

**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 2024

УДК 621.3

ББК 31.2

Интеллектуальная электротехника / НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2024. № 1 (25). – 140 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

отв. редактор

Валерия Игоревна Казакова канд. филос. наук, доцент

выпускающий редактор

Иван Алексеевич Липужин канд. техн. наук

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
Виктор Николаевич Мещеряков	д-р техн. наук, профессор
Георгий Борисович Онищенко	д-р техн. наук, профессор
Александр Сергеевич Плехов	канд. техн. наук, доцент
Александр Юрьевич Смирнов	д-р техн. наук, доцент
Vitezslav Styskala	д-р техн. наук, профессор (Чехия)
Владимир Георгиевич Титов	д-р техн. наук, профессор
Олег Станиславович Хватов	д-р техн. наук, профессор
Юрий Иванович Хохлов	д-р техн. наук, профессор
Александр Иванович Чивенков	д-р техн. наук, профессор
Roustiam Chakirov	д-р техн. наук, профессор (Германия)

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, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ	4
Андреенков Е.С. Управление силовыми преобразователями в микросетях постоянного тока с ВИЭ.....	4
Черепанов В.В., Торопова А.К. Разработка методики расчета спектрального состава токов выпрямителя главного привода восьмифутового лущильного станка.....	25
Попов С.В., Бурмакин О.А., Гуляев В.В. Моделирование трансформаторного пуска асинхронного двигателя от судовой сети.....	36
Фитасов А.Н., Мамонов А.М., Петрицкий С.А. Контрольные карты при мониторинге качества электрической энергии в системах промышленного электроснабжения.....	46
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА	58
Куликов А.Л., Осокин В.Ю. Определение местоположения двойных замыканий на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью.....	58
Крюков А.В., Суслов К.В., Нгуен Куок Хиеу. Моделирование режимов систем тягового электроснабжения, оснащенных установками инверторной генерации.....	70
Кузнецов А.В., Чикин В.В. Новый подход к построению модели управления качеством электроэнергии по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей.....	86
Рахматуллин Р.Р., Ференец А.В., Исаков Р.Г., Мусаев Т.А., Федоров О.В. Разработка современных подходов к выбору оптимального месторасположения коммутационных аппаратов в радиальной распределительной сети 6(10) кВ.....	101
Устинов Д.А., Шафхатов Е.Р. Надежность морских установок по преобразованию энергии в рамках комбинированного комплекса...	123
ХРОНИКА.....	135
Памяти Анатолия Викторовича Кузнецова (27.04.1951 – 27.11.2023)...	135

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СИСТЕМЫ

УДК 621.316.12

EDN ALGZTA

УПРАВЛЕНИЕ СИЛОВЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ В МИКРОСЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ВИЭ

Е.С. Андреенков

ORCID: 0000-0002-9928-5354 e-mail: root67@mail.ru

Филиал «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске
Смоленск, Россия

Рассматривается система распределенного управления силовыми преобразователями в микросети с шиной постоянного тока и комплексным использованием источников питания возобновляемой энергии. Приводится сравнительный анализ основных методов реализации распределенного управления. Представлена концепция управления потоками мощности и энергии, в рамках которой напряжение шины постоянного тока используется в качестве единственного средства связи между управляемыми компонентами микросети, и которая позволяет реализовать независимое управление работой нескольких источников, в том числе, возобновляемых, в одной микросети с учетом их приоритета. Показан алгоритм, реализующий представленную концепцию управления с пятью состояниями. Рассмотрены модели и режимы работы силовых преобразователей источников и накопителей, реализующие представленную концепцию управления. Для демонстрации работы алгоритма управления по уровню напряжения шины в *Simulink (Matlab)* разработана модель микросети с шиной постоянного тока, тремя источниками и нагрузкой. При этом использована упрощенная модель, в которой не учитываются переходные эффекты при переключениях преобразователей, индуктивности и емкости передающих линий. Представлены результаты моделирования микросети с переходами между несколькими рабочими состояниями. В каждом состоянии обеспечивается баланс мощности и стабильный уровень напряжения, что подтверждает работоспособность предлагаемой стратегии управления. Представленная концепция позволяет реализовать режимы работы источников в зависимости от их приоритета, что особенно актуально для ВИЭ, при этом в каждом состоянии могут работать несколько источников, а использование шины постоянного тока в качестве канала связи обеспечивает максимальную простоту и надежность системы.

