of thermal classification of insulation materials and systems // *Insulation*. 1963. № 9 (2). P. 31-34.
- [3] Котеленец Н.Ф., Кузнецов Н.Л. Испытания и надежность электрических машин. М.: Высшая школа, 1988. – 323 с.
- [4] Сипайлов Г.А., Санников Д.И., Жадан В.А. Тепловые, гидравлические и аэродинамические расчеты в электрических машинах. М.: Высшая школа, 1989. – 239 с.
- [5] Гуревич Э.И. Тепловые испытания и исследования электрических машин. Ленинград: Энергия, 1977. – 296 с.
- [6] Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. Ленинград: Энергия, 1968. – 574 с.
- [7] Панферов М.М., Цыбин А.А., Кузнецов Л.М. Тензорезисторные измерительные системы - Приборы и системы управления 1985. № 9. С.17-21.
- [8] Шефтель И.Т. Терморезисторы. М.: Наука, 1973. – 415 с.

- [9] Линеveg Ф. Измерение температур в технике. Справочник. Пер. с нем. М.: Металлургия, 1980. – 544 с.
- [10] Филиппов И.Ф. Теплообмен в электрических машинах. Учебное пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отделение, 1986. – 156 с.
- [11] Федоров М.М., Михайлов В.Е., Паркесов В.Г. Особенности моделирования теплового состояния двигателя в повторно-кратковременном режиме // Перспективы развития производства асинхронных двигателей. 1983. С. 141-145.

References

- [1] G. Gotter, *Nagrevanie i ohlazhdenie elektricheskikh mashin [Heating and cooling of electrical machines]*. Moscow; Leningrad: Gosenergoizdat, 1961 (in Russian).
- [2] L.M. Johnson, E.L. Brankato and H.P. Walker, “Navy’s philosophy of thermal classification of insulation materials and systems”, *Insulation*, vol. 9, no. 2, pp. 31-34, 1963.
- [3] N.F. Kotelenec and N.L. Kuznecov, *Ispytaniya i nadezhnost' elektricheskikh mashin [Testing and reliability of electrical machines]*. Moscow: Higher School, 1988 (in Russian).
- [4] G.A. Sipajlov, D.I. Sannikov and V.A. Zhadan, “*Teplovye, gidravlicheskie i aerodinamicheskie raschety v elektricheskikh mashinah [Thermal, hydraulic and aerodynamic calculations in electrical machines]*”. Moscow: Higher School, 1989 (in Russian).
- [5] E.I. Gurevich, *Teplovye ispytaniya i issledovaniya elektricheskikh mashin [Thermal testing and research of electrical machines]*. Leningrad: Energiya, 1977 (in Russian).
- [6] G.K. Zherve, *Promyshlennyye ispytaniya elektricheskikh mashin [Industrial testing of electrical machines]*. Leningrad: Energiya, 1968 (in Russian).
- [7] I.F. Filippov, *Teploobmen v elektricheskikh mashinah [Heat transfer in electrical machines]*. Leningrad: Energoizdat, Leningrad Branch, 1986 (in Russian).
- [8] Sheftel' I.T. Termorezistory [Thermistors] - М.: Nauka, 1973. - 415 с.
- [9] Lineveg F. Izmerenie temperatur v tekhnike. Spravochnik. Per. s nem. [Temperature measurement in technology] М.: Metallurgiya, -1980.- 544 с.
- [10] I.F. Filippov, *Teploobmen v elektricheskikh mashinah [Heat transfer in electrical machines]*. *Uchebnoe posobie dlya VUZov*. L.: Energoatomizdat, Leningr. otdelenie, 1986 (in Russian).
- [11] M.M. Fedorov, V.E. Mihajlov and V.G. Parkesov, “Osobennosti modelirovaniya teplovogo sostoyaniya dvigatelya v povtorno-kratkovremennom rezhime [Features of modeling the thermal state of an engine in intermittent short-term mode]”, *Perspektivy razvitiya proizvodstva asinhronnykh dvigatelej [Prospects for the development of production of asynchronous motors]*, pp. 141-145, 1983 (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рогожников Алексей Олегович, старший преподаватель Камчатского го-сударственного технического университета, г. Петропавловск-Камчатский, Российская Федерация.

Alexey O. Rogozhnikov, senior lecturer of the Kamchatka State Technical University, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation.

Рак Александр Николаевич, кандидат технических наук, доцент, доцент Камчатского государственного технического университета, г. Петропавловск-Камчатский, Российская Федерация.

Alexander N. Rak, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Kamchatka State Technical University, Petropavlovsk-Kamchatsky, Russian Federation.

Чье Ен Ун, доктор технических наук, профессор Тихоокеанского государственного университета, г. Хабаровск, Российская Федерация.

Chye En Un, Dr. Sci. (Eng.), professor of the Pacific National University, Khabarovsk, Russian Federation.

Белов Олег Александрович, кандидат технических наук, эксперт Научно-исследовательского института – Республиканского исследовательского научно-консультационного центра экспертизы, г. Москва, Российская Федерация.

Oleg A. Belov, Cand. Sci. (Eng.), expert of the Research Institute – Republican Research Scientific and Consulting Center for Expertise, Moscow, Russian Federation.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.31:621.33

EDN VWKJYQ

**АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОДХОДОВ
И ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ
ТЯГОВОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА. ЧАСТЬ 1****А.Л. Куликов**ORCID: 0000-0003-1092-7136 e-mail: inventor61@mail.ruНижегородский государственный технический университет им. П.Е. Алексеева
*Нижний Новгород, Россия***В.Л. Осокин**ORCID: 0000-0001-8772-4252 e-mail: osokinvl@mail.ruНижегородский государственный инженерно-экономический университет
*Княгинино, Нижегородская область, Россия***Д.А. Леваков**ORCID: 0009-0006-5706-7515 e-mail: dmitriy.levakov@mail.ruНижегородский государственный инженерно-экономический университет
Княгинино, Нижегородская область, Россия

Для решения задач, связанных с анализом режимов работы систем тягового электроснабжения (СТЭ), требуется использование математических моделей исследуемой системы. Специфика устройства СТЭ обуславливает невозможность использования при их моделировании ряда подходов, применяемых при составлении моделей трехфазных систем электроснабжения стационарных потребителей электроэнергии. В первой части статьи проанализированы современные требования к математическим моделям тяговой сети, используемым при решении задачи дистанционного определения места повреждения (ОМП). Установлено, что основным требованием, от выполнения которого зависит точность ОМП, является адекватность модели, используемой для анализа измеренных параметров аварийного режима. По результатам рассмотрения известных подходов к моделированию СТЭ сделан вывод о недостаточной степени соответствия существующих моделей требованию адекватности.

Ключевые слова: адекватность модели; имитационное моделирование; математическая модель тяговой сети; определение мест повреждений; расчет установившегося режима; система тягового электроснабжения.

Для цитирования: Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Анализ существующих подходов и предлагаемый подход к моделированию тяговой сети переменного тока. Часть 1 // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 78-102. EDN VWKJYQ

ANALYSIS OF EXISTING AND PROPOSED APPROACHES TO AC TRACTION NETWORK MODELING. PART 1

A.L. Kulikov

ORCID: **0000-0003-1092-7136** e-mail: **inventor61@mail.ru**
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

V.L. Osokin

ORCID: **0000-0001-8772-4252** e-mail: **osokinvl@mail.ru**
Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University
Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia

D.A. Levakov

ORCID: **0009-0006-5706-7515** e-mail: **dmitriy.levakov@mail.ru**
Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University
Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia

Abstract. The solution to the problems related to the analysis of operating modes in traction power supply systems (TPSS) requires the use of mathematical models of the system under study. The specific construction of the TPSS makes it impossible to use a number of approaches used in the development of models of three-phase power supply systems for stationary consumers of electricity in their modeling. The 1st part of the article analyzes modern requirements for mathematical model of traction networks used in solving the problem of remote fault locating (FL), as a result of which it was found out that the main requirement on which the FL accuracy depends is the goodness fit of the model used to analyze the measured emergency mode parameters. Based on the results of the examination of known approaches to modeling TPSS, a conclusion was made that compliance degree of existing models with the goodness fit requirement is insufficient.

Keywords: model adequacy; simulation; mathematical model of traction network; fault locating; steady state calculation; traction power supply system.

For citation: A.L. Kulikov, V.L. Osokin, D.A. Levakov, “Analysis of existing and proposed approaches to AC traction network modeling. Part 1”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 78-102, 2026. EDN VWKJYQ

1. Введение

Для решения широкого спектра теоретических и практических задач тягового электроснабжения, связанных с исследованием, проектированием, оптимизацией режимов работы, защитой и автоматизацией систем тягового электроснабжения (СТЭ), требуется использование математической модели рассматриваемой системы. В связи с этим, выбор подходящей модели СТЭ представляет собой важную задачу, от правильности решения которой зависят как возможность решения основной задачи с удовлетворительной степенью точности, так и простота ее решения.

Проблема моделирования СТЭ характеризуется сложностью и невозможностью применения ряда подходов, положенных в основу способов моделирования электроэнергетических систем общего назначения и систем электроснабжения стационарных потребителей электроэнергии. Специфика этой проблемы является следствием существенных отличий СТЭ от трехфазных электрических сетей общего назначения в части своего устройства, а также особенностей процесса передачи электрической энергии электроподвижному составу (ЭПС) по линиям электропередачи (ЛЭП) контактной сети и рельсовым цепям. Присутствие в составе тяговой сети большого числа разнородных проводников, несимметричность их расположения, наличие электрической связи с землей, многообразие вариантов топологии тяговой сети и непостоянство количества, мощности и мест подключения нагрузки значительно осложняют задачу моделирования СТЭ. В связи с этими факторами и большой трудоемкостью анализа сложных моделей без использования современной вычислительной техники, в основу большинства известных в настоящее время моделей тяговой сети положено применение упрощенного подхода, связанного с принятием многочисленных допущений. Такой подход к составлению математических моделей не позволяет принять во внимание указанные выше особенности СТЭ, в результате чего существующие модели неполно отражают наиболее существенные свойства моделируемых систем. Использование упрощенных моделей тяговой сети приводит к возникновению значительных погрешностей при расчетах, что приемлемо только при решении некоторых инженерных задач. Вместе с тем, ряд теоретических и практических задач требует решения с максимальной точностью, при этом использование упрощенных моделей является нецелесообразным из-за внесения недопустимых погрешностей в их решение. К числу таких задач относится дистанционное определение места повреждения (ОМП) контактной сети, высокие требования к точности которого обусловлены необходимостью уменьшения временных затрат на устранение причины устойчивого короткого замыкания (КЗ) и сокращения длительности вынужденных задержек движения поездов при авариях в тяговой сети.

Одной из основных причин неудовлетворительной точности существующих способов дистанционного ОМП по ПАР является использование упрощенных математических моделей тяговой сети для анализа измеренных значений параметров режима КЗ. Эти погрешности ограничивают точность средств ОМП и препятствуют правильному определению удаленности места КЗ с применением как ранних, так и современных алгоритмов ОМП. Указанными причинами обусловлена значительная актуальность проблемы совершенствования подходов к моделированию СТЭ и разработке моделей тяговой сети, удовлетворяющих современным требованиям в отношении соответствия моделируемой системе. В настоящее время известны исследования, направленные на решение проблемы совершенствования моделей тяговой сети, по результатам которых были предложены модели, отличающиеся повышенной степенью соответствия оригиналу. Вместе с тем, по причине наличия у этих моделей ряда существенных недостатков, которые будут рассмотрены ниже, указанная проблема остается актуальной.

II. Требования к моделям СТЭ, применяемым при дистанционном ОМП контактной сети

В настоящее время наиболее целесообразным, с точки зрения точного определения расстояния до места КЗ, является применение дистанционных методов ОМП, основанных на анализе параметров, характеризующих аварийный режим в тяговой сети [1-3]. Эти методы, вне зависимости от состава набора контролируемых ПАР, способов их измерения (одностороннего или двухстороннего) и последующего анализа, предполагают использование модели СТЭ, параметры которой позволяют установить зависимости между контролируемыми параметрами режима КЗ и искомым расстоянием до места повреждения. Таким образом, задача ОМП по ПАР (рис. 1) включает в себя сопоставление измеренных значений параметров режима или других величин, определяемых с использованием результатов измерений, с расчетными значениями тех же параметров, полученными с использованием модели сети [3, 4].

Различия между измеренными и расчетными данными, как и неравенство результатов измерений реальным значениям параметров режима КЗ, препятствуют правильному решению задачи ОМП и обуславливают несоответствие определяемого значения расстояния до места повреждения истинному месту КЗ. Факторы, влияющие на погрешность при ОМП, могут быть разделены на следующие группы [5]:

– погрешность измерений, обусловленная несовершенством используемых трансформаторов тока и напряжения и другого измерительного оборудования;

– начальная погрешность, возникающая в результате использования приближенных значений физических констант и значений параметров элементов системы, в том числе, вследствие использования упрощенных методов для их определения;

– погрешность задачи, обусловленная использованием упрощенной модели рассматриваемой системы (применение упрощенных подходов к моделированию различных частей СТЭ не позволяет точно воспроизвести свойства исследуемой системы и принять во внимание при решении задачи ОМП влияние ряда факторов, оказывающих влияние на режим в системе);

– погрешность метода, применяемого для решения системы уравнений состояния СТЭ (наличие погрешности реализации обусловлено необходимостью использования численных методов решения, обусловленной невозможностью применения прямых методов ввиду нелинейности решаемых уравнений).

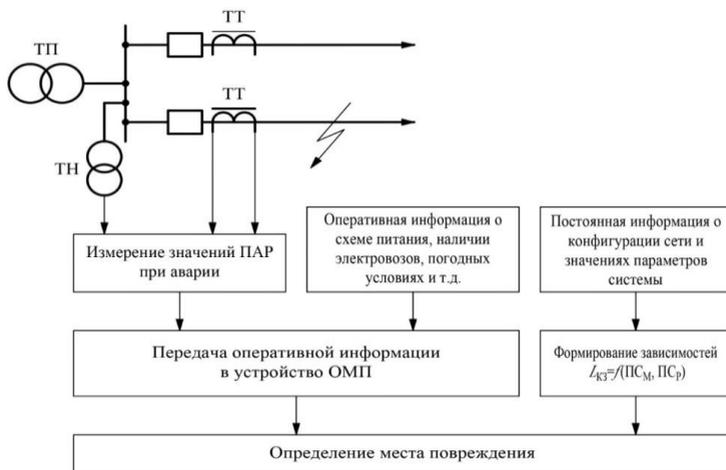


Рис. 1. Структурная схема дистанционного ОМП контактной сети по ПАР:

ТТ, ТН – трансформаторы тока и напряжения; ПС_М – значения параметров системы, принятые при моделировании; ПР_Р – расчетные значения параметров режима КЗ; L_{КЗ} – расстояние до места повреждения

Fig. 1. Structural diagram of the remote FL of the catenary network by emergency mode parameters (EMP):

ТТ, ТН – current and voltage transformers; ПС_М – system parameters values adopted during modeling; ПР_Р – calculated values of EMP; L_{КЗ} – distance to fault location

Поскольку одной из составляющих погрешности решения является погрешность задачи, связанная с недостаточной полнотой соответствия модели реальному объекту, особую важность, с точки зрения точного решения задачи ОМП по ПАР, имеет требование адекватности и точности используемой модели СТЭ. Минимизация погрешности задачи требует использования модели объекта, характеризующейся высокой степенью соответствия моделируемому объекту в части совпадения их выходных параметров, и достаточно полно отражающей те свойства моделируемой сети, которые оказывают существенное влияние на характер зависимостей анализируемых параметров режима КЗ от удаленности места повреждения. Таким образом, адекватность модели оригиналу, в данном случае представленному СТЭ, относится к числу основных факторов, влияющих на точность дистанционного ОМП [5-7].

Вместе с тем, требование адекватности используемой модели находится в противоречии с требованиями простоты и экономичности, в соответствии которыми количество учитываемых факторов, а также затраты вычислительных ресурсов, машинного времени и памяти, требуемые для реализации модели, должны быть минимальными [7]. Применительно к задаче дистанционного ОМП по ПАР и моделям, используемым для ее решения, эти требования обусловлены, главным образом, ограниченными возможностями ранних устройств РЗА, реализованных на основе электромеханической и электронной элементной базы, а также необходимостью обеспечения простоты их конструкции. Следствием этого были многочисленные упрощающие допущения, принятые при разработке расчетных моделей, положенных в основу наиболее простых методов ОМП ЛЭП [1, 8, 9]. Введение этих допущений, применение упрощенных подходов к моделированию различных элементов СТЭ и отказ от учета влияния различных факторов на режим в моделируемой сети приводят к ухудшению адекватности модели и, соответственно, увеличивают погрешность ОМП, на что указывают многочисленные исследования на тему оценки и повышения эффективности дистанционного ОМП тяговой сети, такие как [2, 3, 9, 10].

В настоящее время к наиболее существенным тенденциям развития комплекса средств РЗ и ПА относится применение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) на микропроцессорной элементной базе, а также современных средств имитационного моделирования электроэнергетических систем [11, 12]. Использование цифровых вычислительных устройств в совокупности с современными программными комплексами позволяет существенно упростить разработку адекватных моделей СТЭ и их использование в ходе имитационных экспериментов, а преимущества микропроцессорных устройств РЗА перед электромеханическими и полупроводнико-

выми устройствами обуславливают снижение требований к простоте и экономичности реализуемых алгоритмов. В связи с этим, использование ряда упрощений при разработке моделей тяговой сети, предназначенных для использования при решении задачи ОМП по ПАР, является нецелесообразным, и перспективы дальнейшего совершенствования средств дистанционного ОМП связаны, в том числе, с применением детализированных моделей, приближенных к реальным условиям [9].

II. Анализ существующих подходов к моделированию тяговой сети

Упрощенные модели тяговой сети

Ранние методы ОМП, такие как «Z», «X» и их модификации, предполагающие вычисление расстояния до места КЗ по простым аналитическим выражениям, требуют представления тяговой сети в эквивалентированном виде, т.е. представления всей совокупности проводников, образующих тяговую сеть, в виде пассивного двухполосника [1-3, 9]. Поскольку тяговая сеть обладает сложной топологией, включает в себя большое количество несимметрично расположенных разнородных проводников, образующих взаимосвязанные контуры, характеризуется неоднородностью и наличием гальванической связи с землей на всем протяжении трассы, задача ее эквивалентирования без использования современных средств компьютерного моделирования является достаточно сложной, что обусловило необходимость принятия ряда упрощающих допущений [1, 9, 13]:

- тяговая сеть в пределах рассматриваемого участка считается однородной, а неодинаковые в различных точках трассы параметры, такие как удельные сопротивления проводников и расстояния между ними, усредняются и полагаются равными;
- различие схем питания тяговой сети, схем соединения контактных и рельсовых сетей смежных путей, а также различие параметров смежных подстанций игнорируются или учитываются упрощенно;
- упрощенно учитываются шунтирующее влияние земли и утечка тока из рельсовой сети;
- упрощенно учитываются параметры системы внешнего электроснабжения (СВЭ) подстанций;
- не учитываются схема группового заземления опор контактной сети и прерывистый характер включения тросов группового заземления (ТГЗ);
- принимается допущение о металлическом КЗ, т.е. не учитывается наличие переходного сопротивления между контактной сетью и землей в месте повреждения;
- принимается допущение о линейности тяговой сети, параметры всех ее элементов считаются не зависящими от параметров режима;
- не учитывается наличие нагрузки подстанций (ПС).

Методы расчета сопротивления тяговой сети, позволяющие перейти от параметров отдельных элементов тяговой сети к параметрам эквивалентного двухполосника, изложены в работах [14, 15]. Как правило, рассматривается контур «контактный провод – рельс», применительно к которому в соответствии со вторым законом Кирхгофа записывается выражение для определения падения напряжения на единицу длины с учетом взаимного электромагнитного влияния проводников. В результате выражения токов в различных элементах контактной сети через ток питающего присоединения и введения коэффициента v , связывающего ток в контактной сети с током в рельсах, становится возможным определение отношения падения напряжения в рассматриваемом контуре к току присоединения. Таким образом, итоговое выражение для определения эквивалентного сопротивления тяговой сети принимает вид:

$$\underline{z}_{TC} = \underline{z}_{KC} + v \cdot \underline{z}_P, \quad (1)$$

где \underline{z}_{KC} , \underline{z}_P – погонные сопротивления контактной сети и рельсов соответственно, Ом/км; $v = I_P / I_{KC}$ – коэффициент, учитывающий шунтирующее влияние земли, о.е.

Результатом выполнения указанных операций является упрощенная схема замещения тяговой сети, представленная на рис. 2 [1, 9].

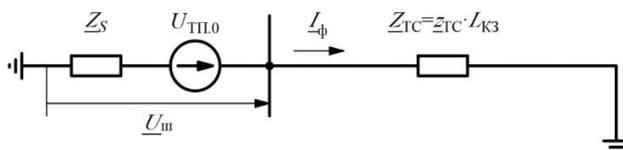


Рис. 2. Упрощенная схема замещения тяговой сети при металлическом КЗ

Fig. 2. Simplified equivalent circuit diagram of the traction network with a metallic short circuit

При использовании эквивалентированных моделей тяговой сети расстояние до места металлического КЗ может быть вычислено как отношение входного сопротивления петли КЗ к значению погонного сопротивления тяговой сети, рассчитанному по (1) [1].

Важнейшим преимуществом рассмотренного подхода к построению математических моделей тяговой сети является значительное упрощение вида уравнений состояния системы, что позволяет выполнять ОМП по ПАР с использованием простейших алгоритмов.

Вместе с тем, согласно выводам [1-3, 13], принятие вышеперечисленных допущений не позволяет с достаточной точностью отразить специфику устройства тяговой сети, в действительности представляющей собой сложную систему, электрический режим в которой определяется действием множества факторов.

Невозможность их учета обуславливает низкую адекватность упрощенных моделей, в связи с чем их использование в целях дистанционного ОМП приводит к значительным погрешностям методов «Z» и «X».

Так, исследование влияния допущения об однородности тяговой сети на точность ОМП в неоднородной тяговой сети, результаты которого приведены в [3], показало, что погрешность, обусловленная этим фактором, может составлять 1,4-1,8 км. Кроме того, нелинейность параметров рельсов и неравномерный характер утечки тока из рельсовой сети обуславливают зависимость удельного сопротивления тяговой сети от удаленности места КЗ, что также вносит в результат ОМП погрешность, величина которой может достигать 0,5 км [1].