Ключевые слова: ВИЭ, микросеть, постоянный ток, распределенная генерация, система управления.

Для цитирования: Андреевков Е.С. Управление силовыми преобразователями в микросетях постоянного тока с ВИЭ // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 4-24. EDN ALGZTA

CONTROL OF POWER CONVERTERS IN DC MICROGRIDS WITH RES

E.S. Andreenkov

ORCID: 0000-0002-9928-5354 e-mail: root67@mail.ru
Smolensk branch of «National Research University «MPEI»
Smolensk, Russia

Abstract. The paper examines a distributed control system for power converters in a microgrid with a DC bus and the integrated use of renewable energy power sources. A comparative analysis of the main methods for implementing distributed control is provided. The concept of power and energy flow control is presented, within which the DC bus voltage is used as the only means of communication between the controlled components of the microgrid, and which allows for independent control of the operation of several sources, including renewable ones, in one microgrid, considering their priority. An algorithm that implements the presented five-state control concept is shown. Models and operating modes of power converters of sources and storage devices that implement the presented control concept are considered. To demonstrate the operation of the control algorithm based on the bus voltage level, simulation of a microgrid with a DC bus, three sources and a load was carried out in the Simulink (Matlab). In this case, a simplified model was used, which did not consider transient effects when switching converters, inductance, and capacitance of transmission lines. The results of modeling a microgrid with transitions between several operating states are presented. In each state, power balance and a stable voltage level are ensured, which confirms the performance of the proposed control strategy. The presented concept makes it possible to implement operating modes of sources depending on their priority, which is especially important for renewable energy sources, while several sources can operate in each state, and the use of a DC bus as a communication channel ensures maximum simplicity and reliability of the system.

Keywords: RES, microgrid, direct current, distributed generation, control system.

For citation: E.S. Andreenkov, “Control of power converters in DC microgrids with RES”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 4-24, 2024. EDN: ALGZTA

I. Введение

Современный этап развития электроэнергетики связан с широким внедрением цифровых технологий на разных стадиях оборота электроэнергии: от производства до потребления [1-3]. Применение цифровых технологий призвано повысить эффективность управления энергетической инфра-

структурой, уровень надежности электроснабжения потребителей и качество их обслуживания, а также способствовать развитию децентрализованной генерации [4]. К числу основных факторов развития распределенной генерации относится развитие микросетей, в том числе, на базе возобновляемых источников (ВИЭ) [5]. Актуальность развития данных технологий отражена в *Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года* [6], где технологии распределенной генерации и ВИЭ относятся к числу прорывных. Проблемой на пути широкого внедрения микросетей является высокая себестоимость 1 кВт·ч электрической энергии [7]. Задача повышения эффективности микросетей может быть решена за счет реализации внутри них сетей постоянного тока, которые обладают рядом преимуществ [8, 9]. Как показывают исследования, применение микросетей постоянного тока на изолированных территориях, отдельных предприятиях или зданиях позволяет существенно повысить эффективность энергоснабжения [10, 11].

Устойчивость микросети постоянного тока обеспечивается балансом вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. ВИЭ характеризуются неравномерностью графика производства, определяемой климатическими условиями, а для большинства потребителей характерны неравномерные графики потребления, поэтому необходимым элементом микросетей являются аккумуляторные батареи (АБ) и эффективная система управления потоками мощности и энергии [12, 13].

Актуальной является задача разработки системы управления силовыми преобразователями, позволяющей оптимально распределять нагрузку, максимально используя потенциал возобновляемых источников и обеспечивающей стабильность напряжения на шине при минимуме эксплуатационных расходов. Решение описанной задачи стало основной целью данного исследования, в рамках которого рассмотрены основные способы управления микросетями, предложен модернизированный метод управления и проведено компьютерное моделирование микросети с системой управления на базе предложенного метода.

II. Способы управления силовыми преобразователями в микросетях

Различают три основных способа управления преобразователями в микросетях: централизованное, децентрализованное и распределенное.

Централизованное управление [13, 14] может быть реализовано достаточно просто, поскольку центральный контроллер имеет информацию о режиме работы каждого узла в системе, но надежность такой системы зависит от исправности линии связи и контроллера и поэтому невысока. С другой стороны, при децентрализованном управлении [13] каждый источник работает независимо на основе внутренних алгоритмов. Однако, когда каждый из узлов не имеет информации о других узлах в системе, эффективность управления снижается.