К числу других существенных недостатков рассматриваемых моделей относятся невозможность точного учета схемы заземления опор, схемы питания контактной сети, различия параметров подстанций и схем их внешнего электропитания. В совокупности с дестабилизирующим влиянием переходного сопротивления, эти факторы могут приводить к отклонению результата ОМП по методам «Z» и «X» от реального значения удаленности места повреждения до 11 км [1]. Принимая во внимание современные требования к точности дистанционного ОМП контактной сети, согласно которым максимальная приемлемая величина погрешности определения удаленности места КЗ составляет 250 м. [16], точность простейших аналитических методов ОМП является неудовлетворительной. Поскольку к числу основных причин низкой точности этих методов относится недостаточная степень адекватности используемых моделей СТЭ, использование рассмотренного выше подхода к моделированию тяговой сети является нецелесообразным, с точки зрения удовлетворения требования к точности ОМП.

Индуктивно развязанные схемы замещения тяговой сети

В связи со снижением требований к простоте и экономичности используемых моделей СТЭ, вызванным совершенствованием системы РЗ и ПА тяговой сети и ее переводом на микропроцессорную элементную базу, наиболее широкое применение при решении задачи ОМП получили индуктивно развязанные модели тяговой сети [1]. Методика составления таких моделей подробно описана в [1, 17, 18].

Так, сущность методики расчета, изложенной в [17, 18], заключается в замене совокупности контуров «проводник – земля» совокупностью результирующих контуров, образованных «пучками» параллельно соединенных проводов контактной сети или рельсов. При этом в целях упрощения процесса расчета взаимные сопротивления всех пар проводников одной многопроводной сети и взаимные сопротивления проводников различных многопроводных сетей принимаются равными средним значениям соответствующих величин. Целесообразность применения упрощенной методики при составлении схемы замещения тяговой сети в целях инженерной и проектной практики обусловлена наличием большого количеством разнородных и несимметрично расположенных проводников (8 на

двухпутном участке, электрифицированном по схеме 25 кВ, и 12 на двухпутном участке, электрифицированном по схеме 25 кВ с экранируемыми и усиленными проводами (ЭУП).

В соответствии с рассматриваемым подходом, схема цепи, состоящая из q параллельно соединенных ветвей с взаимной индуктивной связью в явном виде (рис. 3а), заменяется эквивалентной схемой, в которой усредненное значение взаимного сопротивления q ветвей вынесено в отдельную ветвь, включенную последовательно с преобразуемой частью цепи между точками a и b (рис. 3б). Сопротивление этой ветви $Z_{м,q}$ рассчитывается по (2) и зависит от среднего геометрического расстояния D_q между всеми проводниками цепи, определяемому по (3).

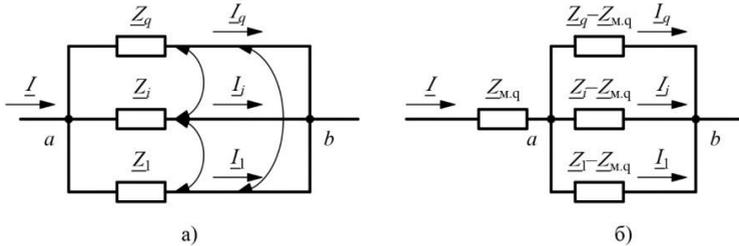


Рис. 3. Схема замещения q параллельно соединенных проводников с взаимной индуктивной связью (а) и индуктивно развязанная схема замещения той же цепи (б)

Fig. 3. Equivalent circuit diagram of q parallel-connected conductors with mutual inductive coupling (a) and inductively uncoupled equivalent circuit diagram of the same circuit (b)

$$Z_{м,q} = \frac{2}{q \cdot (q-1)} \cdot \sum_{i=1}^{q-1} \sum_{j=i+1}^q Z_{м,ij}; \quad (2)$$

$$D_q = \left(\prod_{i=1}^{q-1} \prod_{j=i+1}^q D_{ij} \right)^{\frac{2}{q \cdot (q-1)}}, \quad (3)$$

где Z_{ij} – взаимное сопротивление между проводниками i и j ; D_{ij} – расстояние между осями проводников i и j .

Записав и преобразовав уравнение по второму закону Кирхгофа для контура « i -й проводник – земля» (рис. 3а) с учетом ранее принятого допущения о равенстве взаимных сопротивлений между всеми проводниками, можно получить выражение (4), которому соответствует схема, показанная на рис. 3б:

$$\underline{U}_{ab} = (Z_i - Z_{м,q}) \cdot I_i + Z_{м,q} \cdot I; \quad (4)$$

где \underline{U}_{ab} – напряжение между точками a и b (рис. 3), равное падению напряжения в любой из ветвей цепи.

С использованием описанной методики вычисляются эквивалентные сопротивления многопроводных контуров «контактная сеть – земля» и «рельсы – земля», что позволяет выполнить дальнейшее преобразование схемы, показанной на рис. 3б, и привести ее к виду пассивного двухполюсника.

На втором этапе преобразования схемы замещения рассматривается тяговая сеть в целом, отдельные части которой преобразованы описанным выше способом и представлены в виде индуктивно связанных двухполюсников. При этом, в соответствии с принятыми допущениями, взаимные сопротивления между проводниками разных «пучков» принимаются равными среднему значению для всех пар проводников, вычисляемому по формулам, аналогичным (2) и (3).

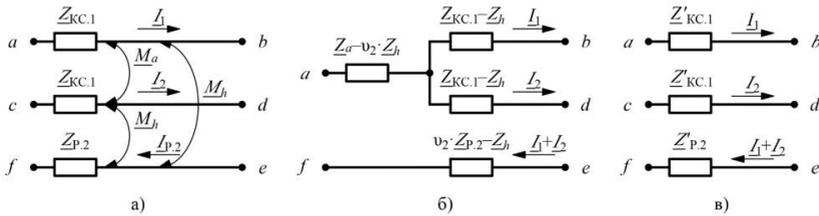


Рис. 4. Схема замещения двухпутного участка тяговой сети с взаимной индуктивной связью в явном виде (а), преобразованная схема с индуктивно развязанными контактными сетями и с учетом влияния земли (б), индуктивно развязанная схема замещения сети (в)

Fig. 4. Equivalent circuit diagram of a double-track section of a traction network with mutual inductive coupling in explicit form (a), transformed circuit with inductively uncoupled catenary networks and taking into account the influence of the ground (b), inductively uncoupled equivalent circuit of network (v)

На рис. 4 представлены следующие обозначения: M_a , M_b – коэффициенты взаимной индукции между контактными сетями и между контактной сетью и рельсами соответственно; Z_a , Z_b – взаимные индуктивные сопротивления, соответствующие коэффициентам M_a и M_b ; $Z_{\text{к.с.1}}$, $Z_{\text{р.2}}$ – расчетные сопротивления контактной сети одного пути и рельсовой сети двух путей; v_2 – коэффициент, характеризующий утечку тока из рельсовой сети.

Для схемы замещения тяговой сети двухпутного участка с одинаковыми контактными подвесками на обоих путях, представленной на рис. 4а, можно записать выражения для определения падений напряжения в каждой ветви с учетом выбранных направлений токов и влияния земли на ток в рельсовой сети:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{ab} &= \underline{Z}_{\text{к.с.1}} I_1 + \underline{Z}_a I_2 - \underline{Z}_b v_2 (I_1 + I_2) = \\ &= (\underline{Z}_{\text{к.с.1}} - \underline{Z}_b) I_1 + (\underline{Z}_a - v_2 \underline{Z}_b) (I_1 + I_2); \\ \underline{U}_{cd} &= \underline{Z}_a I_1 + \underline{Z}_{\text{к.с.1}} I_2 - \underline{Z}_b v_2 (I_1 + I_2) = \end{aligned} \quad (5)$$

$$= (\underline{Z}_{\text{KC},1} - \underline{Z}_h) \underline{I}_2 + (\underline{Z}_a - \nu_2 \underline{Z}_h) (\underline{I}_1 + \underline{I}_2);$$

$$\underline{U}_{ef} = -\underline{Z}_h \underline{I}_1 - \underline{Z}_h \underline{I}_2 + \underline{Z}_{\text{P},2} \nu_2 (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) = (\nu_2 \underline{Z}_{\text{P},2} - \underline{Z}_h) (\underline{I}_1 + \underline{I}_2).$$

Из (5) определяются параметры эквивалентной схемы замещения, показанной на рис. 4б, взаимные индуктивные связи между ветвями которой в явном виде отсутствуют. Для устранения фиктивной ветви с сопротивлением $\underline{Z}_a - \nu_2 \underline{Z}_h$ и перехода к полностью развязанной схеме замещения складываются множители при сумме токов $(\underline{I}_1 + \underline{I}_2)$ в (5). Конечным результатом преобразований является схема, представленная на рис. 4в. Значения расчетных сопротивлений контактной сети одного пути $\underline{Z}'_{\text{KC},1}$ и рельсовой сети двух путей $\underline{Z}'_{\text{P},2}$ определяются по (6):

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_{\text{KC},1} &= \underline{Z}_{\text{K},1} - \underline{Z}_{\text{BC}}; \\ \underline{Z}'_{\text{P},2} &= \nu_2 \cdot \underline{Z}_{\text{P},1} + \underline{Z}_{\text{BC}}; \\ \underline{Z}_{\text{K},1} &= \underline{Z}_{\text{KC},1} - \underline{Z}_h; \\ \underline{Z}_{\text{BC}} &= \underline{Z}_a - \underline{Z}_h, \end{aligned} \quad (6)$$

где $\underline{Z}_{\text{K},1}$ – индуктивно развязанное сопротивление контактной сети одного пути; $\underline{Z}_{\text{BC}}$ – индуктивное сопротивление взаимосвязи.

Способ определения поправочного коэффициента ν , входящего в формулы для расчета параметров элементов индуктивно развязанной схемы замещения, согласно [18], основывается на анализе схемы замещения рельсовой сети, электрически соединенной с землей через переходное сопротивление балласта и шпал. Эта система рассматривается как электрическая цепь с равномерно распределенными параметрами и представляется в виде пассивных П-образных четырехполюсников, параметры которых зависят от погонных значений переходного сопротивления балласта и собственного сопротивления рельсов, а также удельного сопротивления земли.

Таким образом, описанная методика позволяет перейти от исходной схемы замещения тяговой сети, в которой все ее проводники представлены соответствующими ветвями с взаимной индуктивной связью в явном виде, к упрощенной и индуктивно развязанной схеме замещения, в которой многопроводные части тяговой сети (контактная и рельсовая сети) эквивалентированы и представлены в виде двухполюсников, взаимные сопротивления между которыми характеризуют средние значения взаимных сопротивлений между всеми парами проводников двух многопроводных элементов и выносятся в ветвь, соответствующую рельсовой сети. Эти решения позволяют сформировать простую схему замещения тяговой сети, топологически схожую с принципиальной схемой питания участка тяговой сети. В качестве примера рассмотрим участок с n электри-

фицированными путями и наиболее распространенным вариантом питания контактной сети от двух смежных подстанций при узловой схеме соединения контактных подвесок на посту секционирования ПС. Принципиальная схема питания этого участка показана на рис. 5.

В результате преобразований, выполненных в соответствии с приведенной методикой, формируется индуктивно развязанная схема замещения тяговой сети в пределах рассматриваемой межподстанционной зоны (рис. 6). Специфика формирования индуктивно развязанных схем замещения, предназначенных для использования в целях решения задачи ОМП, заключается в добавлении дополнительной ветви с переходным сопротивлением Z_{Π} (или узла, общего для аварийной контактной сети и рельсов, при допущении о металлическом КЗ) и разделении соответствующих ветвей на два сегмента [1, 18]. При этом контактная сеть n путей на участке между ПС и смежной подстанцией, как правило, эквивалентизируется ввиду независимости токораспределения между этими ветвями от конфигурации сети за точкой их параллельного соединения. Дальнейшее упрощение схемы достигается путем эквивалентирования исправных линий на участке, содержащем КЗ, и заменой треугольника, образованного эквивалентированной исправной контактной сетью и двумя ветвями поврежденной линии, на трехлучевую звезду [1]. Таким образом, индуктивно развязанная схема замещения может быть приведена к наиболее простому виду (рис. 7).

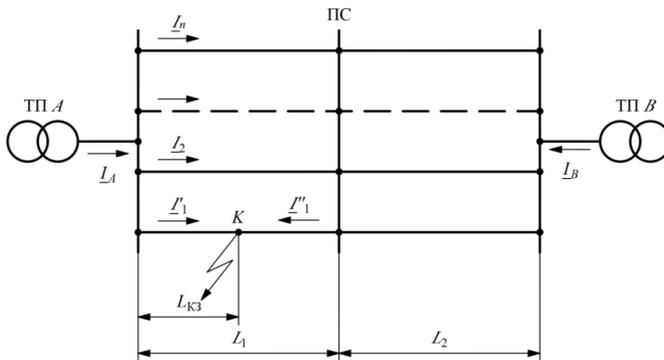


Рис. 5. Принципиальная схема питания n -путного участка тяговой сети с двухсторонним питанием и узловой схемой соединения контактных сетей параллельных путей при КЗ на участке 1-го пути, между ТП А и ПС

Fig. 5. Schematic diagram of the power supply of an n -track section of a traction network with two-way power supply and a nodal connection of the catenary networks of parallel tracks during a SC on the section of the 1st track, between substation A and sectioning station

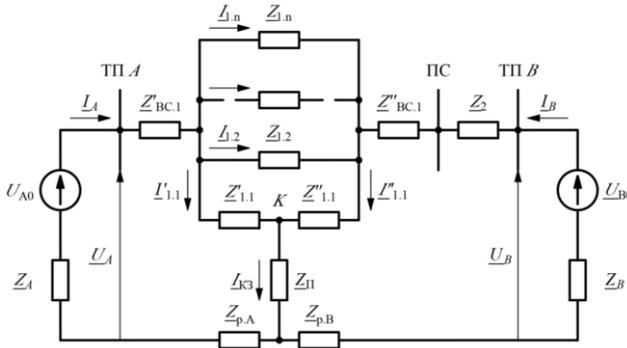


Рис. 6. Индуктивно развязанная схема замещения n -путного участка тяговой сети при КЗ через переходное сопротивление в контактной сети 1-го пути

Fig. 6. Inductively uncoupled equivalent circuit of an n -track section of a traction network during a SC through contact resistance in the 1st track catenary network

На рис. 6 представлены следующие обозначения: $Z'_{1,1}$, $Z''_{1,1}$ – сопротивления сегментов контактной сети 1-го пути от ТП А до места КЗ и от места КЗ до ПС соответственно; $Z_{1,2} \dots Z_{1,n}$ – сопротивления контактных сетей неповрежденных путей между ТП А и ПС; Z_2 – эквивалентное сопротивление параллельно соединенных контактных сетей n путей на участке от ПС до ТП В; $Z_{p,A}$, $Z_{p,B}$ – сопротивления рельсовой сети всех путей между точкой КЗ и соответственно ТП А и ТП В; $Z'_{BC,1}$, $Z''_{BC,2}$ – индуктивно развязанные сопротивления взаимосвязи между контактными сетями n путей от ТП А до места КЗ и от места КЗ до ПС соответственно.

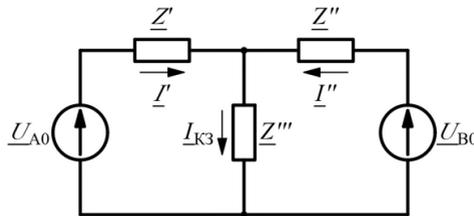


Рис. 7. Упрощенный вариант индуктивно развязанной схемы замещения тяговой сети: Z' , Z'' , Z''' – эквивалентные сопротивления

Fig. 7. Simplified version of the inductively uncoupled equivalent circuit of the traction network: Z' , Z'' , Z''' – equivalent impedances

Обладая повышенной степенью детализации и позволяя проводить анализ режима КЗ с учетом таких факторов, как различие схем питания тяговой сети, взаимное индуктивное влияние между контактными сетями параллельных путей и зависимость удельного сопротивления тяговой сети от

места КЗ, а также позволяя ввести в расчетные выражения большее число контролируемых ПАР, рассмотренные индуктивно развязанные схемы также являются достаточно простыми и позволяют производить расчеты с использованием аналитических выражений, что обусловило их широкое применение при решении задачи ОМП контактной сети. На использовании индуктивно развязанных схем замещения, аналогичных показанным на рис. 6 и 7, основан принцип действия большого количества методов ОМП и указателей удаленности места КЗ, подробная характеристика которых приведена в работах [1, 9, 19, 20].

Недостатки индуктивно развязанных схем замещения, составленных в соответствии с описанной методикой, обусловлены внесением в расчеты дополнительной погрешности, обусловленной следующими факторами [9, 18]:

- заменой реальных значений коэффициентов взаимоиנדукции между проводниками средними значениями коэффициентов для различных групп проводников;

- определением параметров тяговой сети при усредненных габаритах на прямых участках пути;

- неопределенностью значений ряда параметров при вычислении среднего значения тока в рельсовой сети с учетом влияния утечки через балласт.

Дополнительная погрешность, обусловленная принятыми допущениями, составляет 1-2 %, что приемлемо при проведении инженерных расчетов в связи с незначительностью этой погрешности по сравнению с погрешностями, возникающими в результате применения упрощенных способов расчета собственных сопротивлений проводников, а также коэффициентов само- и взаимоиנדукции контуров [18]. Однако жесткие требования к точности ОМП обуславливают нецелесообразность использования при составлении схем замещения СТЭ подходов, ограничивающих адекватность получаемых моделей. Вместе с тем, для современных алгоритмов ОМП характерна значительная сложность вне зависимости от вида используемой модели сети, а их реализация требует применения микропроцессорных устройств РЗА, в связи с чем требование простоты модели в настоящее время не являются существенным.

Современные детализированные модели тяговой сети

Как было отмечено выше, основным фактором, обуславливающим погрешности при дистанционном ОМП по ПАР, является использование расчетных моделей СТЭ, методика составления которых предполагает введение большого числа допущений в целях упрощения процесса расчета или упрощения топологии схемы замещения сети [2, 9, 13]. Помимо эквивалентирования и линеаризации различных элементов тяговой сети и усреднения

значений ее геометрических и электрических параметров на всем протяжении моделируемой зоны, в число аспектов задачи моделирования, при рассмотрении которых часто применяется упрощенный подход, относится моделирование СВЭ: при этом не учитываются особенности конфигурации внешней части системы, параметры ее элементов определяются приближенно, а наличие связей (обычно представленных ЛЭП 110 (220) кВ) между смежными ТП игнорируется. Многочисленные исследования [2, 3, 9, 10, 16, 21-23] показывают, что совокупность этих факторов представляет собой важнейший источник погрешности задачи, существенно ограничивающей точность алгоритмов ОМП контактной сети, в связи с чем наиболее целесообразным, с точки зрения повышения степени адекватности расчетной модели тяговой сети и минимизации ошибки при ОМП, является представление исследуемой системы в наиболее детализированном виде.

Такой подход к моделированию СТЭ позволяет наиболее точно учесть особенности устройства тяговой сети и принять во внимание неоднородность ее параметров, разнородность и несимметричность расположения образующих ее проводников (проводов, тросов и рельсов), нелинейность параметров рельсовой сети и влияние на них проводимостей балластного слоя и грунта, наличие большого количества соединений между рельсами, контактными подвесками смежных путей и т.п., прерывистый характер расположения ТГЗ при групповом заземлении опор и другие факторы, которые не могут быть адекватно отражены при использовании подходов, рассмотренных выше [1]. Неактуальность использования эквивалентированных моделей обусловлена также значительно возросшими возможностями вычислительной техники, упрощающей как проведение вычислительных экспериментов, так и процесс разработки моделей, а также широким применением интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) в современных автоматизированных системах управления электроснабжением железных дорог [24].

Современные детализированные модели тяговой сети, в наибольшей степени отвечающие требованию адекватности, представляют собой сегментированные схемы замещения. Такой подход к моделированию тяговой сети позволяет исключить необходимость принятия допущения о ее однородности, не выполняемого в действительности и приводящего к значительному искажению параметров модели по сравнению с моделируемой системой и, следовательно, к погрешностям при ОМП. Его суть состоит в условном разделении тяговой сети (рис. 8) на ряд участков $[L_1; L_m]$ длиной ΔL_i каждый, в пределах которых удельные значения собственных и взаимных сопротивлений проводников сети полагаются неизменными и в общем случае отличными от аналогичных значений величин, характеризующих тяговую сеть в пределах других сегментов [25, 26].

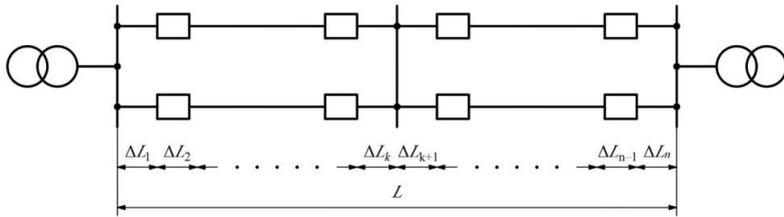


Рис. 8. Пример принципиальной схемы питания участка тяговой сети, условно разделенного на n сегментов длиной ΔL_i

Fig. 8. Example of a schematic diagram of a traction network section power supply conditionally divided into n segments of length ΔL_i

Таким образом, условное сегментирование тяговой сети позволяет достаточно точно учесть разнотипность проводов и тросов вдоль трассы тяговой сети, различие количества параллельных путей и расстояний между ними, сближения с другими ЛЭП, наличие железнодорожных станций с разветвленной тяговой сетью и другие факторы, обуславливающие неоднородность тяговой сети и затрудняющие составление адекватных моделей с использованием рассмотренных ранее подходов.