Стратегия распределенного управления является более предпочтительной по сравнению с централизованным и децентрализованным управлением, поскольку система может функционировать в случае сбоя одного из узлов. Одним из способов управления микросетью в распределенном режиме является контроль по напряжению шины постоянного тока, когда в качестве линии связи используют саму шину. Управление по напряжению может быть реализовано двумя основными методами: контролем по спаду напряжения [15] и управлением по уровню напряжения [16].

В микросетях с управлением по спаду распределение мощности между силовыми преобразователями обратно пропорционально наклонам их нагрузочных характеристик. Контроль по спаду хорошо подходит для систем с равномерными графиками выработки и потребления электроэнергии. Распределение мощности обеспечивается уже при минимальных отклонениях напряжения на шине питания. Однако управление по спаду имеет ограниченное применение в системах с ВИЭ, от которых потребление должно обеспечиваться в приоритетном порядке. Данная концепция не подразумевает программирование преобразователей, настраиваются только коэффициенты распределения мощности между модулями.

Управление по уровню напряжения основано на контроле дискретных отклонений напряжения на шине, которые называются состояниями и несут информацию о режимах работы источников. Механизм управления по уровню напряжения в системе, состоящей из четырех источников, показан сплошной линией на рис. 1. Состояния рассчитаны на достаточно широкие диапазоны изменений напряжений, чтобы отстроиться от падений напряжения на сопротивлениях линий. Данная стратегия управления имеет два основных недостатка. Количество источников в системе ограничено рабочим диапазоном напряжения на шине и полным сопротивлением линий, а добавление в систему источников с высоким приоритетом требует изменения состояний всех источников с более низким приоритетом. Поэтому управление по уровню напряжения подходит только для небольших систем с ВИЭ, где указанные недостатки не являются принципиальными.

В данной работе предлагается концепция управления, объединяющая достоинства контроля по уровню напряжения и контроля по спаду.

III. Описание концепции управления

Как и в случае управления по уровню напряжения, предлагаемая концепция работает с несколькими состояниями, что позволяет ранжировать источники. Однако в каждом состоянии может работать одновременно несколько источников с управлением по спаду напряжения. Диаграмма состояний данной системы управления показана пунктирной линией на рис. 1. В отличие от системы с контролем по уровню напряжения, напряжение шины здесь плавно снижается до следующего состояния, когда выходной мощно-

сти всех источников в текущем состоянии и более высоких состояниях недостаточны.

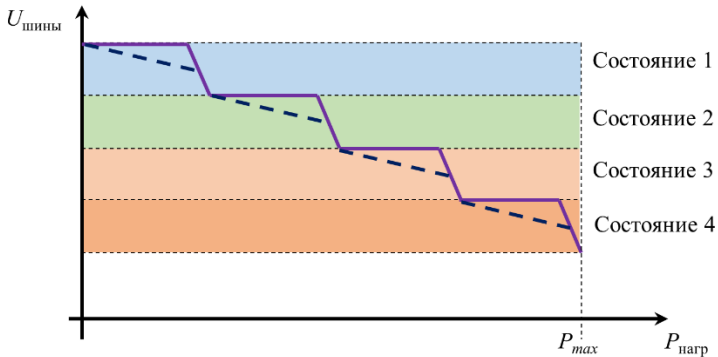


Рис. 1. Диаграмма состояний управления по уровню напряжения

Fig. 1. Voltage level control state diagram

Силовые преобразователи программируются на три режима работы: выключен, работа с постоянным напряжением и работа с постоянной мощностью. Переключения между режимами постоянного напряжения и постоянной мощности происходят при изменении нагрузки и выходной мощности источников и приводят к изменению уровня напряжения шины. Приоритет использования каждого источника зависит от пороговых значений напряжения.

Рассмотрим принцип работы данной схемы управления на примере микросети, показанной на рис. 2 (а). Система содержит ВИЭ, дизель-генератор (ДГ) и нагрузку постоянной мощности. Алгоритм управления подобной системы имеет два рабочих состояния. В состоянии 1 к сети подключен только ВИЭ, а в состоянии 2 к сети подключается и ДГ. Включение ВИЭ устанавливается на пороге U_0 , а ДГ на пороге U_1 (рис. 2 (б)).

Когда мощность нагрузки меньше точки максимальной мощности (MPP) возобновляемого источника (P_{max1}), к сети подключен только силовой преобразователь возобновляемого источника, который работает в режиме постоянного напряжения, регулируя напряжение шины в пределах пороговых значений $U_0 - U_1$. При увеличении тока нагрузки напряжение на шине будет снижаться из-за наклона внешней характеристики преобразователя. Таким образом, при нагрузке $P_{нагр1} < P_{max1}$ система работает в точке А (рис. 2 (б)).

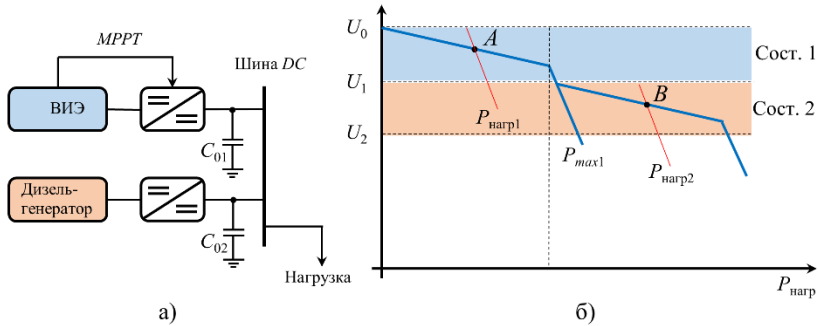


Рис. 2. Система управления с использованием гибридной схемы: структурная схема микросети (а); диаграмма состояний (б)

Fig. 2. Control system using a hybrid scheme: block diagram of a microgrid (a); state diagram (b)

Когда мощность нагрузки превышает MPP возобновляемого источника, увеличиваясь до уровня $P_{нагр2}$, силовой преобразователь ВИЭ переходит в режим постоянной мощности, ограничивая выходную мощность уровнем P_{max1} . Напряжение на шине при этом резко снижается. Выходные конденсаторы преобразователей некоторое время поддерживают напряжение шины постоянного тока, которое определяется выражением:

$$U_{шины}(t) = \sqrt{\frac{2}{C_0} \int_0^t (P_{max1}(t) - P_{нагр1}(t)) dt}. \quad (1)$$

Когда напряжение шины снижается до порогового значения U_1 , к сети подключается силовой преобразователь ДГ для обеспечения баланса мощности. Система работает в точке B .

На рис. 3 показан алгоритм управления, реализующий диаграмму состояний для модернизированной схемы управления с пятью состояниями, причем состояния 1 и 3 содержат подсостояния. В рамках данного алгоритма высший приоритет в системе имеют возобновляемые источники, следующими по приоритету являются АБ и невозобновляемые источники (ДГ).

Входными параметрами являются мощность нагрузки $P_{нагр}$ и заряд аккумуляторов $Q_{АБ}$. Изменение $P_{нагр}$ может вызвать переход между состояниями. Изменение $Q_{АБ}$ не вызывает изменения состояния системы, а только переходы между подсостояниями. Выходными параметрами системы являются мощность ВИЭ, доступная мощность аккумуляторов и мощность ДГ, которые обозначаются как $P_{ВИЭ}$, $P_{АБ}$ и $P_{ген}$ соответственно.