Другим важным преимуществом рассматриваемого подхода является простота учета поперечных соединений между проводниками, в результате чего существенно упрощается учет междурельсовых и междупутных перемычек, дроссель-трансформаторов, постов секционирования и пунктов параллельного соединения контактной сети. При использовании подходов к моделированию тяговой сети, базирующихся на эквивалентировании ее элементов и использовании средних значений параметров, составление схемы замещения с учетом указанных элементов существенно затруднено и требует введения дополнительных допущений, снижающих адекватность модели. Точный учет топологии контактной и рельсовой сетей, необходимый с точки зрения правильной оценки токораспределения в тяговой сети, возможен только при делении ее схемы замещения на условно однородные сегменты, не содержащие ответвлений, и включении дополнительных ветвей между соответствующими узлами.

К числу важнейших особенностей современных моделей тяговой сети относится минимальная степень эквивалентирования ее многопроводных элементов, таких как контактная сеть и рельсы. В отличие от ранее рассмотренного подхода, основанного на более жестких требованиях к простоте полученной модели, современные методы моделирования тяговой сети предполагают ее детализированное представление в виде совокупности разнородных проводов, тросов и рельсов, в общем случае несимметрично расположенных в поперечном сечении пролета. Таким образом, при всех расчетах с использованием современных детализированных моделей

непосредственно используются значения собственных и взаимных параметров контуров «проводник – земля», определенные для каждого из n условно выделенных сегментов. Из работ [2, 3, 9, 16, 22, 26] известно, что такой подход наиболее полно отвечает требованию точного учета структуры моделируемой сети и позволяет получить модель, наиболее адекватную оригиналу.

Детализация структуры тяговой сети также обуславливает значительное упрощение моделирования рельсовой сети и учет ее электрической связи с балластным слоем и землей, что достигается путем непосредственного учета проводимостей соответственно балласта и различных слоев грунта при составлении схемы замещения. При этом не требуется определение поправочного коэффициента ν , вычисление которого по методикам [14, 18, 27] сопряжено с необходимостью принятия ряда упрощающих допущений. Проблеме влияния степени детализации цепи, состоящей из рельсов, балласта и многослойного грунта на адекватность модели посвящены работы [2, 13, 21]. Приведенные в них результаты имитационных экспериментов с использованием вариантов модели, отличающихся в части детализации структуры «рельсы – земля», свидетельствуют о значительном влиянии этого фактора на токораспределение в рельсах и земле, а также на расчетные значения параметров режима и петли КЗ.

Таким образом, результатом применения описанного подхода, основанного на принципах условного сегментирования сети и минимизации степени эквивалентирования ее частей, является детализированная схема замещения (рис. 9).

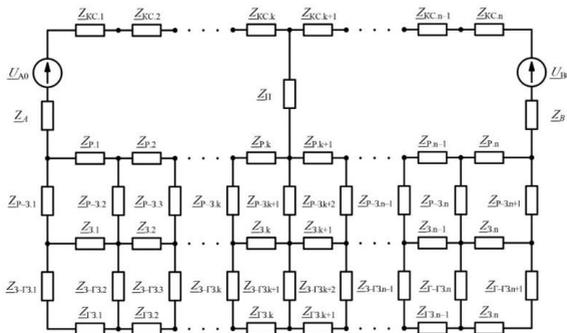


Рис. 9. Пример детализированной и условно сегментированной схемы замещения тяговой сети однопутного участка с двухсторонним питанием

Fig. 9. Example of a detailed and segmented circuit diagram of a single-track traction network with double-way power supply

На рис. 9 представлены следующие обозначения: \underline{U}_{A0} , \underline{U}_{B0} , \underline{Z}_A , \underline{Z}_B – напряжения холостого хода и сопротивления подстанций A и B ; $\underline{Z}_{KC,i}$, $\underline{Z}_{P,i}$, $\underline{Z}_{3,i}$, $\underline{Z}_{Г3,i}$ – сопротивления контактной и рельсовой сетей, поверхностного и глубокого слоев земли; $\underline{Z}_{P-3,i}$, $\underline{Z}_{Г-Г3,i}$ – переходные сопротивления между рельсами и землей и между слоями земли; $\underline{Z}_{П}$ – переходное сопротивление в месте КЗ.

Детализированные схемы замещения тяговой сети характеризуются значительной сложностью топологии, наличием большого количества узлов и индуктивно связанных ветвей, часть которых обладает нелинейными параметрами, что делает невозможным использование простейших аналитических выражений при их анализе и требует применения более сложного математического аппарата [2, 13]. Особенно актуальной эта проблема является при необходимости формирования баз данных значений ПАР, полученных по результатам вычислительных экспериментов, в ходе которых моделируется режим КЗ при различных комбинациях ряда факторов (величина переходного сопротивления, схема питания контактной сети и др.) На анализе таких массивов (табл. 1) основан принцип действия дистанционного метода «С» [25].

Таблица 1.
Общий вид структуры базы данных расчетных значений ПАР

Table 1.
General view of the calculated EMP database structure

$R_{П, Ом}$	M_j				
	$L_{КЗ, км}$				
	ΔL_1	$\Delta L_1 + \Delta L_2$...	$\sum_i^{n-1} \Delta L_i$	$\sum_i^{n-1} \Delta L_i$
$R_{П.1}$	$\{x_{1,1}\} = \begin{bmatrix} R_{ПКЗ.1,1} \\ X_{ПКЗ.1,1} \\ Z_{ПКЗ.1,1} \\ \Phi_{ПКЗ.1,1} \end{bmatrix}$	$\{x_{1,2}\}$	$\{x_{1,n-1}\}$	$\{x_{1,n}\}$
$R_{П.2}$	$\{x_{2,1}\}$	$\{x_{2,2}\}$...	$\{x_{2,n-1}\}$	$\{x_{2,n}\}$
...
$R_{П.m-1}$	$\{x_{m-1,1}\}$	$\{x_{m-1,2}\}$...	$\{x_{m-1,n-1}\}$	$\{x_{m-1,n}\}$
$R_{П.m}$	$\{x_{m,1}\}$	$\{x_{m,2}\}$...	$\{x_{m,n-1}\}$	$\{x_{m,n}\}$

Для совершенствования подходов к моделированию СТЭ и применения детализированных моделей в исследовательских и практических целях целесообразно использование таких моделей в совокупности с применением компьютерного моделирования [2, 22, 26]. Отметим, что это не является специфической особенностью метода «С», а характерно для большинства современных методов

ОМП, реализация которых основывается на анализе неоднородных моделей тяговой сети. Так, выполнения большого количества вычислений требуют также способ [28-30], основанный на численном интегрировании телеграфных уравнений тяговой сети, и способ [31], предполагающий итерационное вычисление расстояния до места повреждения по условию баланса реактивной мощности.

III. Заключение

Рассмотрены известные подходы к составлению схем замещения тяговой сети переменного тока и проанализирована целесообразность их использования в целях изучения влияния различных факторов на зависимости значений ПАР от удаленности места КЗ, оценки эффективности известных методов ОМП по ПАР и построения расчетных моделей перспективных методов. Основываясь на требованиях, предъявляемых к точности современных способов дистанционного ОМП и их расчетным моделям, опыте применения существующих средств ОМП контактной сети и результатах исследований [2, 3, 8-10, 16, 19, 23], можно сделать следующие выводы относительно перспектив применения рассмотренных подходов к моделированию СТЭ.

За период времени с начала исследований по теме ОМП контактной сети и разработки простейших указателей удаленности места КЗ был осуществлен перевод АСУЭ железных дорог с электромеханической и полупроводниковой элементной базы на микропроцессорную, и в связи с этим изменилась приоритетность требований, предъявляемых к расчетным моделям, используемым для оценки расстояния до места повреждения. Возможности современных микропроцессорных устройств РЗ и ПА тяговой сети, а также средств имитационного моделирования электрических сетей позволяют пренебречь требованием к простоте моделей, вследствие чего основным является их адекватность моделируемой сети.

Упрощенные модели, составленные с широким применением эквивалентирования различных частей тяговой сети и с учетом допущения о ее однородности по всей длине участка, не обладают достаточной адекватностью. Существенные недостатки этих моделей, связанные с невозможностью точного отражения параметров моделируемой системы, представляют собой один из важнейших факторов, обуславливающих неудовлетворительную точность большинства известных методов ОМП по ПАР. Наиболее адекватными являются детализированные модели, при составлении которых учитывается неоднородность тяговой сети, точно воспроизводится ее топология, и в минимальной степени эквивалентуются ее составные части.

Существующие модели не в полной мере удовлетворяют указанным требованиям, что снижает их адекватность и, как следствие, не позволяет точно исследовать влияние различных факторов на параметры режима КЗ, а также ограничивает точность методов ОМП, основанных на использовании этих моделей.

В связи с этим, целесообразно их дальнейшее совершенствование в части повышения степени детализации.

© Куликов А.Л., 2026

© Осокин В.Л., 2026

© Леваков Д.А., 2026

Поступила в редакцию 05.11.2025

Принята к публикации 05.11.2025

Received 20.01.2026

Accepted 20.01.2026

Библиографический список

- [1] Фигурнов Е.П. Релейная защита. М.: ГОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2009. – 604 с.
- [2] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Исследование влияния детализации модели тяговой сети и метода расчета параметров режима на точность расчетных данных // XLVI Межд. науч.-тех. конф. «Кибернетика энергетических систем», Октябрь 19-21, 2024, Новочеркасск, Россия: Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, 2024. С. 150-163.
- [3] Леваков Д.А., Куликов А.Л., Осокин В.Л. Оценка погрешностей простейших методов определения мест повреждений контактной сети с использованием неоднородной модели тяговой сети переменного тока // XXIX Нижегородская сессия молодых ученых (гуманитарные, технические, естественные науки), Ноябрь 12-15, 2024, Нижний Новгород, Россия: ООО «Издательство «Перо», 2024. С. 384-388.
- [4] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
- [5] Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. С.-Пб.: Лань, 2011. – 672 с.
- [6] Муратаев И.А., Муратаева Г.А., Ярославский Д.А., Хузяшев Р.Г., Горячев М.П. Моделирование режимов работы электроэнергетических систем. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2019. – 94 с.
- [7] Звонарев С.В. Основы математического моделирования. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 112 с.
- [8] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Сравнительный анализ и перспективы развития дистанционных методов определения мест повреждений контактной сети. Часть 1 // Интеллектуальная Электротехника. 2025. № 1. С. 16-35.
- [9] Куликов А.Л., Осокин В.Л., Леваков Д.А. Сравнительный анализ и перспективы развития дистанционных методов определения мест повреждения контактной сети. Часть 2 // Интеллектуальная электротехника. 2025. № 2. С. 4-33.
- [10] Попова Н.А. О достоверности определения расстояния до короткого замыкания в тяговой сети переменного тока // Автоматизированные системы электроснабжения железных дорог, Жарков Ю.И. Ростов-на-Дону: РГУПС, 1995. – С. 118-123.
- [11] Шнейерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

- [12] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [13] Куликов А.Л., Леваков Д.А. Моделирование контактной сети железнодорожного транспорта для определения мест повреждений // Электричество. 2024. № 3. С. 45-58. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-3-45-58
- [14] Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
- [15] Тер-Оганов Э.В., Пышкин А.А. Электроснабжение железных дорог. Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. – 432 с.
- [16] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Гаврилов И.В., Муратова-Милехина А.С. Детализация структуры тяговых сетей переменного тока в задачах моделирования и расчета параметров пелли короткого замыкания // Электроснабжение и электрооборудование транспорта. 2015. № 4. С. 4-12.
- [17] Фигурнов Е.П. Сопротивления электротяговой сети однофазного переменного тока // Электричество. 1997. № 5. С. 23-29.
- [18] Фигурнов Е.П., Быкадоров А.Л., Жарков Ю.И., Герман Л.А., Субханвердиев К.С. Сопротивления электротяговой сети однофазного переменного тока железных дорог // Электричество. 2021. № 11. С. 35-44. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-11-35-44
- [19] Фигурнов Е.П., Стороженко Д.Е. Современные методы определения удаленности повреждения контактной сети // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. 2003. № 1. С. 48-53.
- [20] Дынькин Б.Е., Завражин В.В. Сравнительный анализ существующих методов определения повреждения тяговой сети // Межд. науч. конф. «Актуальные вопросы технических наук», Июль 20-23, 2011, Пермь, Россия: Меркурий, 2011. С. 53-56.
- [21] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Муратова-Милехина А.С. Анализ взаимного влияния параметров тяговой сети переменного тока на полное сопротивление контура короткого замыкания // Вестник транспорта Поволжья. 2013. № 5 (41). С. 5-11.
- [22] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Муратова-Милехина А.С. Повышение эффективности определения места короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока на основе информационных технологий // Вестник транспорта Поволжья. 2015. № 6 (54). С. 15-19.
- [23] Герман Л.А., Кишкурно К.В., Субханвердиев К.С. Оценка погрешности расчета токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока // Электроника и электрооборудование транспорта. 2017. № 1. С. 5-10.
- [24] Герман Л.А. Совершенствование тягового электроснабжения переменного тока для повышения пропускной способности железных дорог. Н. Новгород: СамГУПС, 2024. – 186 с.
- [25] Муратова-Милехина А.С., Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А. Способ определения места короткого замыкания контактной сети электрифицированного транспорта, Пат. 2566458 RU, заявл. 20.02.14; опубл. 27.10.2015. – Бюл. № 30.
- [26] Быкадоров А.Л., Заруцкая Т.А., Муратова-Милехина А.С. Применение теории распознавания образов при определении места короткого замыкания в тяговых сетях переменного тока // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. 2021. № 2 (82). С. 119-128. DOI: 10.46973/0201-727X_2021_2_119
- [27] Карякин Р.Н. Тяговые сети переменного тока. М.: Транспорт, 1987. – 279 с.

- [28] Тигунцев С.Г., Есаулов А.В. Способ определения места короткого замыкания в тяговой сети системы 2*25 кВ железной дороги, Пат. 2821157 RU, заявл. 21.03.24; опубл. 17.06.24. – Бюл. № 17.
- [29] Есаулов А.В., Тигунцев С.Г. Определение места повреждения в тяговой сети системы 25 кВ // Известия Транссиба. 2023. № 2 (54). С. 120-127.
- [30] Есаулов А.В., Тигунцев С.Г., Анненков Е.О. Определение места повреждения в тяговой сети системы 2×25 кВ // Известия Транссиба. 2023. № 4 (56). С. 101-112.
- [31] Герман Л.А., Субханвердиев К.С., Куликов А.Л., Карпов И.П., Обалин М.Д. Способ определения мест короткого замыкания неоднородной контактной сети однопутного участка электрифицированного транспорта с двухсторонним питанием, Пат. 2789434 RU, заявл. 10.06.22; опубл. 02.02.23. – Бюл. № 4.

References

- [1] E.P. Figurnov, *Releinaya zashchita [Relay protection]*. Moscow: State Educational Institution “Educational and Methodological Center for Education in Railway Transport”, 2009 (in Russian).
- [2] A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Research on the influence of the traction network model detailing and the mode parameters calculating method on the accuracy of the calculated data”, in proc. *XLVI Int. sci.-tech. conf. Kibernetika energeticheskikh sistem [Cybernetics of power systems]*, Oct. 19-21, 2024, Novocherkassk, Russia, pp. 155-163 (in Russian).
- [3] D.A. Levakov, A.L. Kilikov and V.L. Osokin, “Error estimation of the simplest methods for fault locating of a catenary network using heterogeneous model of an alternating current traction network”, in proc. *XXIX Nizhegorodskaya sessiya molodyh uchenykh (gumanitarnie, tehnicheckie, estestvennye nauki [XXIX Nizhny Novgorod session of young scientists (humanities, technical, natural sciences)]*, Nov. 12-15, 2024, Nizhny Novgorod, Russia, pp. 384-388 (in Russian).
- [4] E.A. Arzhannikov, V.Yu. Lukoyanov and M.Sh. Misrikhanov, *Opreделение mesta korotkogo zamykaniya na vysokovolnykh liniyah elektroperedachi [Determining the location of a short circuit on high-voltage power lines]*. Moscow: Energoatomizdat, 2003 (in Russian).
- [5] B.P. Demidovich and I.A. Maron, *Osnovy vychislitel'noi matematiki [Fundamentals of Computational Mathematics]*. St. Petersburg: Lan', 2011 (in Russian).
- [6] I.A. Murataev, G.A. Murataeva, D.A. Yaroslavsky, R.G. Khuzyashev and M.P. Goryachev, *Modelirovaniye rezhimov raboty elektroenergeticheskikh sistem [Modeling of operating modes of electric power systems]*. Kazan: Kazan State Energetic University, 2019 (in Russian).
- [7] S.V. Zvonarev, *Osnovy matematicheskogo modelirovaniya [Fundamentals of mathematical modeling]*. Yekaterinburg: Ural University, 2019 (in Russian).
- [8] A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Comparative analysis and prospects for development of distance methods for overhead catenary network fault location. Part 1”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 16-35, 2025.
- [9] A.L. Kulikov, V.L. Osokin and D.A. Levakov, “Comparative analysis and prospects for development of distance methods for overhead catenary network fault location. Part 2”, *Smart Electrical Engineering*, no. 2, pp. 4-33, 2025.

- [10] N.A. Popova, “O dostovernosti opredeleniya rasstoyaniya do korotkogo zamykaniya v tyagovoi seti peremennogo toka [On the reliability of determining the distance to a short circuit in an alternating current traction network]”, in *Avtomatizirovannyye sistemy elektrosnabzheniya zheleznnykh dorog [Automated power supply systems for railways]*, Yu.I. Zharkov, Rostov-on-Don: RGUPS, 1995, pp. 118-123 (in Russian).
- [11] E.M. Shneerson, *Tsifrovaya releinaya zashchita [Digital relay protection]*. Moscow: Energoatomizdat, 2007 (in Russian).
- [12] A.M. Fedoseev and M.A. Fedoseev, *Releynaya zashchita elektroenergeticheskikh sistem [Relay protection of electric power systems]*. Moscow: Energoatomizdat, 1992 (in Russian).
- [13] A.L. Kulikov and D.A. Levakov, “Modeling the railway contact line system for fault location purposes”, *Elektrichestvo*, no. 3, pp. 45-58, 2024. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-3-45-58
- [14] K.G. Markvardt, *Elektrosnabzhenie elektrifitsirovannykh zheleznnykh dorog [Power supply for electrified railways]*. Moscow: Transport, 1982 (in Russian).
- [15] E.V. Ter-Oganov and A.A. Pyshkin, *Elektrosnabzhenie zheleznnykh dorog [Power supply for railways]*. Ekaterinburg: Publishing house UrGUPS, 2014 (in Russian).
- [16] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya, I.V. Gavrilov and A.S. Muratova-Milekhina, “Detail structures traction ac networks for modeling and dimensioning of short-circuit loop”, *Electronics and electrical equipment of transport*, no. 4, pp. 4-12, 2015.
- [17] E.P. Figurnov, “Soprotivleniya elektrodyagovoi seti odnofaznogo peremennogo toka [Resistances of single-phase alternating current electric traction network]”, *Elektrichestvo*, no. 5, pp. 23-29, 1997 (in Russian).
- [18] E.P. Figurnov, A.L. Bykadorov, Yu.I. Zharkov, L.A. German and K.S. Subkhanverdiev, “Impedances of a single-phase ac railroad electric traction network”, *Elektrichestvo*, no. 11, pp. 35-44, 2021. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-11-35-44
- [19] E.P. Figurnov and D.E. Storozhenko, “Sovremennyye metody opredeleniya udalonnosti povrezhdeniya kontaktnoi seti [Modern methods for determining the distance of damage to the contact network]”, *Vestnik Rostovskogo gosudarstvennogo universiteta putej soobshcheniya*, no. 1, pp. 48-53, 2003 (in Russian).
- [20] B.E. Dyn'kin and V.V. Zavrazhin, “Sravnitel'nyy analiz sushchestvuyushchikh metodov opredeleniya povrezhdeniya tyagovoi seti [Comparative analysis of existing methods for determining fault to the traction network]”, in proc. *Int. scientific conf. Aktual'nye voprosy tekhnicheskikh nauk [Current issues in technical sciences]*, July 20-23, 2011, Perm, Russia, pp. 53-56 (in Russian).
- [21] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya and A.S. Muratova-Milekhina, “Interaction between a.c. traction network parameters and short circuit loop impedance”, *Vestnik transporta Povolzh'ya*, vol. 5, no. 41, pp. 5-11, 2013.
- [22] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya and A.S. Muratova-Milekhina, “Povyshenie effektivnosti opredeleniya mesta korotkogo zamykaniya v tyagovykh setyakh peremennogo toka na osnove informatsionnykh tekhnologii [Improving the efficiency of short circuit location in AC traction networks based of information technologies]”, *Vestnik transporta Povolzh'ya [Bulletin of Volga Region transport]*, vol. 6, no. 54, pp. 15-19, 2015 (in Russian).
- [23] L.A. German, K.V. Kishkurno and K.S. Subkhanverdiev, “Estimation of an error of calculation of short-circuit currents in ac tractive circuit”, *Elektronika i elektrooborudovanie*

- transporta [Electronics and electrical equipment of transport]*, no. 1, pp. 5-10, 2017 (in Russian).
- [24] L.A. German, *Sovershenstvovanie tyagovogo elektrosnabzheniya peremennogo toka dlya povyshcheniya propusknoi sposobnosti zheleznih dorog [Improving AC traction power supply to increase railway capacity]*. N. Novgorod: SamGUPS, 2024 (in Russian).
- [25] A.S. Muratova-Milekhina, A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya, “*Method of determination of short circuit place in catenary system of electrified transport*”, Patent RU 2566458, Oct. 27, 2015.
- [26] A.L. Bykadorov, T.A. Zarutskaya and A.S. Muratova-Milekhina, “Application of pattern recognition theory in determining the location of a short circuits in AC traction networks”, *Vestnik Rostovskogo gosudarstvennogo universiteta putej soobshcheniya*, vol 2, no. 82, pp. 119-128, 2021. DOI: 10.46973/0201-727X_2021_2_119
- [27] R.N. Karyakin, *Tyagovie seti peremennogo toka [AC current traction networks]*. Moscow: Transport, 1987 (in Russian).
- [28] S.G. Tiguntsev and A.V. Esaulov, “*Method of determining short circuit point in traction network of system 2*25 kV of railway*”, Patent RU 2821157, Jun. 17, 2024.
- [29] A.V. Esaulov and S.G. Tiguntsev, “Determination of the fault location in 25 kV railway power supply system”, *Journal of Transsib Railway Studies*, vol. 2, no. 54, pp. 120-127, 2023.
- [30] A.V. Esaulov, S.G. Tiguntsev and E.O. Annenkov, “Determination of the fault location in 2x25 kV railway power supply system”, *Journal of Transsib Railway Studies*, vol. 4, no. 56, pp. 101-112, 2023.
- [31] L.A. German, K.S. Subkhanverdiev, A.L. Kulikov, I.P. Karpov and M.D. Obalin, “*Method for determining the location of a short circuit of an inhomogeneous contact network of a single-tracksection of electrified transport with two-way power supply*”, Patent RU 2789434, Feb. 02, 2023.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Куликов Александр Леонидович, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. П.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия.