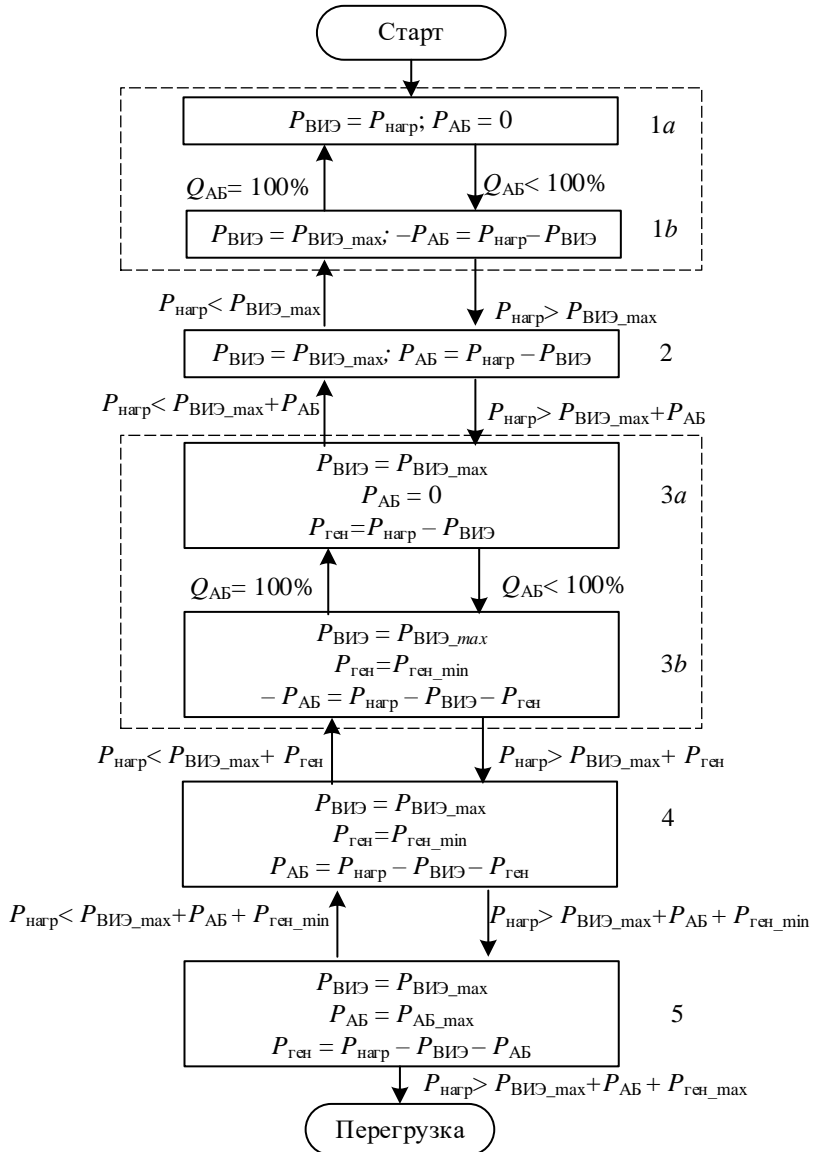


Рис. 3. Алгоритм работы системы управления

Fig. 3. Control system operation algorithm

В состоянии 1 мощность нагрузки меньше доступной мощности ВИЭ, при этом оно включает в себя два подсостояния, которые необходимы для обеспечения возможности заряжать аккумуляторы от возобновляемых источников энергии. В состоянии 1*a* мощность нагрузки распределяется между полностью заряженными аккумуляторами и возобновляемыми источниками по алгоритму спада напряжения. Однако, если аккумуляторы не полностью заряжены, они заряжаются, что соответствует состоянию 1*b*. Это подсостояние находится на границе состояний 1 и 2 и соответствует точке максимальной мощности возобновляемых источников.

В состоянии 2 мощность нагрузки превышает располагаемую мощность ВИЭ, и баланс мощности обеспечивается за счет АБ.

В состоянии 3 мощность нагрузки превышает мощность, доступную от ВИЭ и АБ, поэтому включается ДГ. В состоянии 3*a* генератор работает с мощностью, которая ниже минимальной экономической, поэтому при нормальных условиях система не должна находиться в состоянии 3*a*. Если аккумуляторы не полностью заряжены, они начинают заряжаться, что соответствует состоянию 3*b*. Когда АБ полностью заряжены, они начинают отдавать мощность, обеспечивая переход из состояния 3*a* в состояние 2.

В состоянии 4 мощность нагрузки превышает сумму максимальной мощности ВИЭ и минимальную экономическую мощность ДГ. Баланс обеспечивается за счет энергии, запасенной в накопителях. Если нагрузка превышает максимальную выходную мощность аккумуляторов, мощность ДГ возрастает вплоть до максимальной (состояние 5). Если мощность нагрузки увеличивается и далее, происходит отключение неответственных потребителей, чтобы предотвратить дальнейшее падение напряжения на шине.

Реализация представленного алгоритма управления осуществляется в два этапа. Первый из них заключается в представлении каждого рабочего состояния в виде дискретных диапазонов напряжений. Диаграмма состояний для рассмотренного алгоритма показана на рис. 4. Следует отметить, что диапазон напряжений состояний 1 и 3 шире, чем в других состояниях, что необходимо для того, чтобы различать подсостояния 1*b* и 3*b*. Переход между состояниями 2 и 3 осуществляется по разным кривым, что объясняется инертностью работы ДГ: после запуска он остается включенным до полной зарядки аккумуляторов.

Второй этап реализации алгоритма заключается в определении метода управления в зависимости от состояния системы для преобразователей каждого источника (табл. 1).

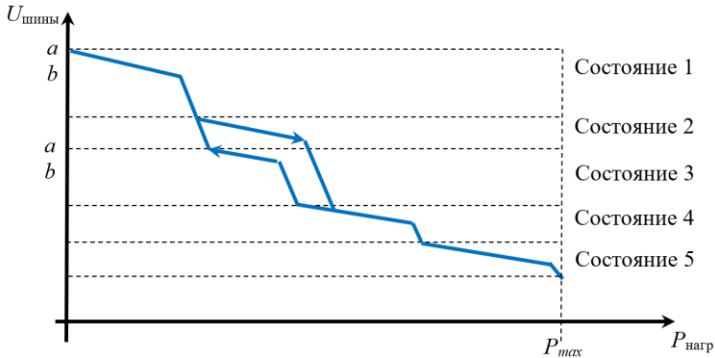


Рис. 4. Диаграмма состояний гибридного закона управления по уровню напряжения

Fig. 4. State diagram of the hybrid control law by voltage level

Таблица 1.

Законы управления источниками для разных состояний

Table 1.

Source control laws for different states

Состояние	ВИЭ	Аккумулятор	ДГ
1a	Контроль по спаду	Отключен	Отключен
1b	Режим P_{max}	Максимальный заряд	Отключен
2	Режим P_{max}	Разряд с контролем по спаду	Отключен
3a	Режим P_{max}	Разряд с контролем по спаду	Режим P_{min}
3b	Режим P_{max}	Максимальный заряд	Режим P_{min}
4	Режим P_{max}	Разряд с контролем по спаду	Режим P_{min}
5	Режим P_{max}	Максимальный разряд	Контроль по спаду

С управлением по рассматриваемой схеме микросеть может содержать больше узлов, чем с управлением по уровню напряжения, поскольку в каждом состоянии могут работать несколько источников. При этом в схему можно добавлять и новые источники, настроив их для работы с существующими диапазонами напряжений.

IV. Реализация алгоритма управления в силовых преобразователях

Режим работы каждого источника определяется уровнем напряжения шины постоянного тока. Силовой преобразователь остается выключенным до тех пор, пока напряжение на шине не опустится ниже порогового значе-

ния. В этот момент преобразователь подключается к сети, выступая в качестве источника постоянного напряжения. Если фактическая выходная мощность источника превышает максимальную мощность, преобразователь ее ограничивает и работает в режиме постоянной максимальной мощности.

На рис. 5 приведена упрощенная модель силового управляемого током DC/DC преобразователя источника, обеспечивающая реализацию указанных режимов работы. Структура управления двухуровневая, включающая в себя внутренний контур управления по току и внешний контур управления по напряжению. Между контурами напряжения и тока включен блок динамического ограничения тока. Поскольку внешний контур напряжения управляет выходной мощностью преобразователя, модель можно упростить путем замены внутреннего токового контура его идеализированной моделью.

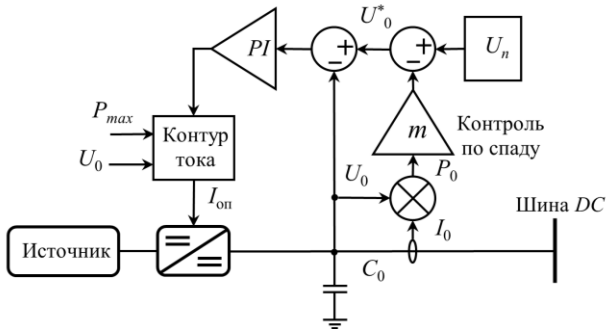


Рис. 5. Упрощенная модель DC/DC преобразователя источника

Fig. 5. Simplified model of DC/DC source converter

В режиме постоянного напряжения пропорционально-интегральный регулятор (PI) стабилизирует выходное напряжение преобразователя на уровне порогового значения, обеспечивая опорный ток для внутреннего контура. В этом режиме реализовано управление по спаду напряжения, позволяющее распределять ток нагрузки с другими силовыми преобразователями, работающими с теми же пороговыми значениями напряжения. Выходное напряжение при этом определяется формулой:

$$U_0 = U_n - mP_0, \quad (2)$$

где U_n – пороговое значение включения преобразователя, P_0 – выходная мощность преобразователя, а m – коэффициент наклона характеристики.