Alexander L. Kulikov, D. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia.

Осокин Владимир Леонидович, доктор технических наук, доцент Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, г. Княгинино, Нижегородская обл., Россия.

Vladimir L. Osokin, D. Sci. (Eng.), associate professor of the Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University, Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia.

Леваков Дмитрий Андреевич, аспирант Нижегородского государственного инженерно-экономического университета, г. Княгинино, Нижегородская обл., Россия.

Dmitriy A. Levakov, postgraduate student of the Nizhny Novgorod State Engineering and Economical University, Knyaginino, Nizhny Novgorod region, Russia.

УДК 621.316

EDN ZGDHUK

ОЦЕНКА ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ

А.Н. Скамьин

ORCID: 0000-0001-7738-7539 e-mail: skamin_an@pers.spmi.ru

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Санкт-Петербург, Россия

Предложено решение задачи по определению долевого вклада источников искажений в напряжении и токе при наличии подключенных в сети пассивных и активных фильтров гармоник. Приведена классификация существующих методов и способов определения долевого вклада источников искажений. Показано, что для большинства существующих способов определение долевого вклада при наличии скомпенсированных гармоник токов или напряжений в узле нагрузки затруднено. Предложен способ определения долевого вклада источников искажений на основе применения активных фильтров параллельного типа. Он позволяет оценить остаточный уровень гармоник в напряжении и токе при наличии подключенных фильтрокомпенсирующих устройств, что важно оценивать на этапе их эксплуатации для мониторинга изменения уровней высших гармоник в напряжении и токе, а также долевого вклада в случае модернизации или изменения состава нелинейной нагрузки у потребителя. Представлено математическое описание на основе аналитических исследований с применением метода наложения и схемы замещения на частотах высших гармоник. Получены выражения, позволяющие проводить оценку долевого вклада в напряжении при компенсации влияния внутренних источников искажений, а также долевого вклада в токе при компенсации влияния внешних источников искажений. Проведены экспериментальные исследования в лабораторных условиях при наличии распределенных нелинейных нагрузок и параллельного активного фильтра, способного компенсировать гармоники в токе и в напряжении. В качестве внешнего источника искажений применялся шестипульсный тиристорный выпрямитель, в качестве внутреннего источника искажений применялся тиристорный регулятор мощности без нулевого провода.

Ключевые слова: активный фильтр; высшие гармоники; долевые вклады; качество электроэнергии; несинусоидальность; пассивный фильтр.

Для цитирования: Скамьин А.Н. Оценка долевого вклада в электрических сетях с фильтрокомпенсирующими устройствами // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 103-116. EDN ZGDHUK

ASSESSMENT OF HARMONIC SHARE CONTRIBUTIONS IN ELECTRIC NETWORKS WITH FILTER-COMPENSATING DEVICES

A.N. Skamyin

ORCID: 0000-0001-7738-7539 e-mail: skamin_an@pers.spmi.ru

Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
Saint-Petersburg, Russia

Abstract. The paper proposes a solution to the problem of determining the harmonic contribution of distortion sources to voltage and current in the presence of passive and active harmonic filters connected to the grid. A classification of existing methods and techniques for determining the harmonic contributions of distortion sources is presented. It is shown that for most existing methods, determining the harmonic contributions in the presence of compensated harmonics of currents or voltages at the load node is difficult. A method for determining the harmonic contributions of distortion sources based on the application of parallel-type active harmonic filters is proposed. This method allows for estimating the residual level of harmonics in voltage and current in the presence of connected filter-compensating devices, which is important to assess at the stage of their operation for monitoring changes in the levels of voltage and current harmonics, as well as harmonic contributions in the event of modernization or changes in the composition of the nonlinear load at the consumer. A mathematical description is presented based on analytical studies using the superposition method and an equivalent circuit at harmonic frequencies. Expressions were derived for estimating the harmonic contributions to voltage when compensating for the influence of internal distortion sources, as well as the harmonic contributions to current when compensating for the influence of external distortion sources. Experimental studies were conducted under laboratory conditions with distributed nonlinear loads and a parallel active filter capable of compensating for harmonics in current and voltage. A six-pulse thyristor rectifier was used as an external distortion source, while a thyristor power regulator without a neutral conductor was used as an internal distortion source.

Keywords: active harmonic filter; harmonics; share contributions; power quality; non-sinusoidality; passive harmonic filter.

For citation: A.N. Skamyin, "Assessment of harmonic contributions in electric networks with filter-compensating devices", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 103-116, 2026. EDN ZGDHUK

I. Введение

В настоящее время осуществляется интенсивное внедрение полупроводниковых преобразовательных устройств в электрических сетях и электротехнических комплексах предприятий, что приводит к искажению форм напряжения и тока и появлению высших гармоник (ВГ) [1, 2]. При этом на

предприятиях в основном внедряются электроприемники с нелинейными вольт-амперными характеристиками, в том числе, электроприводы с преобразователями частоты, нагревательные устройства с регулируемыми тиристорными преобразователями, электровозный транспорт, электросварочные установки, светодиодные системы освещения и др. Со стороны электрических сетей внедряются источники электроэнергии на базе полупроводниковых устройств, в том числе, возобновляемые источники энергии, накопители электрической энергии и др. [3, 4]. Следует отметить, что со стороны электрических сетей гармонические искажения также возникают вследствие работы нелинейной нагрузки (НН) сторонних потребителей, подключенных в одну точку общего присоединения. В условиях наличия распределенных источников искажений в разных точках сети и на разных уровнях напряжения значительно усложняется оценка режимов ВГ и выбор параметров корректирующих устройств. При этом в настоящее время эту оценку необходимо проводить как в токе, так и в напряжении [5, 6], учитывая также оценку долевых вкладов источников искажений для понимания картины происхождения гармонических искажений в рассматриваемой точке сети. Проблеме выявления долевых вкладов источников искажений и оценке их влияния на потребителей посвящено большое количество как зарубежной, так и отечественной литературы [7-11]. Указанные задачи не теряют своей значимости на протяжении последних десятилетий. Основные методы определения долевых вкладов можно разделить на четыре основные группы, которые основаны на определении: потоков мощности на частотах ВГ [12-14], векторов тока и напряжения на частотах ВГ [15, 16], сопротивлений сети и потребителей на частотах ВГ [17-20], корреляции параметров электропотребления и качества электроэнергии [3, 21, 23]. Классификация таких методов представлена на рис. 1.

Большое количество работ базируется на анализе потоков мощности на частотах ВГ. Наиболее обоснованным и практичным является метод на основе анализа активной мощности ВГ [12, 13]. Однако он не позволяет корректно определить вклады потребителей в искажения напряжения и тока. К другим методам относятся: метод реактивной мощности, метод неактивной мощности, метод мощности искажений [9, 22], но они имеют ограниченное применение и недостаточную теоретическую обоснованность при несинусоидальных режимах работы сети.

Методы другой группы базируются на определении параметров сети и потребителей на частотах ВГ с применением метода активных двухполюсников [17, 18, 20]. В его допущениях отмечается, что необходимо изменение параметров сети или нагрузки для двух следующих друг за другом измерений для определения сопротивления на частотах ВГ, что используется при

определении долевых вкладов. При одновременном изменении таких параметров значительно возрастает погрешность метода.



Рис. 1. Классификация методов определения долевых вкладов источников искажений:

K_U – суммарный коэффициент гармонической составляющих напряжения,
 K_I – суммарный коэффициент гармонической составляющих тока, h – порядок ВГ,
 S_{load} – полная мощность нагрузки

Fig. 1. A classification of harmonic share contribution methods:

K_U – total harmonic distortion in voltage, K_I – total harmonic distortion in current,
 h – harmonic order, S_{load} – load apparent power

Известны работы, основанные на определении закономерностей изменения параметров электропотребления от показателей качества электроэнергии [3, 21]. Однако они не дают возможность оценки взаимосвязанных долевых вкладов по току и напряжению в процентном соотношении. Также существует ряд методов, суть которых основана на анализе векторов токов и напряжения на частотах ВГ [15, 16]. При этом линейная нагрузка в виде конденсаторных батарей может быть интерпретирована как источник искажений, что ведет к необъективной оценке вклада потребителей.

Общим недостатком для всех представленных методов является большая погрешность при определении долевых вкладов источников искажений при наличии подключенных в узле нагрузки фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ). При этом значительно снижается вводной ток ВГ и напряжение ВГ в узле нагрузки, что используется при определении долевых вкладов во всех представленных методах. Сравнительный анализ различных методов показал, что многие из них определяют долевые вклады с большой погрешностью [24]. Такая оценка необходима, поскольку в рамках эксплуатации ФКУ может иметь место увеличение долевых вкладов источников ВГ при модернизации, реконструкции и изменении режимов работы НН.

Таким образом, представленный анализ показал, что в настоящее время не существует устоявшегося и однозначного метода выявления источника ВГ в сетях, что подчеркивает актуальность исследований в данной области. Целью данной работы является выявление закономерностей определения долевых вкладов источников искажений и разработка способа их оценки при наличии подключенных ФКУ.

II. Методы исследования

В работе проводятся аналитические исследования на основе построения схемы замещения электрической сети на частотах ВГ с применением метода наложения для расчета токов и напряжений. Результаты аналитических исследований подтверждаются на основе экспериментальных исследований в лабораторных условиях. Таким образом, методология исследования состоит из следующих этапов.

1. Аналитические исследования по определению долевых вкладов на основе применения ФКУ.

В рамках данного этапа проводятся исследования по определению долевых вкладов источников искажений на основе применения ФКУ. При этом рассматриваются пассивные ФКУ шунтирующего типа и активные ФКУ параллельного типа. В работе [24] разработан способ на основе применения пассивных ФКУ шунтирующего типа, а также представлены экспериментальные исследования в лабораторных условиях. В рамках данной работы рассматриваются исследования при наличии подключенного активного ФКУ параллельного типа. Рассматриваемая схема замещения представлена на рис. 2.

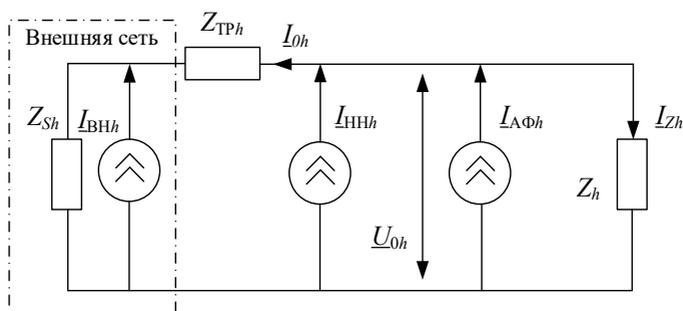


Рис. 2. Схема замещения сети с активным фильтром

Fig. 2. A circuit diagram with active harmonic filter

Приняты следующие обозначения: Z_{Sh} – сопротивление системы порядка h ; Z_{TPh} – сопротивление трансформатора порядка h ; Z_h – сопротивление линейной нагрузки порядка h ; U_{0h} – напряжение ВГ в узле нагрузки

порядка h ; I_{0h} – ток ВГ вводного присоединения узла нагрузки порядка h ; $I_{ВНh}$ – ток ВГ НН порядка h , подключенной во внешней сети; $I_{ННh}$ – ток ВГ НН порядка h , подключенной во внутренней сети; $I_{АФh}$ – ток ВГ активного фильтра порядка h .

При этом рассматриваются следующие допущения: НН представляется идеальным источником тока; активный фильтр параллельного типа представляется идеальным источником тока с компенсируемыми параметрами, равными значениям ВГ тока и напряжения внутренних и внешних НН; сопротивление системы на частоте компенсируемой ВГ значительно меньше сопротивления линейной нагрузки.

2. Экспериментальные исследования по определению долевых вкладов на основе применения параллельного активного фильтра.

В рамках данного этапа проводятся экспериментальные исследования по определению долевых вкладов источников искажений на основе применения параллельного активного фильтра. При этом активный фильтр компенсирует либо гармоники тока внутренней НН, либо гармоники напряжения, создаваемые внешней НН (за счет генерации тока ВГ, который создает падение напряжения на сопротивлении системы, противоположное напряжению ВГ внешней НН). Исследования данного этапа проводятся на лабораторном стенде (рис. 3).

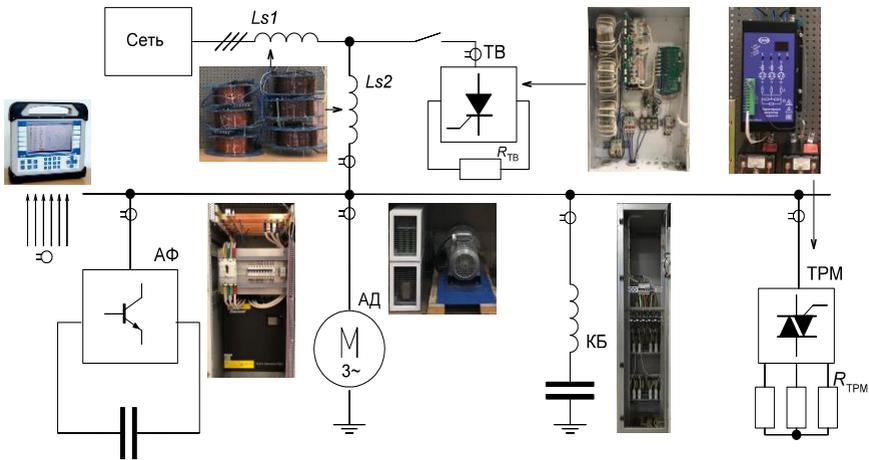


Рис. 3. Схема лабораторного стенда с активным фильтром

Fig. 3. A laboratory test bench with active harmonic filter

Параметры оборудования представлены в табл. 1.

Таблица 1.
Параметры оборудования стенда

Table 1.
The equipment parameters of the laboratory test bench

Элемент схемы	Параметры и значения
Сеть	$U_0 = 0,4 \text{ кВ}, L_{S1} = 1,1 \text{ мГн}$
Эквивалентное сопротивление	$L_{S2} = 4,0 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель (АД)	$P_{\text{АД}} = 0,75 \text{ кВт}, Q_{\text{АД}} = 1,5 \text{ квар}, U_{\text{АД}} = 220/380 \text{ В}$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{\text{ТВ}} = 220/380 \text{ В}, S_{\text{ТВ}} = 5,4 \text{ кВА}, m = 6$
Тиристорный регулятор (ТРМ)	$U_{\text{ТРМ}} = 220/380 \text{ В}, S_{\text{ТРМ}} = 2,5 \text{ кВА}$
Конденсаторная установка (КБ)	$Q_{\text{КБ}} = 0,5 \text{ квар}, \text{ частота расстройки} - 134 \text{ Гц}$
Активный фильтр (АФ)	тип АФК-У5-400-150-IP21-УХЛ4

В рамках эксперимента моделировались три режима, которые включают подключение внутренних и внешних НН, подключение АД и КБ, а также режимы работы активного фильтра: без подключения, с компенсацией гармоник тока (КГТ), с компенсацией гармоник напряжения (КГН). Токоизмерительные цепи активного фильтра подключены на вводное присоединение узла нагрузки. Измерения параметров электропотребления и качества электроэнергии проводились с помощью анализатора качества электроэнергии Ресурс PQA с периодом осреднения 3 с.

III. Результаты исследования

В соответствии с указанными этапами работы были получены следующие результаты.

1. Аналитические исследования по определению долевых вкладов на основе применения ФКУ.

В соответствии со схемой замещения, представленной на рис. 2 в общем виде можно записать:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{0h} &= \underline{I}_{\text{ВН}h} \cdot Z_{Sh} \cdot A + \underline{I}_{\text{НН}h} \cdot Z_{\text{СТPh}} \cdot A + \underline{I}_{\text{АФ}h} \cdot Z_{\text{СТPh}} \cdot A; \\ \underline{I}_{0h} &= -\underline{I}_{\text{ВН}h} \cdot Z_{Sh} \cdot A / Z_h + \underline{I}_{\text{НН}h} \cdot A + \underline{I}_{\text{АФ}h} \cdot A; \\ A &= Z_h / (Z_h + Z_{Sh} + Z_{\text{ТPh}}), Z_{\text{СТPh}} = Z_{Sh} + Z_{\text{ТPh}}. \end{aligned}$$

При компенсации гармоник тока ($\underline{I}_{\text{АФ}h} = -\underline{I}_{\text{НН}h}$):

$$\underline{U}_{0h} = \underline{I}_{\text{ВН}h} \cdot Z_{Sh} \cdot A, \underline{I}_{0h} = -\underline{I}_{\text{ВН}h} \cdot Z_{Sh} / (Z_{\text{СТPh}} + Z_h).$$

При отсутствии линейной нагрузки в виде Z_h напряжение ВГ в узле нагрузки $\underline{U}_{0h} = \underline{U}_{Sh}$, а ток ВГ вводного присоединения узла нагрузки $\underline{I}_{0h} = 0$. Практически, при $Z_h / Z_{Sh} \geq 20$ погрешность расчета напряжения ВГ в узле нагрузки не превышает 5 %, а ток ВГ вводного присоединения узла нагрузки

принимает очень малое значение в сравнении со значением до компенсации ВГ с помощью активного фильтра. Кроме этого, с помощью активного фильтра можно компенсировать ток ВГ вводного присоединения узла нагрузки (его значение близко к значению тока НН на частотах ВГ), что приводит к тому, что $\underline{U}_{0h} = \underline{U}_{Sh}$, $\underline{I}_{0h} = 0$.

Тогда долевым вкладом внешней НН в напряжение ВГ узла нагрузки можно рассчитать по следующему выражению:

$$D_{ВНН} = U_{0h_КГТ} / U_{0h}, \quad (1)$$

где $U_{0h_КГТ}$ – напряжение ВГ в узле нагрузки при КГТ с помощью активного фильтра; U_{0h} – напряжение ВГ в узле нагрузки до подключения активного фильтра.

При компенсации гармоник напряжения в узле нагрузки ($I_{AФh} = - (I_{ННh} + I_{ВННh} \cdot Z_{Sh} / Z_{СТPh})$) получается, что:

$$\underline{U}_{0h} = 0, \underline{I}_{0h} = -I_{ВННh} \cdot Z_{Sh} / Z_{СТPh} = \underline{U}_{Sh} / Z_{СТPh}.$$

При этом токи ВГ всех присоединений с линейной нагрузкой становятся равными нулю вследствие того, что $\underline{U}_{0h} = 0$. Тогда разность токов ВГ вводного присоединения и активного фильтра при КГН равна эквивалентному гармоническому току всех внутренних НН. При этом долевым вкладом внутренних НН в суммарный ток ВГ всех НН можно рассчитать по следующему выражению:

$$D_{ННh} = I_{ННh} / I_{\Sigma ННh_КГН}, I_{\Sigma ННh_КГН} = |I_{0h} - I_{AФh}|, \quad (2)$$

где $I_{\Sigma ННh_КГН}$ – суммарный ток ВГ всех внутренних НН при КГН.

Таким образом, по выявленным выражениям можно определить вклад внешних источников искажений в напряжение ВГ в узле нагрузки при компенсации влияния внутренних НН, а также вклад внутренних источников искажений в ток ВГ в узле нагрузки при компенсации влияния внешних НН. Проведение такого рода измерений способствует выявлению изменений долевого вклада распределенных источников искажений на этапе эксплуатации ФКУ.

2. Экспериментальные исследования по определению долевого вклада на основе применения параллельного активного фильтра.

Для подтверждения работоспособности способа с применением активного фильтра, реализующего метод с применением ФКУ, был проведен эксперимент в лабораторных условиях в соответствии со схемой на рис. 3. В табл. 2 представлены результаты измерений для различных режимов работы оборудования для порядка гармоник $h = 5$.

Таблица 2.
Результаты измерений для различных режимов работы стенда

Table 2.
The results of the laboratory test bench measurements

Оборудование	U_{0h} , В	I_{0h} , А	$I_{АФ_КГТh}$, А	$I_{АФ_КГНh}$, А	$D_{ТВ}$, %	$D_{ТРМ}$, %	$D_{КБ}$, %	$D_{АД}$, %
Режим 1								
ТВ вкл.	11,51	0,79	–	–	–	–	–	–
ТРМ вкл.								
АФ выкл.								
Режим 2								
ТВ вкл.	6,17	0,06	0,91	–	53,6	46,4	–	–
ТРМ вкл.								
АФКГТ вкл.								
Режим 3								
ТВ вкл.	0,27	0,78	–	1,78	–	100	0	0
ТРМ вкл.								
АФКГН вкл.								

Для наглядного представления результатов был построен график (рис. 4) для различных режимов работы оборудования, исходя из данных в табл. 2.

В режиме без активного фильтра создаются гармоники внутренними и внешними НН, которые достигают 11,5 В и 0,8 А в узле нагрузки. При работе активного фильтра в режиме КГТ компенсируется ток 5 гармоники, что приводит к снижению тока ВГ вводного присоединения узла нагрузки до 0,06 А. При этом напряжение ВГ в узле нагрузке составляет 6,17 В, что и является вкладом внешней НН в напряжение ВГ в узле нагрузки (составляет 53,6 % от напряжения ВГ в узле нагрузки до КГТ). Следовательно, 46,4 % – долевой вклад внутренних НН в напряжение ВГ в узле нагрузки. В режиме 3 параллельный активный фильтр работает в режиме КГН, что приводит к снижению уровня напряжения ВГ в узле нагрузки до 0,27 В, при этом ток ВГ вводного присоединения равен 0,78 А, что необходимо для создания компенсационного падения напряжения на индуктивности сети и исключения влияния внешней НН. Ток ВГ параллельного активного фильтра равен 1,78 А. Разность тока ВГ вводного присоединения и тока ВГ активного фильтра составляет около 1 А. Ток тиристорного регулятора мощности также равен 1 А на частоте 5 гармоники. Следовательно, его долевой вклад в суммарный ток НН равен 100 %, долевой вклад остальных присоединений узла нагрузки – 0 %. Тогда ТРМ вносит 100 % вклад в 46,4 % напряжения ВГ в узле нагрузки.