Динамическое ограничение тока используется для реализации отключения и режима постоянной мощности. Когда напряжение на шине превышает пороговое значение, преобразователь должен быть выключен, поскольку для питания нагрузки достаточно преобразователей с более высоким приоритетом использования. В этих условиях PI -регулятор напряжения подает отрицательный опорный сигнал на вход токового контура, что отключает преобразователь.

Режим постоянной мощности осуществляется путем динамической регулировки верхнего предела опорного тока:

$$I_{оп} = P_{max} / U_0, \quad (3)$$

где P_{max} – максимальная мощность возобновляемого источника (точка максимальной мощности) или максимальная мощность разрядки АБ. При изменении P_{max} или напряжения на шине опорный ток изменяется таким образом, чтобы преобразователь обеспечивал максимальную выходную мощность.

Модель повышающего преобразователя в *Simulink (Matlab)* приведена на рис. 6.

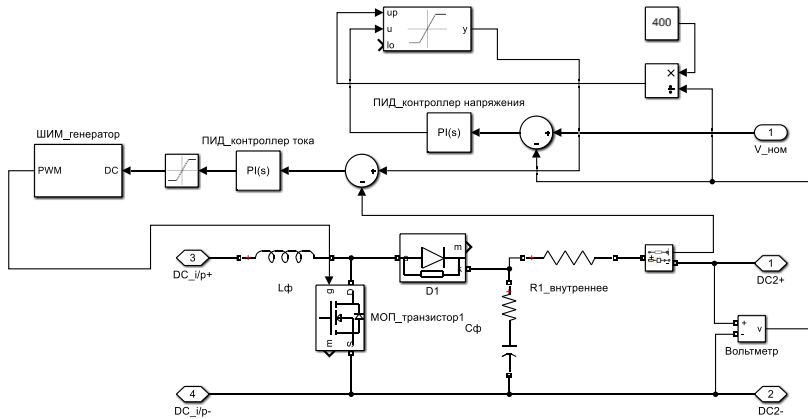


Рис. 6. Модель повышающего DC/DC преобразователя в *Simulink (Matlab)*

Fig. 6. Model of a boost DC/DC converter in the *Simulink (Matlab)*

Преобразователь аккумулятора является двунаправленным, что позволяет накопителям как разряжаться, так и заряжаться. Поэтому имеем две управляющие структуры: для разряда и для заряда. Структура управления, используемая для реализации режимов зарядки, показана на рис. 7.

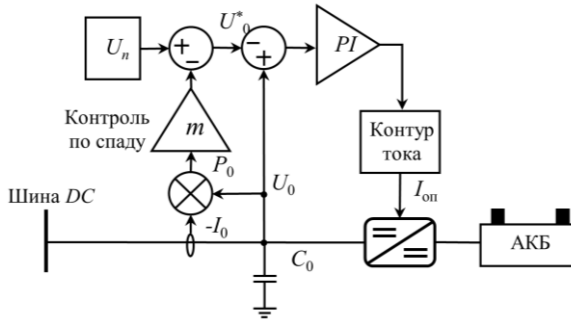


Рис. 7. Упрощенная модель контроллера зарядки аккумулятора

Fig. 7. Simplified model of a battery charging controller

При зарядке преобразователь имеет три режима работы: выключен, постоянное напряжение и предельный заряд. Однако рабочие режимы запускаются повышением напряжения на шине, а не падением напряжения на шине, поскольку в режиме заряда аккумулятора являются нагрузкой для шины, а не источником.

Преобразователь остается выключенным, пока напряжение на шине ниже порога зарядки. Когда напряжение на шине поднимается выше этого порога, указывая на избыточную мощность в системе, преобразователь начинает заряжать АБ, работая в режиме постоянного напряжения. В этом режиме преобразователь накопителя потребляет энергию от системы, и регулирует напряжение шины постоянного тока по следующему закону:

$$U_0 = U_n + mP_0, \quad (4)$$

где U_n – значение напряжения, соответствующее максимальному заряду; m – коэффициент наклона характеристики, который позволяет нескольким накопителям заряжаться одновременно. Согласно (4), напряжение на шине растет по мере увеличения зарядного тока, поскольку в условиях зарядки I_0 является отрицательным.