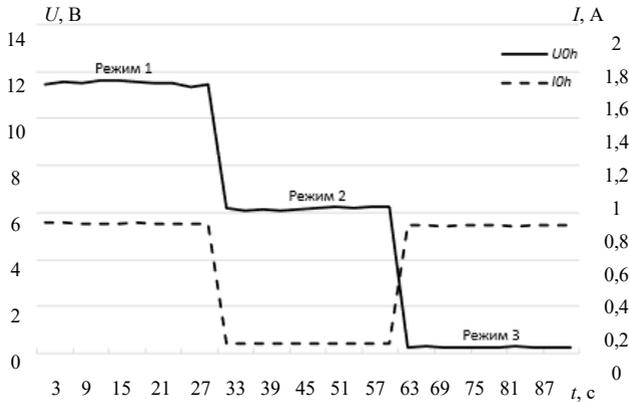


Рис. 4. Токи и напряжения ВГ в узле нагрузки для различных режимов работы активного фильтра

Fig. 4. Harmonic current and voltage for different modes of active harmonic filter

IV. Заключение

В работе проведен анализ существующих методов определения долевых вкладов. Показано, что определение долевых вкладов источников искажений существующими методами затруднено при наличии подключенных ФКУ, что определяется скомпенсированными значениями токов и напряжений ВГ в узле нагрузки. Представлен способ оценки долевого вклада источников искажений при наличии подключенных ФКУ. Предложены выражения для определения долевых вкладов при подключенном активном фильтре, способном компенсировать гармоники в токе и в напряжении. Подтверждение работоспособности способа проведено в рамках лабораторных исследований при наличии внешних и внутренних источников искажений. При этом определены значения токов и напряжений ВГ, которые остаются нескомпенсированными при отдельной компенсации гармоник тока и напряжения с помощью активного фильтра. Применение предложенного способа на основе активного фильтра параллельного типа возможно в электрических сетях, где присутствуют уже подключенные фильтры такого рода для снижения уровня ВГ (наиболее частое применение – сети 0,4–10 кВ). В рамках их эксплуатации изменение состава или модернизация НН приводит к снижению эффективности работы фильтра. При этом предложенные выражения позволяют использовать активный фильтр в режимах, при которых появляется возможность отдельной оценки долевых вкладов внешних и внутренних источников искажений для последующего анализа и принятия решений по нормализации режимов ВГ.

© Скамьин А.Н., 2026

Поступила в редакцию 29.12.2025

Принята к публикации 29.12.2025

Received 15.01.2026

Accepted 15.01.2026

Библиографический список

- [1] Коверникова Л., Тульский В., Шамонов Р. Качество электроэнергии в ЕЭС России. Текущие проблемы и необходимые решения // *Электроэнергия/ Передача и распределение*. 2016. № 2 (35). С. 28–38.
- [2] Соснина Е.Н., Асабин А.А., Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В., Гусев Д.А. Тирсторное вольтодобавочное устройство для снижения колебаний напряжения в системах электроснабжения горно-рудных предприятий // *Записки Горного института*. 2025. Т. 272. С. 159-170.
- [3] Карташев И.И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г., Шаров Ю.В., Насыров Р.Р. Управление качеством электроэнергии. М.: МЭИ, 2017. – 347 с.
- [4] Аккад А.Ф., Соснина Е.Н. Применение нечеткой логики 2-го типа для управления D-STATCOM в ГЭС с ВИЭ // *Интеллектуальная электротехника*. 2025. № 4. С. 4-22.
- [5] ГОСТ Р 72176-2025. Электромагнитная совместимость. Нормы гармонических составляющих и составляющих обратной последовательности тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения. Введ. 2025–08–01. М.: ФГБУ «РСТ», 2025. – 24 с.
- [6] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
- [7] Карташев И.И., Пономаренко И.С., Сыромятников С.Ю., Гук Л.Л. Способ инструментального выявления источников искажения напряжения и определения их влияния на качество электроэнергии // *Электричество*. 2001. № 3. С. 2-7.
- [8] Афанасенко А.С., Федосов Д.С. Оценка влияния потребителей и энергопоставляющей организации на искажение напряжения в точке общего присоединения // *Вестник ИрГТУ*. 2011. № 11 (58). С. 190-193.
- [9] Barbaro P.V., Cataliotti A., Cosentino V., Nuccio S. A novel approach based on non-active power for the identification of disturbing loads in power systems // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007. № 22 (3). P. 1782-1789. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.899624
- [10] Kasemuana S.M., De Beer A.S., Pretorius J.H.C. A practical method to identify contributions of harmonics in power systems: Method and application // *International Review of Electrical Engineering*. 2021. № 16 (4). P. 304-315. DOI: 10.15866/iree.v16i4.19194
- [11] Pfajfar T., Blazic B., Papic I. Harmonic contributions evaluation with the harmonic current vector method // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008. № 23 (1). P. 425-433. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.911165

- [12] Коверникова Л. И., Суднова В.В., Шамонов Р. Г. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению. Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
- [13] Смирнов С. С., Коверникова Л. И. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети // *Электричество*. 1996. № 1. С. 58-64.
- [14] Смирнов С. С. Свойства активных мощностей гармоник искажающих нагрузок // *Электричество*. 2010. № 9. С. 45-49.
- [15] Pourarab M., Meyer J., Stiegler R. Assessment of harmonic contribution of a photovoltaic installation based on field measurements // *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2017. № 1(15). P. 865-870. DOI: 10.24084/repqj15.498
- [16] Shklyarskiy Y., Dobush I., Carrizosa M.J., Dobush V., Skamyin A. Method for evaluation of the utility's and consumers' contribution to the current and voltage distortions at the PCC // *Energies*. 2021. № 14 (24). P. 8416. DOI: 10.3390/en14248416
- [17] Булычева Е.А., Кулешова Г.С., Янченко С.А. Идентификация высших гармоник в реальном времени в электрических сетях с переменным режимом работы // *Промышленная энергетика*. 2020. № 10. С. 28-38. DOI: 10.34831/EP.2020.62.73.004
- [18] Висящев А. Н., Тигунцев С. Г. Влияние потребителей на искажение напряжения // *Электрические станции*. 2002. № 7. С. 26-31.
- [19] Тульский В.Н., Дворкин Д.В., Силаев М.А., Палис Ш. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии // *Электричество*. 2017. № 7. С. 12-19.
- [20] Янченко С.А., Булычева Е.А. Анализ современных методов определения фактического вклада потребителей в общий уровень несинусоидальности напряжения электрической сети. Часть 1. Методы отклонений измеряемых величин // *Промышленная энергетика*. 2019. № 6. С. 42-52.
- [21] Дзюба М.А., Сафонов В.И. Вклад питающей сети и промышленного предприятия в качество электроэнергии в точке поставки электроэнергии // *Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г. И. Носова*. 2022. № 20 (3). С. 147-154.
- [22] Stošović M.A., Stevanović D.S., Petković P.M. Application of a standard power meter for detection source of harmonic pollution and reducing economic losses at power grid // *Electric Power Components and Systems*. 2020. № 48 (2). P. 42-55. DOI: 10.1080/15325008.2020.1731879
- [23] Жуковский Ю.Л., Сусликов П.К. Идентификация и классификация электрической нагрузки горных предприятий на основе методов декомпозиции сигналов // *Записки Горного института*. 2025. Т. 275. С. 5-17. EDN HPZAGK.
- [24] Skamyin, A. Method for determining the harmonic contribution of consumer installations based on the application of passive filters // *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2024. № 18 (14). P. 2464-2479. DOI: 10.1049/gtd2.13209

References

- [1] L. Kovernikova, V. Tul'skiy and R. Shamonov, "Kachestvo ehlektroehnergii v EES Rossii. Tekushchie problemy i neobkhodimye resheniya [Power quality in the unified energy system of russia: current issues and necessary solutions]", *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 2, no. 35, pp. 28–38, 2016 (in Russian).

- [2] E.N. Sosnina, A.A. Asabin, R.S. Bedretdinov, E.V. Kryukov, D.A. Gusev, “Thyristor booster device for voltage fluctuation reduction in power supply systems of ore mining enterprises,” *Journal of Mining Institute*, vol. 272, pp. 159-170, 2025.
- [3] I.I. Kartashev, V. N. Tul'skij, R. G. Shamonov, Y.V. Sharov and R.R. Nasyrov, *Upravlenie kachestvom ehlektroehnergii [Power quality management]*. Moscow: MPEI, 2017 (in Russian).
- [4] A.F. Akkad and E.N. Sosnina, “Application of type 2 fuzzy logic for D-STATCOM control in distributed energy networks with renewable energy sources”, *Smart Electrical Engineering*, vol. 4, pp. 4-22, 2025.
- [5] Electromagnetic compatibility. Limits for harmonic current and negative sequence current emissions in the public electrical networks of medium and high voltage, GOST 72176-2025, August 2025.
- [6] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [7] I. I. Kartashev, I. S. Ponomarenko, S. Y. Syromyatnikov and L. L. Guk, “Sposob instrumental'nogo vyyavleniya istochnikov iskazheniya napryazheniya i opredeleniya ikh vliyaniya na kachestvo ehlektroehnergii [A method for identifying sources of voltage distortion and determining their impact on the power quality]”, *Ehlekrichestvo*, vol. 3, pp. 2-7, 2001 (in Russian).
- [8] A.S. Afanasenko and D.S. Fedosov, “Assessment of the influence of consumers and a power supplying organization on voltage distortion at the point of common connection”, *Vestnik IRGTU*, vol. 11, no. 58, pp. 190-193, 2011.
- [9] P. V. Barbaro, A. Cataliotti, V. Cosentino and S. Nuccio, “A novel approach based on nonactive power for the identification of disturbing loads in power systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1782–1789, Jul. 2007. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.899624.
- [10] S.M. Kasemuana, A.S. De Beer and J.H.C. Pretorius, “A practical method to identify contributions of harmonics in power systems: Method and application,” *International Review of Electrical Engineering*, vol. 16, no. 4., pp. 304-315, 2021. DOI: 10.15866/iree.v16i4.19194.
- [11] T. Pfajfar, B. Blazic and I. Papic, “Harmonic contributions evaluation with the harmonic current vector method,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 425-433, 2008. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.911165.
- [12] L. I. Kovernikova, V.V. Sudnova, R. G. Shamonov, *Kachestvo ehlektricheskoy ehnergii: sovremennoe sostoyanie, problemy i predlozheniya po ikh resheniyu [Power quality: current status, problems and proposals for their solutions]*. Novosibirsk: Nauka, 2017 (in Russian).
- [13] S. S. Smirnov and L. I. Kovernikova, “Vklad potrebitelya v urovni napryazheniya vysshikh garmonik v uzlakh ehlektricheskoy seti [Consumer contribution to the harmonic voltage levels in the nodes of the electrical grid],” *Ehlekrichestvo*, vol. 1, pp. 58-64, 1996 (in Russian).
- [14] S. S. Smirnov, “Svoystva aktivnykh moshchnostej garmonik iskazhayushchikh nagruzok [Properties of active harmonic powers of distorting loads]”, *Ehlekrichestvo*, vol. 9, pp. 45-49, 2010 (in Russian).
- [15] M. Pourarab, J. Meyer, and R. Stiegler, “Assessment of harmonic contribution of a photovoltaic installation based on field measurements,” *Renewable Energy and*

- Power Quality Journal*, vol. 1, no. 15, pp. 865–870, Apr. 2017. DOI: 10.24084/repqj15.498.
- [16] Y. Shklyarskiy, I. Dobush, M.J. Carrizosa, V. Dobush and A. Skamyin, “Method for evaluation of the utility’s and consumers’ contribution to the current and voltage distortions at the PCC,” *Energies*, vol. 14, no. 24, p. 8416, 2021. DOI: 10.3390/en14248416.
- [17] E.A. Bulycheva, G.S. Kuleshova and S.A. Yanchenko, “Real-time identification of harmonics in electrical networks with variable operating mode”, *Industrial power engineering*, vol. 10, pp. 28-38, 2020. DOI: 10.34831/EP.2020.62.73.004
- [18] A. N. Visyashchev and S. G. Tiguncev, “Vliyaniye potrebitelej na iskazhenie napryazheniya [The influence of consumers on voltage distortion]”, *Ehlektricheskie stancii [Electrical stations]*, vol. 7, pp. 26-31, 2002.
- [19] V.N. Tul'skiy, D.V. Dvorkin, M.A. Silaev and S.H. Palis, “Problemy ocenki vklada potrebitelya v iskazhenie kachestva ehlektroehnergii [Problems of assessing the consumer's contribution to the power quality distortion]”, *Ehlektrichestvo*, vol. 7, pp. 12-19, 2017 (in Russian).
- [20] E. A. Bulycheva and S.A. Yanchenko, “Analysis of modern methods for determining the harmonic contribution. Part 1. Methods of deviations of measured values”, *Industrial power engineering*, vol. 6, pp. 42-52, 2019.
- [21] M.A. Dzyuba and V.I. Safonov, “Vklad pitayushchej seti i promyshlennogo predpriyatiya v kachestvo ehlektroehnergii v tochke postavki ehlektroehnergii [The contribution of the power grid and industrial enterprise to the power quality at the supply point]”, *Vestnik Magnitogorskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. G. I. Nosova*, vol. 20, no. 3, pp. 147-154, 2022 (in Russian).
- [22] M.A. Stošović, D.S. Stevanović and P.M. Petković, “Application of a standard power meter for detection source of harmonic pollution and reducing economic losses at power grid,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 48, no. 2, pp. 42-55, 2020. DOI: 10.1080/15325008.2020.1731879.
- [23] Y.L. Zhukovskiy and P.K. Suslikov, “Identification and classification of electrical loads in mining enterprises based on signal decomposition methods,” *Journal of Mining Institute*, vol. 275, pp. 5-17, 2025.
- [24] Skamyin, A. “Method for determining the harmonic contribution of consumer installations based on the application of passive filters,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 18, no. 14, pp. 2464-2479, 2024. DOI: 10.1049/gtd2.13209.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Скамьин Александр Николаевич, кандидат технических наук, доцент Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация.

Aleksandr N. Skamyin, C. Sci. (Eng.), associate professor of the Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

УДК 621.316.926:621.311.1:004

EDN ZSNMHG

МУЛЬТИАГЕНТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ НА БАЗЕ АКТЕР-КРИТИЧЕСКИХ НЕЙРОСЕТЕЙ

Н.В. Томин

ORCID: 0000-0001-5898-9649 e-mail: tomin@isem.irk.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутск, Россия

Д.Н. Сидоров

ORCID: 0000-0002-3131-1325 e-mail: sidorov@isem.irk.ru
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутск, Россия

Анализируется проблема обеспечения устойчивости напряжения в энерго-районах с распределенными ВИЭ, функционирующих в условиях неопределенности нагрузок и возможной автономии. Для решения задачи вторичного регулирования напряжения предлагается децентрализованный адаптивный алгоритм на базе мультиагентного обучения с подкреплением. В его основе лежит актер-критиче-ская архитектура, реализующая схему «централизованное обучение – децентрализованное исполнение», где каждый агент, ассоциированный с системообразующим инверто-ром, независимо оптимизирует свою стратегию управления. Ключевой особен-стью подхода является адаптивная настройка параметров управления по статизму, при которой уставка напряжения инвертора динамически корректируется по откло-нению реактивной мощности. Для координации агентов в процессе обучения ис-пользуется обмен информацией о состоянии соседних узлов, а глобальная функция вознаграждения агентов, включающая пространственное дисконтирование, направ-лена на минимизацию отклонений напряжения и перегрузок в сети. Управляющим воздействием для агента выступает уставка напряжения, выбираемая из дискретного набора значений. Проведенные экспериментальные расчеты показали, что предло-женный подход обеспечивает быструю стабилизацию напряжения в утяжеленных и послеаварийных режимах, снижение загрузки линий на 30 % и существенное умень-шение потерь мощности относительно режима без управления. Такой результат де-монстрирует высокую эффективность системы в поддержании стабильного режима как при нормальной, так и при автономной или островной работе энергорайона с РЭР.

Ключевые слова: актер-критическая нейросеть; вторичное управление; воз-обновляемые источники энергии; мультиагентная система; обучение с подкрепле-нием; распределенные энергетические ресурсы; энергорайоны.

Для цитирования: Томин Н.В., Сидоров Д.Н. Мультиагентное управление режимом работы энергорайона с распределенными энергоресурсами на базе актер-критических нейросетей // Интеллектуальная Электротехника. 2026. № 1. С. 117-144. EDN ZSNMHG

MULTI-AGENT CONTROL OF POWER DISTRICT WITH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES BASED ON ACTOR-CRITIC NEURAL NETWORKS

N.V. Tomin

ORCID: **0000-0001-5898-9649** e-mail: **tomin@isem.irk.ru**
Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS
Irkutsk, Russia

D.N. Sidorov

ORCID: **0000-0002-3131-1325** e-mail: **sidorov@isem.irk.ru**
Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS
Irkutsk, Russia

Abstract. This paper addresses the problem of voltage stability in power districts with distributed RESs operating under load uncertainty and possible autonomy. To solve the secondary voltage control problem, a decentralized adaptive algorithm based on multi-agent reinforcement learning (MARL) is proposed. The algorithm is built upon an actor-critic architecture implementing the “centralized training – decentralized execution” scheme, where each agent, associated with a grid-forming inverter, independently optimizes its control strategy. A key feature of the approach is the adaptive tuning of droop control parameters, in which the inverter voltage setpoint is dynamically adjusted based on reactive power deviation. Agent coordination during training is achieved through exchanging state information with neighboring nodes, while a global reward function with spatial discounting is designed to minimize voltage deviations and network overloading. The control action for an agent is the voltage setpoint selected from a discrete set of values. Simulation studies demonstrated that the proposed approach ensures rapid voltage stabilization in stressed and post-fault modes, reduces line loading by 30%, and significantly decreases power losses compared to the uncontrolled mode. These results highlight the high effectiveness of the system in maintaining stable operation under normal conditions as well as during autonomous or islanded operation of a DER-based power district.

Keywords: actor-critical neural network; secondary control; renewable energy sources; multi-agent system; reinforcement learning; distributed energy resources; power districts.

For citation: N.V. Tomin and D.N. Sidorov, “Multi-agent control of power district with distributed energy resources based on actor-critic neural networks”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 117-144, 2026. EDN ZSNMHG

1. Введение

В современных электроэнергетических системах все большую роль начинают играть энергорайоны, оснащенные распределенными энергетическими ресурсами (РЭР) – локальными источниками генерации и средствами управления, интегрированными в распределительные сети. К РЭР относятся как объекты возобновляемой энергетики (солнечные, ветровые и малые гидроэлектростанции), так и установки малой синхронной генерации, мини-ТЭЦ, дизельные электростанции, газопоршневые и газотурбинные агрегаты, а также системы накопления энергии и управляемые нагрузки [1]. Энергорайон с РЭР представляет собой территориально ограниченный сегмент сети, способный не только потреблять, но и вырабатывать электроэнергию, а при необходимости – функционировать автономно. Мировая практика последних лет демонстрирует устойчивый рост внедрения таких систем, что связано с задачами повышения надежности энергоснабжения, снижения технологических потерь и расширения возможностей маневрирования генерацией. Для России актуальность развития энергорайонов с РЭР особенно велика: масштабная территория с множеством удаленных и труднодоступных регионов, высокая доля изношенных сетей, а также необходимость обеспечения малых населенных пунктов и промышленных объектов стабильным энергоснабжением требуют новых интеллектуальных подходов к управлению режимами работы распределительных сетей [2]. Такие энергорайоны способны повысить устойчивость энергосистемы как в нормальных, так и в аварийных и островных режимах, обеспечивая гибкость и адаптивность локального энергоснабжения.

Общая интеграция РЭР в энергорайоны среднего и низкого напряжения связана со следующими техническими проблемами: перенапряжение в узлах, где «выдается» значительная активная мощность в сеть, перегрузка распределительных трансформаторов и линий, другие проблемы, связанные с напряжением (несбалансированность, фликер и т.п.); некорректная работа систем релейной защиты из-за двунаправленных потоков мощностью. Кроме того, автоматическое управление режимами энергорайонов с РЭР связано с существованием трех режимов: 1) параллельная работа с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть; 2) изолированный (автономный) режим с обеспечением электроснабжения потребителей; 3) островной режим, когда объект РГ в нормальном режиме работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения высоких рисков или аварии в распределительных сетях может быть выделен на электроснабжение энергорайона от объектов РГ [2]. При отключении от основной сети в энергорайоне существует два уровня управления: первичное и вторичное [3]. Первичное относится к управлению самого нижнего уровня в РГ для поддержа-

ния заданного уровня напряжения, тогда как вторичное касается уже кооперативной координации локальных опорных напряжений каждого РГ для достижения целей регулирования режима всей сети [4]. Существующие методы вторичного управления можно разделить на два основных класса: централизованные и распределенные. Хотя централизованные методы хорошо себя зарекомендовали для регулирования частоты в больших энергосистемах, в отношении энергорайонов с РЭР, особенно изолированных от централизованной ЭЭС, они могут быть непрактичными, так как связаны с рядом проблем: потери в пропускной способности в линиях связи, проблемы единой точки отказа, а также «проклятия размерности» [5]. Поэтому более эффективными для вторичного управления напряжением и частотой энергорайонами с РЭР представляются распределенные и децентрализованные подходы, построенные на мультиагентных принципах.

В мультиагентном способе решения об участии в осуществлении вторичного регулирования, коррекции мощности для восстановления резервов вторичного регулирования и разрешении на изменение мощности принимаются локальным устройством управления (контроллером) [6]. Например, в [7] рассматриваются подобные решения, адаптированные для энергорайонов с РГ (минигриды или локальные интеллектуальные энергосистемы, ЛИЭС) на основе многоагентных систем, когда задача вторичного регулирования напряжения и частоты реализуется через координацию работы локальных регуляторов напряжения, установленных на источниках малой синхронной генерации или узлах сети, посредством обмена информацией между агентами. При этом классические локальные устройства управления могут здесь иметь ограничения, особенно в тех случаях, когда объекты РГ в энергорайонах относятся в основном к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). В РФ это особенно актуально при развитии изолированных энергорайонов, т.н. активных гибридных энергокомплексов (АГЭК) в зонах децентрализованного энергоснабжения [8]. Для них современные интеллектуальные инверторы способны обеспечивать поддержку активной и реактивной мощности фидера, работая в нескольких режимах управления [9], поэтому потенциально могут быть эффективны для устранения проблем с качеством напряжения, возникающих из-за изменчивости РЭР. В [10] предложены мультиагентные алгоритмы управления инвертором в режиме виртуальной синхронной машины, которые для изолированных энергорайонов позволяют успешно регулировать частоту и обеспечивать устойчивость, достигая баланса активной мощности при пиковых нагрузках в сетях с дефицитом мощности, плавно производить переключение с изолированного режима работы на параллельный с объединенной энергосистемой. В отличие от традиционных многоагентных систем управления, где агенты действуют по заранее заданным правилам и алгоритмам, в данной работе предлагается

новая архитектура мультиагентного управления на основе методов обучения с подкреплением (*Multi-Agent Reinforcement Learning, MARL*) [11]. Такой подход обеспечивает не только координацию между индивидуальными устройствами, но и способность адаптироваться к меняющимся условиям работы сети за счет формирования оптимальных стратегий управления в ходе процесса обучения. Принципиальным преимуществом *MARL* является возможность учитывать стохастическую изменчивость генерации, колебания нагрузки и неполноту информации о состоянии сети, сохраняя высокую устойчивость управления даже в послеаварийных и островных режимах.

Целью настоящей статьи является разработка и исследование мультиагентного алгоритма вторичного регулирования напряжения для энергорайонов с РЭР, основанного на актера-критической архитектуре в схеме «централизованное обучение – децентрализованное исполнение». В предложенной системе каждый агент – интеллектуальный контроллер, ассоциированный с системообразующим инвертором – корректирует уставку напряжения на основе локальных измерений и обмена данными с ближайшими узлами, что позволяет эффективно поддерживать профиль напряжения, снижать перегрузки оборудования и потери мощности как в нормальных, так и в автономных или островных режимах работы энергорайона.

II. Принципы вторичного управления режимом работы энергорайонов на базе системообразующих инверторов

Сегодня инвертор, управляемый напряжением (*Voltage-Controlled Voltage Source Inverter*), представляет собой тип системообразующих инверторов (*grid-formed*) и широко используется в энергорайонах с РЭР для обеспечения быстрой поддержки напряжения/частоты [12]. Благодаря функции управления напряжением, он может поддерживать стабильность сети при колебаниях нагрузки, что особенно важно в микросетях, гибридных энергорайонах и изолированных объектах, где надежность энергоснабжения критична. Типичная схема таких инверторов может быть основана на принципе децентрализованной архитектуры управления: для каждого РГ используется вторичный контроллер для координации с соседними РГ и динамической генерации опорного напряжения. Полученное опорное напряжение затем используется первичным контроллером нижнего уровня в качестве опорного для отслеживания. Общая цель вторичного управления в этом случае заключается в поддержании напряжения и частоты всех РГ на заданном уровне, несмотря на возмущения и отказы в электрической сети и отслеживание несовершенств первичного управления.

В рамках задачи регулирования напряжения (рис. 1) первичный контроллер каждого РГ i , $i = 1, \dots, N$ фиксирует опорные напряжения, V_{ni} , от вторичного и регулирует выходное напряжение V_{oi} до желаемой уставки. Обычно это достигается с помощью методов управления по статизму (*droop*

control) [12, 13], но без связи между РГ. Однако одним из перспективных решений может выступать вторичное регулирование напряжения, реализованное посредством согласованной координации доступных контроллеров на основе QU -управления по статизму [14]. Хотя существуют подходы к вторичному управлению на основе моделей [12, 15], их эффективность, как правило, неудовлетворительна из-за упрощений системы, введенных для устранения нелинейности и неопределенных помех.

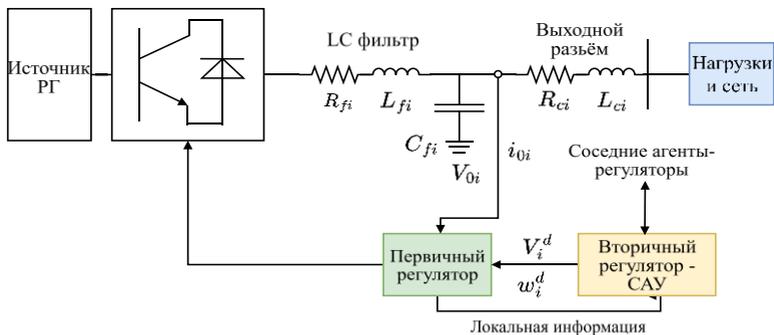


Рис. 1. Блок-схема системы распределенного управления с первичным и вторичным контурами регулирования

Fig. 1. Block diagram of a distributed control system with primary and secondary control loops

Основная мотивация применения управления по статизму на уровне энергорайонов заключается в возможности достаточно легко реализовать децентрализованное пропорциональное управление, и, следовательно, предоставить простую и модульную в реализации схему управления, подобную «plug-and-play», не требующую централизованно-скоординированного управления сетью. В крупномасштабных магистральных сетях управление по статизму обычно применяется только для получения желаемого распределения активной мощности, в то время как амплитуда напряжения на шине генератора регулируется до номинального заданного значения напряжения с помощью АРВ. Однако, в отличие от высоковольтных систем, в компактных энергорайонах линии электропередачи обычно относительно коротки. Поэтому здесь управление по статизму, как правило, применяется для регулирования напряжения с целью достижения желаемого распределения реактивной мощности.

Обоснование использования подобных систем автоматического управления (САУ) по статизму для локальных энергорайонов и микросетей заключается в следующем. Для малых угловых отклонений δ_{ik} следует, что $\sin \delta_{ik} \approx \delta_{ik}$, а $\cos \delta_{ik} \approx 1$. Следовательно, для преимущественно индуктивных

сетей, где $G_{ik} \approx 0$, очевидно, что на реактивную мощность больше всего влияют изменения напряжения. Амплитуды напряжения V_i инверторов меняются в зависимости от отклонений (относительно желаемого значения) реактивной мощности соответственно.

$$u_i^V = V_i^d - k_{Q_i} (Q_i^m - Q_i^d), \quad (1)$$

где u_i^V – управляющий сигнал для амплитуды напряжения; V_i , V_i^d – желаемая (номинальная) амплитуда напряжения; k_{Q_i} – коэффициент усиления по напряжению; Q_i^m – измеренная реактивная мощность; Q_i^d – желаемые уставки реактивной мощности; Q_i – переток реактивной мощности i -го узла.

Для преимущественно индуктивных сетей и для малых угловых отклонений переток реактивной мощности i -го узла Q_i :

$$\begin{aligned} Q_i(\delta_1, \dots, \delta_n, V_1, \dots, V_n) &= G_{ii} V_i^2 + \sum_{k \in N_i} |Y_{ik}| V_i V_k \sin(\delta_{ik} + \varphi_{ik}); \\ Q_i(V_1, \dots, V_n) &= |B_{ii}| V_i^2 + \sum_{k \in N_i} |B_{ik}| V_i V_k \end{aligned} \quad (2)$$

где Q_i – переток реактивной мощности i -го узла; G_{ii} – элемент матрицы проводимости, соответствующий i -му узлу; Y_{ik} – элемент матрицы адмитанса, соответствующий связи между i -м k -м узлами; δ_{ik} – угол между напряжениями i -го и k -го узлов; φ_{ik} – угол между элементом Y_{ik} и δ_{ik} ; B_{ik} – элемент матрицы проводимости, соответствующий i -му узлу; B_{ii} – элемент матрицы проводимости, соответствующий связи между i -м и k -м узлами. Функция Q_i уменьшается от зависимости от углов δ_{ik} и амплитуд напряжения V_i и V_k до зависимости только от амплитуд напряжения V_i и V_k .

Очевидно, что в этом случае реактивной мощностью Q_i можно управлять, управляя амплитудами напряжения V_i и V_k , $\in N_i$. С учетом такого подхода может быть реализовано вторичное управление, целью которого, как известно, является уменьшение отклонения частоты и напряжения электрической сети от их номинальных значений, вызванные первичным управлением. В данной статье предложена реализация распределенного вторичного управления, использующего распределенные протоколы управления, реализованные на отдельных РЭР, которые могут «общаться» друг с другом через распределенную информационную-коммуникационную систему и обмениваться своей локальной информацией с соседними РЭР. Подобное распределенное управление выбирается ω_{ni} и V_{ni} таким образом, чтобы рабочая частота и величина напряжения на выходе каждого РЭР синхронизировались с эталонной частотой и напряжением, ω_{ref} и v_{ref} , т.е.:

$$\begin{cases} \lim_{t \rightarrow \infty} (\omega_i - \omega_{ref}) = 0, & \forall i \in N \\ \lim_{t \rightarrow \infty} (v_{o, mag, i} - v_{ref}) = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Вторичное управление гарантирует распределение активной и реактивной мощности РЭР на основе коэффициентов статизма [16, 17] следующим образом:

$$\begin{aligned} m_{P_i} P_i &= m_{P_j} P_j; \\ n_{Q_i} Q_i &= n_{Q_j} Q_j, \end{aligned} \quad (4)$$

где $P_{\max, i}$, $Q_{\max, i}$ и $P_{\max, j}$, $Q_{\max, j}$ – номинальные активная и реактивная мощности i -го и j -го РЭР соответственно.

Вторичное управление энергорайоном, включающего N РЭР, описывается как проблема синхронизации для следующей многокомпонентной системы первого порядка для корректировки первичных входных сигналов управления:

$$\omega_{ni} = V_{ni} = v_i, \quad i = 1, \dots, N; \quad (5)$$

где ω_i^v и v_i^v – распределенные вторичные протоколы управления частотой и напряжением, выбираемые на основе локальной информации каждого РЭР и информации соседних РЭР, которые могут быть записаны как [16]:

$$\begin{aligned} \omega_i &= \omega_i^v - c_\omega \delta_\omega; \\ v_i^v &= v_i^v - c_v \delta_v, \end{aligned} \quad (6)$$

где c_ω и c_v – коэффициенты управления; δ_ω и δ_v – локальные ошибки отслеживания частоты и напряжения «по соседству», которые могут быть записаны как:

$$\delta_\omega = \sum_{j \in N_i} a_{ij} (\omega_i - \omega_j) + g_i (\omega_i - \omega_{ref}) + \sum_{j \in N_i} a_{ij} (m_{P_i} P_i - m_{P_j} P_j); \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \delta_v &= \sum_{j \in N_i} a_{ij} (v_{o, mag, i} - v_{o, mag, j}) + \\ &+ g_i (v_{o, mag, i} - v_{ref}) + \sum_{j \in N_i} a_{ij} (n_{Q_i} Q_i - n_{Q_j} Q_j), \end{aligned} \quad (8)$$

при этом коэффициент закрепления g_i считается ненулевым только для одного РЭР.

III. Мультиагентная система автоматическая управления напряжением энергорайона на базе актер-критических нейросетей

Описанный подход к вторичному регулированию на базе системообразующих инверторов и распределенных протоколов управления по статизму обеспечивает согласованное поддержание частоты и напряжения, уменьшение отклонений, а также балансировку активной и реактивной

мощности между РЭР без централизованного диспетчерского вмешательства. Однако эффективность таких систем во многом зависит от заранее заданных параметров и фиксированных коэффициентов управления, что ограничивает их способность адаптироваться к ненормативным возмущениям, меняющейся топологии сети и стохастической генерации распределенных источников. Кроме того, классические протоколы обмена информацией между РЭР предполагают простые правила (условно «жесткую» логику агентов), что не всегда позволяет достигать оптимального распределения ресурсов в сложных и динамичных сценариях. В связи с этим, особый интерес представляет применение интеллектуальных многоагентных систем, реализованных на основе *MARL*, которые могут самостоятельно совершенствовать стратегии управления в ходе эксплуатации, обеспечивая адаптивную координацию инверторов и улучшая устойчивость режима работы энергорайона.

Методы обучения с подкреплением (*Reinforcement Learning, RL*) рассматриваются как важная ветвь машинного обучения для создания автономных самообучающихся агентов, способных взаимодействовать с динамической средой, представленной как марковский процесс принятия решений (МППР) (S, A, T, R) [20]. При этом агент *RL* выбирает действия $a \in A$ в состояниях $s \in S$, и получает вознаграждения $R(s, a, s')$. Цель агента заключается в максимизации суммы дисконтированных вознаграждений в течение времени для поиска оптимальной стратегии управления, π (политики, «*policy*»), что, в общем виде, можно записать в виде выражения (9), согласно которому агент *RL* взаимодействует со средой методом «проб и ошибок».

$$\max_{\pi} E\pi \left[\sum_{t=0}^{\infty} \gamma^t R(s_t, a_t, s_{t+1}) \right], \quad (9)$$

где γ – коэффициент дисконтирования; s_t, a_t – состояние и действие в момент времени t соответственно.

Методы обучения *RL* демонстрирует значительный потенциал для решения этих задач, предлагая адаптивные алгоритмы, способные автоматически оптимизировать управление в условиях стохастичности генерации, изменяющейся топологии и многоагентного взаимодействия РЭР. Зачастую речь идет о т.н. безмодельных алгоритмах *RL*, которые не требуют наличие точной математической модели распределительной сети. Сегодня методология *RL* успешно применяется при управлении нормальными, аварийными и послеварийными режимами активных распределительных сетей, обеспечивая быстрое регулирование отклонений напряжения и частоты [21], высокие значения индексов надежности (*SAIFI, SAIDI*) при более низких ожи-

даемых затратах [22], учет колебаний напряжения и мощности магистральной сети [20, 23] и т.п.

В последние годы несколько подходов на основе *MARL* были предложены для автономного управления режимом работы локальных энерго-районов и микросетей, работающих как в составе распределительных сетей, так и изолировано [18, 19]. В данной работе был развит безмодельный подход на основе *MARL* для разработки мультиагентной самообучающейся САУ в задаче распределенного вторичного управления по статизму системообразующими инверторами с использованием актер-критических нейросетей [14]. В рамках этого подхода, энергорайон с РГ, подключенными через инверторы, была смоделирована как мультиагентная: $G=(V, E)$, где каждый агент $i \in V$ взаимодействует со своими соседями $N_i: \{j \mid \varepsilon_{ij} \in E\}$. Пусть S и A – глобальные пространства состояний и действий, которые представляют, соответственно, агрегированную информацию о состоянии и координированном управлении для всех агентов-инверторов. Тогда основная динамика электрической сети может быть охарактеризована распределением переходов состояний $P: S \times A \rightarrow [0,1]$.

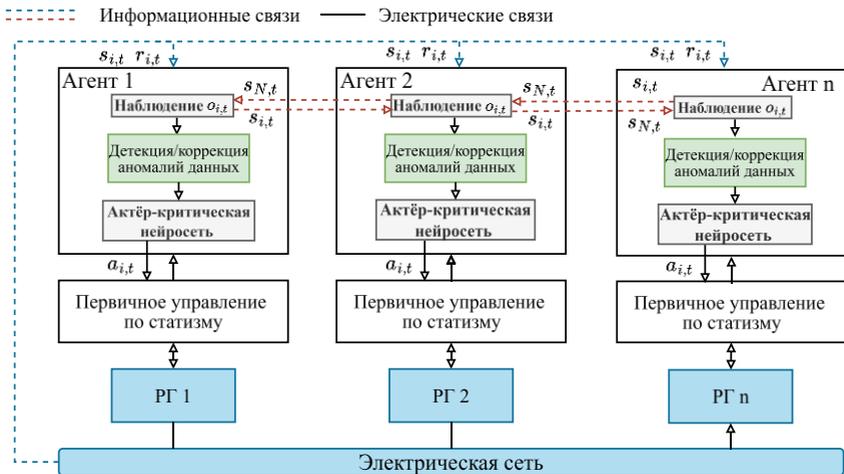


Рис. 2. Общая схема подхода к мультиагентному статическому регулированию напряжения через системообразующие инверторы на базе актер-критического метода *RL*

Fig. 2. General framework of the multi-agent voltage control approach via grid-forming inverters based on the actor-critic reinforcement learning method

В представленной структуре каждый агент-инвертор способен «общаться» только со своими соседями и принимает решение об управлении на основе этих наблюдений (рис. 2). Поскольку каждый агент i наблюдает

только за частью среды (своим состоянием и состояниями своих соседей), это приводит к частичному МППР [24]. В этом случае поставленная задача решается методом *MARL*, где для созданной среды частичного МППР определены следующие ключевые элементы.

1. *Область действий*: управляющее действие для каждого агента-инвертора – уставка вторичного управления напряжением V_n . Были использованы 10 дискретных действий, равномерно распределенных между 1,02 и 1,12 о.е. Общее действие микросети или активной распределительной сети – это совместные действия всех агентов, т.е. $a = v_{n1} \cdot v_{n2} \cdot \dots \cdot v_{nN}$.

2. *Пространство состояний*: состояние каждого агента i выбирается как $s_i = (\delta_i, P_i, Q_i, i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}, v_{bdi}, v_{bqi})$ для характеристики режимов генераторов, подключенных через инверторы, где δ_i – измеренный опорный угол (фаза); P_i, Q_i – активная и реактивная мощности соответственно; $i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}$ – выходные токи d - q генератора i и напрямую подключенные шины, соответственно; а v_{bdi}, v_{bqi} напряжения d - q подключенной шины соответственно.

3. *Пространство наблюдений*: предполагается, что каждый агент может наблюдать только свое локальное состояние, а также сообщения от своих соседей, т.е. $o_{i,t} = S_{i,t} \cup m_{i,t}$, где $m_{i,t}$ – коммуникационное сообщение, полученное от соседних агентов $j \in N$, которое подробнее будет рассмотрено далее;

4. *Вероятности перехода*: вероятность перехода $T(s_0 | s, a)$ характеризует динамику энергорайона с РГ, подключенными через инверторы. В данном случае, для создания платформы моделирования режимов работы распределительной сети был использован безмодельные методы на основе актер-критических сетей, который не требует никаких предварительных знаний о вероятности перехода.

Функция вознаграждения: была использована следующая функцию вознаграждения, чтобы генераторы быстро сходились к эталонным напряжениям (например, 1 отн. ед.):

$$r_{i,t} = \begin{cases} 0,05 - |1 - v_i|, & \text{если } v_i \in [0,8; 0,95] \\ -|1 - v_i|, & \text{если } v_i \in [0,8; 0,95] \cup [1,05; 1,25] \\ -10, & \text{иначе} \end{cases}, \quad (10)$$

где $r_{i,t}$ – вознаграждение агента i на временном шаге t . Фактически, мы разделяем диапазон напряжений на 3 рабочие зоны: зона нормального режима ($|0,95; 1,05|$ отн.ед.), зона утяжеленного режима $|0,8; 0,95| \cup |1,05; 1,25|$ отн.ед.) и аварийная зона ($|0; 0,8| \cup |1,25; \infty|$ отн.ед.). При сформулированном вознаграждении агенты с «аварийными» напряжениями получают

большой штраф, а агенты с напряжением, близким к 1 отн. ед., получают положительное вознаграждение.

В отличие от традиционных алгоритмов консенсуса, которые обычно страдают от медленной сходимости и неудовлетворительной производительности, предложенная мультиагентная система включает информацию от соседних агентов для повышения эффективности обучения. На каждом шаге времени t агент i обновляет свое скрытое состояние $h_{i,t}$ следующим образом:

$$h_{i,t} = f_i \left(h_{i,t-1}, q_o \left(e_s \left(o_{i,t} \right) \right), q_h \left(h_{N_i,t-1} \right) \right), \quad (11)$$

где $h_{i,t-1}$ – скрытое состояние из предыдущего шага; $o_{i,t}$ – наблюдение агента в момент времени t , т.е. его внутреннее состояние; $h_{N_i,t-1}$ – объединенное скрытое состояние от его соседей; e_s, q_o, q_h – дифференцируемые функции кодирования и извлечения сообщений, где используются однослойные полносвязные слои с 64 нейронами, которые дают возможность каждому агенту адаптироваться к различным объемам и структурам входных данных; f_i – функция кодирования для скрытых состояний и информации о коммуникации, где используется рекуррентная нейросеть с долгой краткосрочной памяти (*LSTM*), которая моделирует временные зависимости, запоминая предыдущие скрытые состояния $h_{i,t-1}$ и взаимодействия, обеспечивая более согласованное поведение.

Чтобы улучшить масштабируемость и устойчивость, наблюдения агентов $o_{i,t}$ соотносятся в соответствии с их физическими единицами. Например, наблюдение $o_{i,t}$ делится на четыре группы: $o_{i,t}^1 \cup o_{i,t}^2 \cup o_{i,t}^3 \cup o_{i,t}^4$ в соответствии с их единицами, а именно: опорный угол, мощность, напряжение и ток. Эти сгруппированные поднаблюдения кодируются отдельно и затем объединяются как:

$$e_s \left(o_{i,t} \right) = \text{cat} \left(e_s^1 \left(o_{i,t}^1 \right), e_s^2 \left(o_{i,t}^2 \right), e_s^3 \left(o_{i,t}^3 \right), e_s^4 \left(o_{i,t}^4 \right) \right), \quad (12)$$

где $e_s^j, j = 1, 2, 3, 4$ – однослойные полносвязные кодирующие слои.

Полученное сообщение $m_{i,t}$ агентом i означает закодированные скрытые состояния его соседей, т.е. $m_{i,t} = h_{N_i,t-1}$, где $h_{N_i,t-1}$ – скрытые состояния соседей агента i в момент времени $t-1$. Поскольку скрытое состояние $h_{i,t-1}$ закодировано нейросетью, эти сообщения гораздо более защищены по сравнению с прямой передачей необработанных состояний. Кодированное наблюдение $e_s(o_{i,t})$ и скрытые состояния соседей $h_{N_i,t-1}$ извлекаются функциями q_o и q_h соответственно. После этого закодированное сообщение объединяется как: $\hat{d}_{i,t} = \text{cat} \left(q_o(e_s(o_{i,t})), q_h(h_{N_i,t-1}) \right)$. Подобная операция конкатенации

представляется более эффективной по сравнению с операцией суммирования при уменьшении потерь информации.

Полученное скрытое состояние затем используется в актер-критических нейросетях (*Actor-Critic Neural Network*) для генерации случайных действий и предсказания функции ценности, соответственно, т.е. $\pi_{\Theta}(h_{i,t})$ и $V_{\omega_i}(h_{i,t})$. Актер-критическая нейросеть – это архитектура *RL*, в которой обе компоненты, «актер» и «критик», реализованы в виде параметрических нейросетевых моделей. Нейросеть-актер генерирует управляющее действие a_t на основе входных данных наблюдения $\hat{o}_{i,t}$, а нейросеть-критик оценивает ожидаемое качество (ценность) этого действия в заданном состоянии сети. Критик вычисляет градиент ошибки ценности, который используется для обновления весов нейросети-актера, направляя ее обучение к улучшению стратегии. В данной мультиагентной структуре была включена информацию о действиях соседей в сеть критика $V_{\omega_i}(h_{i,t}, a_{N_{i,t}})$ для улучшения обучения и поток данных между компонентами мультиагентной системы реализован следующим образом (рис. 3).

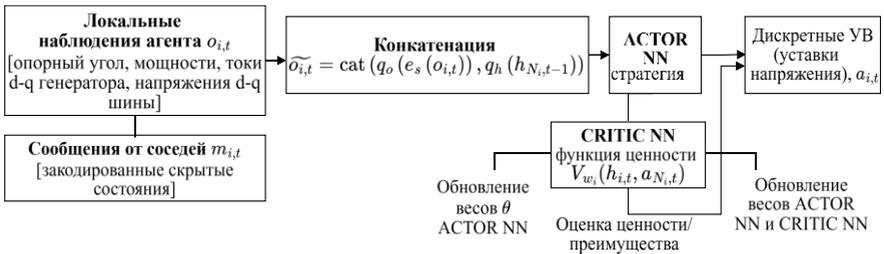


Рис. 3. Общая схема обработки наблюдений и действий в актер-критической нейросети агента *MARL* для вторичного регулирования напряжения

Fig. 3. General scheme of observation and action processing in a *MARL* agent's actor-critic neural network for secondary voltage control

1. Локальные наблюдения агента $o_{i,t}$ (опорный угол, мощности, токи, напряжения) и закодированные сообщения от соседей $m_{i,t}$ объединяются и поступают на вход нейросети-актера (*Actor NN*).

2. Нейросеть-актер выдает дискретное управляющее действие $a_{i,t}$ – выбор новой уставки напряжения инвертора из допустимого набора.

3. Пара (наблюдение, действие), дополненная данными о действиях соседей, передается в нейросеть-критика (*Critic NN*).

4. Критик вычисляет оценку ценности $V_{\omega_i}(h_{i,t}, a_{N_{i,t}})$ или функцию преимущества, отражающую ожидаемое влияние данного действия на устойчивость режима и качество напряжения.

5. Полученная оценка используется для корректировки параметров обеих нейросетей: актер обновляет стратегию выбора действий, критик –

модель оценки ценности.

Необходимо отметить, что рассматривалось именно дискретное пространство действий, когда действие выбирается из последнего слоя нейросети как $a_{i,t} \sim \pi_{\theta_i}(h_{i,t})$. Такой подход в итоге позволяет реализовать схему централизованного обучения с децентрализованным исполнением, где у каждого агента есть свои собственные актер-критические нейросети, и их стратегии обновляются независимо, а не согласованно [25], что может лишь ухудшить скорости сходимости. Это также позволяет каждому агенту не только реагировать на локальные изменения режима, но и адаптироваться к поведению соседей, достигая координированного и устойчивого регулирования напряжения в энергорайоне без необходимости иметь точную физическую модель всей сети.

В итоге глобальной целью мультиагентной системы управления максимизация общего глобального вознаграждения $R_{g,t} = \sum_{i \in V} R_{i,t}$, где $R_{i,t} = \sum_{k=0}^{\infty} \gamma^k r_{i,t+k}$ обозначает совокупное вознаграждение для i -агента. Однако подобная математическая постановка связана с типичными проблемами мультиагентного обучения [20]: потери пропускной способности, возможное снижение эффективности обучения, ограничения на количество агентов, медленная сходимость глобального решения. Для решения этих проблем используется фактор пространственного дисконтирования, когда каждый агент i , использует следующее вознаграждение:

$$R_{i,t} = \sum_{k=0}^T \gamma^k \sum_{j \in \mathcal{N}} \alpha(d_{i,j}) r_{i,t+k} \quad (13)$$

где $\alpha(d_{i,j}) \in [0,1]$ – пространственная функция дисконтирования, $d_{i,j}$ – расстояние между агентом i и j . Расстояние может быть евклидовым, характеризующим физическое расстояние между двумя агентами (инверторами) или между двумя вершинами на графе района.

Кроме того, для повышения устойчивости и робастности предложенной схемы мультиагентного статического регулирования к различным сбоям информационно-коммуникационной системы (ИКС) в нее был интегрирована процедура достоверизации входных данных. В предлагаемой процедуре в качестве входных данных x , выступают наблюдения агента $o_{i,t} = S_{i,t} \cup m_{i,t}$, когда, например, потенциальная кибератака на ИКС системы управления может вызывать аномалии как в локальных входных данных агента $S_{i,t}$, так и в сигналах, которые приходят от соседних агентов $m_{i,t}$. В процессе обучения агентов по методу *MARL* параллельно обучается модель изоляционного леса на данных $o_{i,t}$, которые приходят к агентам. В итоге каждому набору $o_{i,t}$ присваивается числовое значение $s(o_{i,t}, m)$, представляющее собой оценку аномалии.

При детекции аномалии в каком-либо наборе $o_{i,t}$ нельзя его просто

исключить, так как это фактически означает исключение контроллера как части мультиагентной САУ из процесса регулирования напряжения. В этом случае, помимо обнаружения аномалий, требуется решение задачи восстановления данных в «поврежденном наборе» $o_{i,t}$. Для этого реализуется второй этап процедуры для восстановления поврежденных данных на базе метода k -ближайших соседей. В данном случае понимаются «поврежденные» значения вектора наблюдения агента $o_{i,t} = S_{i,t} \cup m_{i,t}$. Например, после кибератаки могут возникнуть аномалии в каких-либо значениях вектора локального состояния агента $s_t = (\delta_i, P_i, Q_i, i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}, v_{bdi}, v_{bqi})$ (например, в $i_{odi}, i_{oqi}, i_{bdi}, i_{bqi}$) и тогда их восстановление будет зависеть от «нормальных» значений других параметров вектора, лежащих в окрестности.

III. Экспериментальные исследования

Предложенная модель мультиагентной САУ была использована для децентрализованного управления напряжением на примере локального энергорайона с РЭР, построенного на основе схемы распределительной сети IEEE-34 [14], номинальное напряжение которой составляет 24,9 кВ. Энергорайон характеризуется длинными и малонагруженными двумя рядными регуляторами, линейным трансформатором 20-4 кВ, несимметричной нагрузкой и шунтирующими конденсаторами. Данная схема была разработана для оценки и тестирования алгоритмов решения несбалансированных трехфазных радиальных систем.

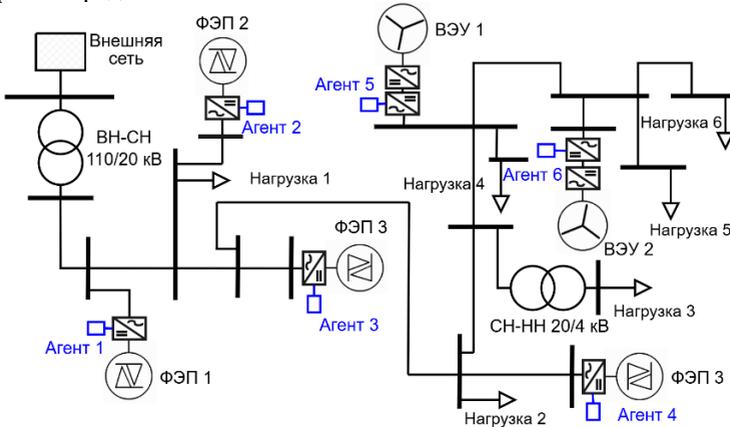


Рис. 4. Энергорайон с РЭР, подключенными через инверторы, на базе модифицированной схемы IEEE-34

Fig. 4. Power district with DERs connected via inverters based on the modified IEEE-34 test feeder

В используемой модификации энергорайон включает в себя следующие РЭР: 4 солнечных ФЭП, подключенных через DC - AC инверторы, 2

ВЭУ, подключенных через *DC-DC*-конверторы (рис. 4). Основные параметры инверторов, линий и нагрузок сведены в табл. 1.

Таблица 1.
Технические характеристики объектов модифицированной схемы *IEEE-34*

Table 1.
Technical characteristics of modified IEEE 34 circuit objects

Объект	Исходный параметр	ФЭП 1, ФЭП 2, ФЭП 3, ФЭП 4	ВЭУ 1, ВЭУ 2	
Инвертор	Коэффициент статизма по активной мощности, m_p	0,0000565	0,0000750	
	Коэффициент статизма по реактивной мощности, n_Q ч	0,052	0,006	
	Активное сопротивление фильтра инвертора, R_c (Ом)	0,030	0,030	
	Индуктивность фильтра инвертора, L_c (мГн)	0,35	0,35	
	Резонансная или частота среза выходного фильтра, ω_c (рад/с)	31,41	31,41	
	Пропорциональный коэффициент регулятора, k_p	4	4	
	Интегральный коэффициент регулятора, k_i	40	40	
	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3	Нагрузка 4
Нагрузки	1,5 Ом	0,5 Ом	1 Ом	0,8 Ом
	1,5 Ом	0,03 Ом	0,05 Ом	0,02 Ом

Подход *MARL* для реализации мультиагентной САУ реализован в среде *Python* с использованием инструментов с открытым исходным кодом для моделирования электрических сетей (*pandapower* и *PowerNet*). Используемая платформа моделирования основана на технических характеристиках линии и нагрузки, описанных в [26]. Для моделирования утяжеленных и аварийных режимов, были добавлены случайные изменения нагрузки по всей сети с отклонениями $\pm 20\%$ от номинальных значений и случайные возмущения в диапазоне $\pm 5\%$ для каждой нагрузки. Все агенты контролировались с дискретностью 0,05 с, и каждый агент мог взаимодействовать со своими соседями через локальные границы связи. Первичное управление нижнего уровня реализовано по аналогии с [27, 28].

Было выполнено сравнение используемого подхода *MARL* с несколькими современными эталонными алгоритмами *MARL*: *IA2L* [29] и *CommNet* [30], чтобы продемонстрировать его эффективность. Каждая модель была обучена более чем на 10 000 эпизодах с $c_\gamma = 0,99$, размер мини-партии $N = 2$, скоростью обучения актера $\eta_\omega = 5 \cdot 10^{-4}$ и скоростью обучения критиков

$\eta_{\omega} = 2,5 \cdot 10^{-4}$. Чтобы обеспечить справедливое сравнение, в каждом эпизоде генерируются разные случайные начальные числа, и в каждом эпизоде одно и то же случайное начальное число используется разными алгоритмами, чтобы гарантировать одинаковую среду обучения/тестирования. Агенты *MARL* контролировались каждые $\Delta T = 0,05$ с (время симуляции) и одна серия длилась $T = 20$ шагов.

На рис. 5а показаны кривые обучения различных алгоритмов *MARL* для рассматриваемой схемы энергорайона, где моделировался мультиагентная САУ. Видно, что используемая мультиагентная система управления на базе предложенного алгоритма *MARL* демонстрирует лучшую сходимость при поиске оптимальной стратегии. После 5000 эпизодов обучения полученная стратегия оценивалась 20 раз при различных нарушениях нагрузки с одним и тем же случайным начальным значением для каждого агента в каждом эпизоде. Результаты этого тестирования представлены на рис. 5б, где показаны профили напряжения для узлов с ФЭП и ВЭУ, подключенными к сети через инвертеры, для моделирования одного из утяжеленных режимов схемы (повышение нагрузки на 25 %).

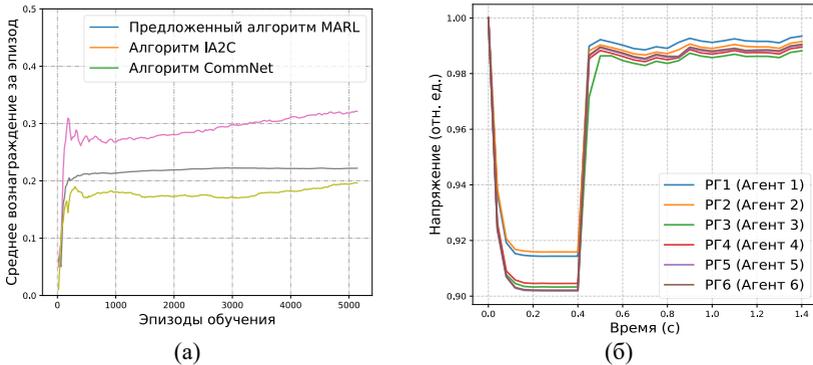


Рис. 5. Результаты тестовых испытаний разработанной мультиагентной системы управления: (а) кривые изменения вознаграждения $R_{g,t}$ при обучении различных алгоритмов *MARL*; (б) изменение напряжения при тестировании мультиагентной САУ на базе предложенного алгоритма *MARL*

Fig. 5. Results of test experiments of the developed multi-agent control system: (a) reward curves $R_{g,t}$ during training of different *MARL* algorithms; (b) voltage variation during testing of the multi-agent automatic control systems based on the proposed *MARL*

Как было отмечено выше, вторичное *QU*-управление направлено на

приведение напряжений всех узлов с подключенными ФЭП и ВЭУ к опорному значению 1 отн.ед. В случае снижения напряжения мультиагентная САУ через 0,4 с после начала возмущения успешно реализует переход из послеаварийного режима в нормальный, когда значения напряжения становятся близки к номинальным (рис. 6). В другом сценарном эксперименте рассмотрены уже случаи возникновения перенапряжений при повышении выработки активной мощности со стороны РЭР. В рамках этого эксперимента на рис. 6 показана возможность предложенной САУ инверторов реализовать функцию автоматического ограничения реактивной мощности в рамках QU -регулирования для предотвращения перенапряжений в сети. Для наглядности ограничения реактивной мощности в зависимости от напряжения в точке подключения ВИЭ была повышена мощность ВЭУ 1 до 16 МВт. В этом случае наблюдается достаточный рост напряжения, чтобы показать, что САУ реагирует на перенапряжения, уменьшая выработку индуктивной реактивной мощности (режим перевозбуждения). Также на левом графике рис. 6 хорошо видно, что реактивная мощность обычно ограничена значением $0,41S_n$, что соответствует коэффициенту мощности $0,925$ в режиме перевозбуждения.

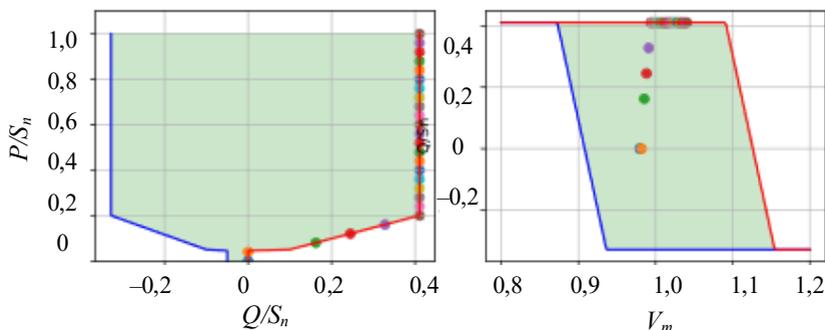


Рис. 6. Применение предложенной мультиагентной САУ инверторов для реализации функции автоматического ограничения реактивной мощности в рамках QU -регулирования для предотвращения перенапряжений в сети

Fig. 6. Application of the proposed multi-agent inverter automatic control systems for automatic reactive power limitation under QU -control to prevent overvoltages in the network

Далее дана большая детализация оценки эффективности предложенных самообучающихся САУ инверторов для автономного QU -регулирования, прежде всего в послеаварийных режимах работы распределительной сети (табл. 2).

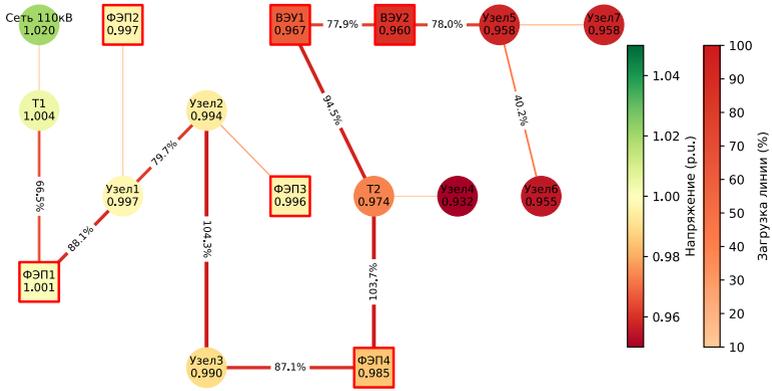
Таблица 2.
Результаты моделирования режима работы энергорайона с РЭР
при разных сценариях управления

Table 2.
Results of modeling the operating condition of a power district with DERs
under different control scenarios

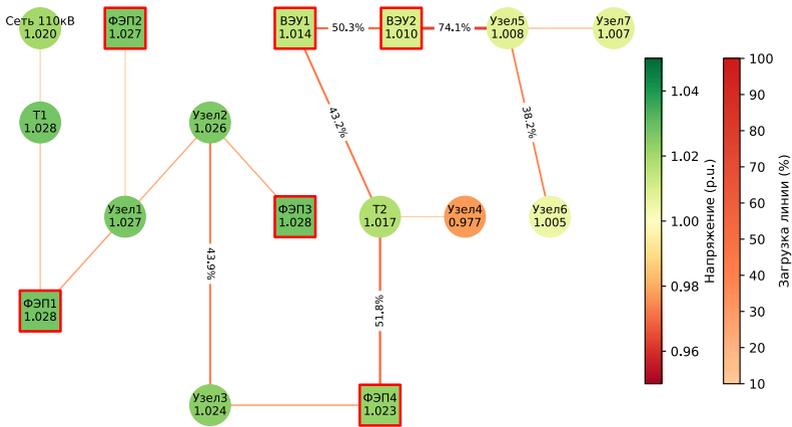
Параметр	Базовое управление	Мультиагентное управление <i>MARL</i>	Разница
Минимальное напряжение, отн. ед.	0,9116	0,9773	+0,0457
Загрузка линий, %	104,27	74,08	-30,19
Потери мощности, МВт	0,3801	0,1013	-0,2788

При этом в отношении ВЭУ выполнен учет локального управления выработкой мощности, подробно рассмотренного выше. Анализ результатов квазидинамического моделирования демонстрирует существенное преимущество САУ инверторов по сравнению с базовым управлением: применение адаптивной системы позволило повысить минимальное напряжение в сети на 0,0457 о.е., снизить максимальную загрузку линий на 30,19 % и уменьшить потери мощности на 0,2788 МВт, что подтверждает эффективность предложенного подхода для стабилизации послеаварийных режимов в энергорайонах с РЭР. Наибольший эффект достигнут в разгрузке перегруженных линий, что особенно важно для предотвращения каскадных аварий и повышения надежности энергорайона. Дополнительно эффекты децентрализованного регулирования напряжения на базе мультиагентной САУ продемонстрированы посредством визуализации расчета режима на граф схемы энергорайона с РЭР для различных экспериментальных случаев (рис. 7).

Отдельно проведенные испытания мультиагентной системы управления при различных информационных сбоях и кибератаках на ее ИКС показали [31, 32], что система обладает высокой робастностью и критично не снижает эффективность вторичного управления. В частности, при успешно реализованной атаке захвата части контроллеров инверторов распределение вероятностей действий агентов меняется, что указывает влияние на выработку ими управляющих воздействий (например, выбираются уставки с меньшим значением напряжения). В этом случае эффективно работает встроенная процедура достоверизации и восстановления искаженных данных [32]. В табл. 3 показан пример одного из наблюдений $o_{i,t}$ «заражаемого» агента-контроллера № 3 для различных сценариев для определенного момента времени моделирования t .



(a)



(б)

Рис. 7. Визуализация расчета режима на граф энергорайона с РЭР для различных экспериментальных случаев моделирования:

- (а) утяжеленный режим (базовое регулирование);
 (б) утяжеленный режим (с регулирования на базе мультиагентной САУ)

Fig. 7. Visualization of the mode calculation for the power district with DER for various experimental simulation cases: (a) heavy loads mode (basic control);
 (b) heavy loads mode (multi-agent automatic control systems)

Таблица 3.
Пример наблюдения $o_{i,t}$ агента-контроллера №3 для различных сценариев

Table 3.
An example of observation $o_{i,t}$ of controller agent №3 for various scenarios

№	Сценарий	Вектор наблюдения агента $o_{i,t}$								
		δ_i	P_i	Q_i	i_{odi}	i_{oqi}	i_{bdi}	i_{bqi}	v_{bdi}	v_{bqi}
1	Без кибератаки	-2,53	9,18	10,03	4,19	-5,38	-3,42	3,36	-3,45	3,35
2	Атака «захват контроллера»	-13,6	-7,44	-119	-175	-47,2	-47,1	21,4	-68,1	-75,1
3	Восстановление данных	-0,17	9,58	7,02	5,02	-3,39	-3,41	3,35	-3,45	3,36

Хорошо видно, что при атаке «захват контроллера» наблюдение агента по всем параметрам грубо нарушено. Однако применение метода k -ближайших соседей в рамках предложенной процедуры позволяет восстановить «зараженные» данные до вполне близких к потенциально действительным значениям параметров.

Дополнительные испытания также показали [31], что логика управления $MARL$ не меняется критически, даже в случаях, когда половина агентов в определенный момент времени «захвачены» злоумышленниками и они начинают пересылать соседним агентам неверную информацию. Это связано с оригинальной процедурой согласованности агентов, описанной выше. В частности, применение нейросетей $LSTM$ позволяет агентам запоминать динамику изменений режима и тем самым быть более робастным к временным изменениям в мультиагентной системе, обусловленным кибератаками. В силу того, что каждый агент также имеет свою собственную актер-критическую нейросеть, их стратегии обновляются независимо, а не согласованно, что позволяет быть им относительно автономным и более самостоятельными в случае информационных искажений.

IV. Заключение

Рассмотренный подход к вторичному регулированию напряжения в энергорайонах с РЭР реализует новые принципы сетевого управления, ориентированные на высокодинамичные режимы работы современных распределительных сетей. Мультиагентная архитектура на базе актер-критических нейросетей показала способность обеспечивать согласованное поведение инверторов, действующих как системообразующие источники, при наличии неопределенности нагрузок и генерации. В отличие от традиционных многоагентных систем управления, работающих по заранее заданным правилам, предложенный подход на основе методов $MARL$ обеспечивает формирование оптимальных стратегий управления непосредственно в процессе обучения. Такая адаптивность позволяет агентам реагировать не

только на текущие возмущения, но и предиктивно учитывать изменения режимов, повышая устойчивость работы электрической сети в непредсказуемых условиях и ненормативных возмущениях.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что обмен локальными закодированными состояниями между агентами обеспечивает быстрое восстановление напряжения после аварийных возмущений и уменьшение перегрузок линий. Полученные результаты демонстрируют возможность поддержания уровня напряжения в допустимом диапазоне (0,95-1,05 отн. ед.) и снижения потерь мощности без применения централизованных контроллеров, что подтверждает актуальность децентрализованных решений в условиях роста доли ВИЭ. Результаты тестов на устойчивость к информационным атакам подтвердили, что система сохраняет работоспособность даже при частичном «захвате» агентов, благодаря встроенным процедурам обработки аномалий и независимому обучению актер-критических нейросетей.

Предложенный метод практически применим как для нормальной эксплуатации распределительных сетей, так и для превентивного или аварийного перехода в островной режим. Реализация алгоритма не требует точной математической модели сети, что упрощает его адаптацию к реальным объектам, включая существующие системы управления распределенной генерацией. Результаты работы могут быть использованы при проектировании интеллектуальных систем управления напряжением в распределительных электрических сетях, ориентированных на интеграцию ВИЭ и накопителей, а также для разработки стандартов и регламентов использования децентрализованных средств автоматического регулирования.

Работа выполнена в рамках проектов государственного задания «Централизованно-распределенные многосубъектные киберфизические электроэнергетические системы: Теоретические основы, математические модели и методы формирования, развития, функционирования и управления», (FWEU-2026-0012) и «Фундаментальные математические модели и методы в актуальных энергетических исследованиях с использованием методологии искусственного интеллекта» (FWEU-2026-0015).

© Томин Н.В., 2026
© Сидоров Д.Н., 2026

*Поступила в редакцию 05.12.2025
Принята к публикации 05.12.2025
Received 29.12.2025
Accepted 29.12.2025*

Библиографический список

- [1] Илюшин П.В. Перспективные направления развития распределительных сетей при интеграции локальных интеллектуальных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № 4 (67). С. 70-80.
- [2] Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Н. Новгород: Нижегородский институт управления – филиал РАНХиГС, 2019. – 364 с.
- [3] Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией. Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.
- [4] Bidram A., Davoudi A., Lewis F.L. A multiobjective distributed control framework for islanded AC microgrids // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2014. № 10 (3). P. 1785-1798. DOI: 10.1109/TII.2014.2326917
- [5] Dragicovic T., Wu D., Shafiee Q., Meng L. Distributed and decentralized control architectures for converter-interfaced microgrids // Chinese Journal of Electrical Engineering. 2017. № 3 (2). P. 41-52. DOI: 10.23919/CJEE.2017.8048411
- [6] Фишов А.Г., Осинцев А.А., Какоша Ю.В., Одинабеков М.З. Активные распределительные электрические сети с децентрализованным мультиагентным управлением режимом. Ч. 2 // Электричество. 2022. № 11. С. 29-45. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-11-29-45
- [7] Армеев Д.В., Фишов А.Г. Мультиагентное децентрализованное регулирование частоты и управление балансом активной мощности в электрических сетях с распределенной генерацией // Релейная защита и автоматизация. 2024. № 4 (57). С. 24-33.
- [8] Бердников Р.Н., Холкин Д.В., Чаусов И.С. Оптимизация систем энергоснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью // Энергетическая политика. 2023. № 1 (179). С. 94-106. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_1179.94
- [9] Sidorov D., Panasetsky D., Tomin N., Karamov D., Zhukov A., Muftahov I., Dreglea A., Liu F., Li Y. Toward zero-emission hybrid AC/DC power systems with renewable energy sources and storages: A case study from lake Baikal region // Energies. 2020. № 13 (5). P. 1226. DOI: 10.3390/en13051226
- [10] Астапов В.Ю., Ачитаев А.А., Домышев А.В. Мультиагентное управление виртуальной инерцией ветроустановок. Анализ актуальности и эффективности // Электроэнергия. Передача и распределение. 2024. № 4 (85). С. 22-27.
- [11] Zhang K., Yang Z., Basar T. Multi-agent reinforcement learning: a selective overview of theories and algorithms // Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 325. Germany: Springer, 2021. P. 321-384. DOI: 10.1007/978-3-030-60990-0_12
- [12] Bidram A., Davoudi A., Lewis F.L., Qu Z. Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems // IET Generation, Transmission & Distribution. 2013. № 7 (8). P. 822-831. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0576
- [13] Guerrero J.M., Vasquez J.C., Matas J., De Vicuna L.G., Castilla M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids – A general approach toward standardization // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011. № 58 (1). P. 158-172. DOI: 10.1109/TIE.2010.2066534

- [14] Tomin N., Voropai N., Rehtanz C., Kurbatsky V. Management of voltage flexibility from inverter-based distributed generation using multi-agent reinforcement learning // *Energies*. 2021. № 14 (24). P. 8270. DOI: 10.3390/en14248270
- [15] Laaksonen H., Khajeh H., Parthasarathy C., Shafie-khah M. Towards flexible distribution systems: future adaptive management schemes // *Applied Sciences*. 2021. № 11 (8). P. 3709. DOI: 10.3390/app11083709
- [16] Bidram A., Davoudi A., Lewis F.L. Distributed control systems for small-scale power networks: using multiagent cooperative control theory // *IEEE Control Systems Magazine*. 2014. № 34 (6). P. 56-77. DOI: 10.1109/MCS.2014.2350571
- [17] Duan J., Wang C., Xu H., Liu W., Peng J-C., Jiang H. Distributed control of inverter-interfaced microgrids with bounded transient line currents // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2018. № 14 (5). P. 2052-2061. DOI: 10.1109/TII.2018.2791988
- [18] Wang S., Duan J., Shi D., Xu C., Li H., Diao R., Wang Z. A data-driven multi-agent autonomous voltage control framework using deep reinforcement learning // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. № 35 (6). P. 4644-4654. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.2990179
- [19] Liu H., Wu W. Online multi-agent reinforcement learning for decentralized inverter-based volt-var control // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2021. № 12 (4). P. 2980-2990. DOI: 10.1109/TSG.2021.3060027
- [20] Саттон Р.С., Барто Э.Г. Обучение с подкреплением. М.: ДМК-Пресс, 2020. – 552 с.
- [21] Wu Z., Li Y., Zhang X., Zheng S., Zhao J. Distributed voltage control for multi-feeder distribution networks considering transmission network voltage fluctuation based on robust deep reinforcement learning // *Applied Energy*. 2025. Vol. 379. P. 124984. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124984
- [22] Shang Y., Wu W., Liao J., Guo J., Su J., Liu W., Huang Y. Stochastic maintenance schedules of active distribution networks based on monte-carlo tree search // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. № 35 (5). P. 3940-3952. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.2973761
- [23] Zhong J., Zhang H., Li Y., Zhang C. Service restoration for distribution system via monte-carlo tree search and learned model // 2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), June 12-15, 2022, Manchester, United Kingdom: IEEE, 2022. DOI: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810609
- [24] Hausknecht M., Stone P. Deep recurrent Q-learning for partially observable MDPs // *arXiv.org*. 2015. [Электронный ресурс]. URL: <https://arxiv.org/abs/1507.06527> (дата обращения: 27.11.2025).
- [25] Zhang K., Yang Z., Liu H., Zhang T., Basar T. Fully decentralized multi-agent reinforcement learning with networked agents // 35th International Conference on Machine Learning (ICML 2018), 2018, Stockholm, Sweden: 2018. P. 5872-5881.
- [26] Thurner L., Scheidler A., Schafer F., Menke J-H., Dollichon J., Meier F., Meinecke S., Braun M. Pandapower – An open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. № 33 (6). P. 6510-6521. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021

- [27] Bidram A., Davoudi A., Lewis F.L., Qu Z. Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems // *IET Generation, Transmission and Distribution*. 2013. № 7 (8). P. 822-831. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0576
- [28] Tomin N.V. Robust reinforcement learning-based multiple inputs and multiple outputs controller for wind turbines // *Mathematics*. 2023. № 11 (14). 3242. DOI: 10.3390/math11143242
- [29] Sukhbaatar S., Szlam A., Fergus R. Learning Multiagent Communication with Back-propagation // *Advances in Neural Information Processing Systems (NIPS 2016)*. 2016. Vol. 29. P. 2244-2252.
- [30] Lowe R., Wu Y., Tamar A., Harb J., Abbeel P., Mordatch I. Multi-Agent Actor-Critic for Mixed Cooperative-Competitive Environments // *Advances in Neural Information Processing Systems (NIPS 2017)*. 2017. Vol. 30. P. 6379-6390.
- [31] Гурина Л.А., Томин Н.В. Обеспечение информационной безопасности при вторичном регулировании напряжения в мультиагентных системах управления киберфизическими микросетями // *Электричество*. 2024. № 10. С. 34-45. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-10-34-45
- [32] Гурина Л.А., Томин Н.В. Интеллектуальные методы обеспечения кибербезопасности мультиагентных систем управления микросетями // *Вопросы кибербезопасности*. 2024. № 6 (64). С. 53-64. DOI: 10.21681/2311-3456-2024-6-53-64

References

- [1] P.V. Ilyushin, “Advanced trends of distribution network development when integrating local intelligent power systems”, *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 67, pp. 70-80, 2021.
- [2] P.V. Ilyushin and A.L. Kulikov, *Avtomatika upravleniya normal'nymi i avarijnymi rezhimami ehnergorajonov s raspredelennoj generaciej [Automation of control of normal and emergency modes of power districts with distributed generation]*. N. Novgorod: Nizhegorodskij institut upravleniya – filial RANHiGS, 2019 (in Russian).
- [3] Yu.E. Gurevich and P.V. Ilyushin, *Osobennosti raschetov rezhimov v ehnergorajonah s raspredelennoj generaciej [Features of mode calculations in power districts with distributed generation]*. N. Novgorod: NIU RANHiGS, 2018 (in Russian).
- [4] A. Bidram, A. Davoudi and F.L. Lewis, “A multiobjective distributed control framework for islanded AC microgrids”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 3, pp. 1785-1798, Aug. 2014. DOI: 10.1109/TII.2014.2326917
- [5] T. Dragicic, D. Wu, Q. Shafiee and L. Meng, “Distributed and decentralized control architectures for converter-interfaced microgrids”, *Chinese Journal of Electrical Engineering*, vol. 3, no. 2, pp. 41-52, Sep. 2017. DOI: 10.23919/CJEE.2017.8048411
- [6] A.G. Fishov, A.A. Osintsev, Yu.V. Kakosha and M.Z. Odinabekov, “Active power distribution networks with decentralized multi-agent control mode. Part 2”, *Elektrichestvo*, no. 11, pp. 29-45, 2022. DOI: 10.24160/0013-5380-2022-11-29-45
- [7] D.V. Armeev and A.G. Fishov, “Multi-agent frequency control in electric grids with distributed generation”, *Relay Protection and Automation*, vol. 4, no. 57, pp. 24-33, 2024.

- [8] R.N. Berdnikov, D.V. Khokin and I.S. Chausov, "Optimization of energy supply systems for remote and isolated territories through energy flexibility management", *Energy policy*, vol. 1, no. 179, pp. 94-106, 2023. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_1179.94
- [9] D. Sidorov, D. Panasetsky, N. Tomin, D. Karamov, A. Zhukov, I. Muftahov, A. Dreglea, F. Liu and Y. Li, "Toward zero-emission hybrid AC/DC power systems with renewable energy sources and storages: A case study from lake Baikal region", *Energies*, vol. 13, no. 5, pp. 1226, 2020. DOI: 10.3390/en13051226
- [10] V. Yu. Astapov, A.A. Achitaev and A.V. Domyshev, "Multi-agent control for virtual inertia modes in a wind power plant-relevance and efficiency analysis", *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 85, pp. 22-27, 2024.
- [11] K. Zhang, Z. Yang and T. Basar, "Multi-agent reinforcement learning: A selective overview of theories and algorithms", in *Studies in Systems, Decision and Control. Vol. 325*, Germany: Springer, 2021, pp. 321-384. DOI: 10.1007/978-3-030-60990-0_12
- [12] A. Bidram, A. Davoudi, F.L. Lewis and Z. Qu, "Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, no. 8, pp. 822-831, Aug. 2013. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0576
- [13] J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, L.G. De Vicuna and M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids – A general approach toward standardization", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, Jan. 2011. DOI: 10.1109/TIE.2010.2066534
- [14] N. Tomin, N. Voropai, C. Rehtanz and V. Kurbatsky, "Management of voltage flexibility from inverter-based distributed generation using multi-agent reinforcement learning", *Energies*, vol. 14, no. 24, pp. 8270, Dec. 2021. DOI: 10.3390/en14248270
- [15] H. Laaksonen, H. Khajeh, C. Parthasarathy and M. Shafie-khah, "Towards flexible distribution systems: Future adaptive management schemes", *Applied Sciences*, vol. 11, no. 8, pp. 3709, Apr. 2021. DOI: 10.3390/app11083709
- [16] A. Bidram, A. Davoudi and F.L. Lewis, "Distributed control systems for small-scale power networks: using multiagent cooperative control theory", *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 34, no. 6, pp. 56-77, Dec. 2014. DOI: 10.1109/MCS.2014.2350571
- [17] J. Duan, C. Wang, H. Xu, W. Liu, J-C. Peng and H. Jiang, "Distributed control of inverter-interfaced microgrids with bounded transient line currents", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 5, pp. 2052-2061, May 2018. DOI: 10.1109/TII.2018.2791988
- [18] S. Wang, J. Duan, D. Shi, C. Xu, H. Li, R. Diao and Z. Wang, "A data-driven multi-agent autonomous voltage control framework using deep reinforcement learning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4644-4654, 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.2990179
- [19] H. Liu and W. Wu, "Online multi-agent reinforcement learning for decentralized inverter-based volt-var control", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 2980-2990, 2021. DOI: 10.1109/TSG.2021.3060027
- [20] R.S. Sutton and E.G. Barto, *Reinforcement Learning: An Introduction*. Cambridge; London: A Bradford Book, The MIT Press, 2018.

- [21] Z. Wu, Y. Li, X. Zhang, S. Zheng and J. Zhao, “Distributed voltage control for multi-feeder distribution networks considering transmission network voltage fluctuation based on robust deep reinforcement learning”, *Applied Energy*, vol. 379, pp. 124984, 2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124984
- [22] Y. Shang, W. Wu, J. Liao, J. Guo, J. Su, W. Liu and Y. Huang, “Stochastic maintenance schedules of active distribution networks based on Monte-Carlo tree search”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3940-3952, 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.2973761
- [23] J. Zhong, H. Zhang, Y. Li and C. Zhang, “Service restoration for distribution system via Monte-Carlo tree search and learned model”, in proc. *2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, June 12-15, 2022, Manchester, United Kingdom. DOI: 10.1109/PMAPS53380.2022.9810609
- [24] M. Hausknecht and P. Stone, “Deep recurrent Q-learning for partially observable MDPs”, *arXiv.org*, pp. 7, 2015. [Abstract]. Available at: <https://arxiv.org/abs/1507.06527>.
- [25] K. Zhang, Z. Yang, H. Liu, T. Zhang and T. Basar, “Fully decentralized multi-agent reinforcement learning with networked agents”, in proc. *35th International Conference on Machine Learning (ICML 2018)*, 2018, Stockholm, Sweden, pp. 5872-5881.
- [26] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schafer, J-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke and M. Braun, “Pandapower – An open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2829021
- [27] A. Bidram, A. Davoudi, F.L. Lewis and Z. Qu, “Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 7, no. 8, pp. 822-831, 2013. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0576
- [28] N.V. Tomin, “Robust reinforcement learning-based multiple inputs and multiple outputs controller for wind turbines”, *Mathematics*, vol. 11, no. 14, p. 3242, 2023. DOI: 10.3390/math11143242
- [29] S. Sukhbaatar, A. Szlam and R. Fergus, “Learning Multiagent Communication with Backpropagation”, *Advances in Neural Information Processing Systems (NIPS 2016)*, vol. 29, pp. 2244-2252, 2016.
- [30] R. Lowe, Y. Wu, A. Tamar, J. Harb, P. Abbeel and I. Mordatch, “Multi-Agent Actor-Critic for Mixed Cooperative-Competitive Environments”, *Advances in Neural Information Processing Systems (NIPS 2017)*, vol. 30, pp. 6379-6390, 2017.
- [31] L.A. Gurina and N.V. Tomin, “Ensuring cyber security in secondary voltage regulation in multi-agent control systems of cyber-physical microgrids”, *Elektrichestvo*, no. 10, pp. 34-45, 2024. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-10-34-45
- [32] L.A. Gurina and N.V. Tomin, “Intelligent methods of ensuring cybersecurity multi-agent control systems of microgrid”, *Cybersecurity issues*, vol. 6, no. 64, pp. 53-64, 2024. DOI: 10.21681/2311-3456-2024-6-53-64

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Томин Никита Викторович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией управления функционированием электроэнергетических систем, старший научный сотрудник Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Российская Федерация.

Сидоров Денис Николаевич, доктор физико-математических наук, профессор РАН, главный научный сотрудник Института систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Российская Федерация.

Nikita V. Tomin, Cand. Sci. (Eng.), head of electric power systems operation and control lab, senior research fellow of the Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russian Federation.

Denis N. Sidorov, D. Sci. (Math.), professor of RAS, chief research fellow of the Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS, Irkutsk, Russian Federation.

**MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION
OF THE RUSSIAN FEDERATION
NIZHNY NOVGOROD STATE TECHNICAL UNIVERSITY
n.a. R.E. ALEKSEEV**

SMART ELECTRICAL ENGINEERING

№ 1

Nizhny Novgorod 2026

Smart electrical engineering / NNSTU n.a. R.E. Alekseev. – Nizhny Novgorod, 2026. № 1 (33). – 148 p.

The journal is issued 4 times in year

Editor-in-Chief A.B. Loskutov

EDITORIAL STAFF

A.B. Dar'enkov (associate Editor-in-Chief),
E.N. Sosnina (associate Editor-in-Chief), A.V. Shalukho (executive secretary),
V.I. Kazakova (executive editor), I.A. Lipuzhin (executive editor)

MEMBERS OF EDITORIAL BOARD:

Dauren Sadykovich Akhmetbaev	Doctor of technical sciences, S. Seifullin Kazakh Agro-Technical University (Astana, Republic of Kazakhstan)
Gennadiy Yakovlevich Vagin	Doctor of technical sciences, professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Leonid Abramovich German	Doctor of technical sciences, professor, Nizhny Novgorod Institute of Railway Engineering – VSTU branch (Nizhny Novgorod, Russia)
Valery Gennadievich Goldstein	Doctor of technical sciences, professor, SSTU (Samara, Russia)
Igor Vasilevich Gulyaev	Doctor of technical sciences, professor, MRSU (Saransk, Russia)
Pavel Vladimirovich Ilyushin	Doctor of technical sciences, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
Alexander Leonidovich Kulikov	Doctor of technical sciences, professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Anton Alekseevich Loskutov	Doctor of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Viktor Nikolaevich Mescheryakov	Doctor of technical sciences, professor, LSTU (Lipetsk, Russia)
Aleksandr Sergeevich Plekhov	Candidate of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Aleksandr Yur'evich Smirnov	Doctor of technical sciences, professor, JSC «Afrikantov OKBM» (Nizhny Novgorod, Russia)
Oleg Stanislavovich Khvatov	Doctor of technical sciences, professor, VSUWT (Nizhny Novgorod, Russia)
Alexandr Ivanovich Chivenkov	Doctor of technical sciences, associate professor, NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)

Electronic version:
<http://www.ie.nntu.ru>

Periodic printed edition registered by Roskomnadzor
ПИ № ФС77-81688 on 06 Aug., 2021

ISSN 2658-6754

© Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, 2026

CONTENT

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS	4
Pekhota D.A., Glazyrin V.E. Realization of algorithm for meta-optimization of genetic algorithm internal characteristics for choosing the volume and composition of load shedding.....	4
Fedosov D.S., Romanova V.V., Zubova E.V. Development of methodology for economic incentives for power consumers with non-linear and unbalanced loads to reduce voltage distortions	22
Al-Mohammedawi Ali Jber Mshkil. Application of V2G technologies to compensate for energy deficit in Maysan province (Iraq): Modeling and infrastructure solutions.....	48
Rogozhnikov A.O., Rak A.N., Chye E.U., Belov O.A. Application of information and computing complex for determining parameters of thermal transient processes in asynchronous electric motors.....	67
POWER INDUSTRY	78
Kulikov A.L., Osokin V.L., Levakov D.A. Analysis of existing and proposed approaches to AC traction network modeling. Part 1.....	78
Skamyin A.N. Assessment of harmonic contributions in electric networks with filter-compensating devices	103
Tomin N.V., Sidorov D.N. Multi-agent control of power district with distributed energy resources based on actor–critic neural networks....	117

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

№ 1

Редакторы: **И.А. Липужин, С.В. Нуякшева**
Технический редактор: **И.Н. Терентьева**

Редакция:

603155, Нижний Новгород, ул. Минина, д. 24
smart_electric@nntu.ru

Свободная цена

Подписано в печать 18.03.2026. Дата выхода в свет: 30.03.2026

Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Усл. печ. л. 8,75. Тираж 25 экз. Заказ .

Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева. Типография НГТУ.

Адрес университета и типографии:
603155, Нижний Новгород, ул. Минина, 24