Модель преобразователя аккумулятора в *Simulink (Matlab)* приведена на рис. 8.

В режиме постоянного напряжения преобразователь накопителя обеспечивает заряд АБ, используя избыточную мощность источников, при условии, что не превышено предельное значение тока зарядки. Это необходимо для того, чтобы предотвратить зарядку аккумуляторов с опасно высокой скоростью. Данный режим работы называется предельным зарядом. Од-

нако использование только напряжения шины постоянного тока для определения режима работы накопителей может привести к повышенному износу АБ. Поэтому, чтобы оптимизировать процессы зарядки и разрядки необходимо, помимо уровня напряжения шины постоянного тока, использовать дополнительную локальную информацию об уровне заряда, температуре и других параметрах батарей.

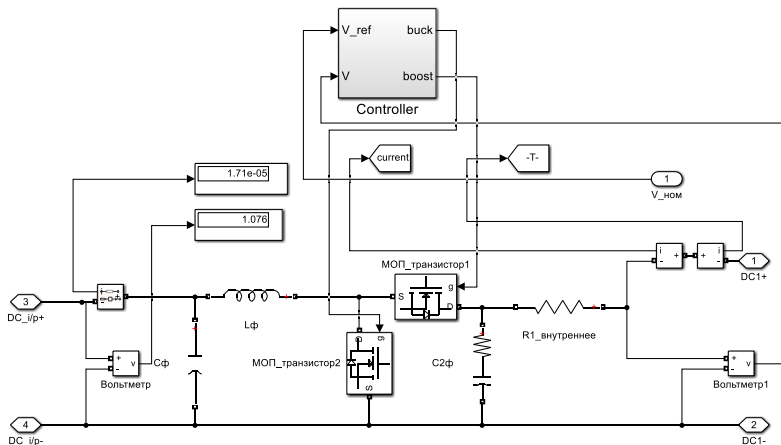


Рис. 8. Модель преобразователя аккумулятора в Simulink (Matlab)

Fig. 8. Battery converter model in Simulink (Matlab)

V. Расчет пороговых уровней напряжения для системы управления

Приоритет использования источников определяется в соответствии с алгоритмом системы управления (рис. 3), который состоит из ряда рабочих состояний. Так как в данной концепции уровень напряжения шины используется в качестве средства передачи системной информации, надежная работа системы реализуется путем правильного расчета порогов срабатывания. Пороговые значения должны быть определены таким образом, чтобы каждый преобразователь мог обеспечить текущее рабочее состояние системы несмотря на то, что напряжение шины может быть неодинаково на разных участках.

Источники с более высоким приоритетом должны подключаться к сети при более высоких пороговых значениях напряжения, чем источники с более низким приоритетом, поскольку уровень напряжения шины уменьшается при увеличении нагрузки. Накопители с самым высоким приоритетом заряда, напротив, подключаются к системе при самых низких пороговых значениях напряжения, так как процесс заряда приводит к уменьшению

напряжения шины, а не к его увеличению.

Пороговые уровни напряжения рассчитываются, начиная с самого высокого уровня. Каждый последующий уровень рассчитывается из условия, чтобы при активных источниках текущего состояния, падения напряжения в системе, вызванные сопротивлениями линий, не приводили к преждевременному включению источников, следующего состояния. Как правило, верхний пороговый уровень напряжения U_0 устанавливается равным номинальному рабочему напряжению системы. Пороговое напряжение U_n каждого следующего состояния рассчитывается путем вычитания падения напряжения в линиях и абсолютной погрешности измерения:

$$U_n \leq U_{n-1} - \Delta U_{n-1} - U_e, \quad (5)$$

где U_{n-1} – пороговое напряжение предыдущего состояния ($n-1$); ΔU_{n-1} – максимальное падение напряжения, в системе, работающей в состоянии $n-1$; U_e – предел абсолютной погрешности, который учитывает неточность измерений и пульсации напряжения на шине постоянного тока.

Падение напряжения ΔU_{n-1} не должно превышать разницу между уровнем U_{n-1} и минимальным напряжением в точке подключения к системе источника следующего состояния (U_n). Если пороговые значения рассчитаны с учетом наибольшего падения напряжения в каждом рабочем состоянии, уровень напряжения шины всегда будет указывать количество и тип источников, необходимых для соблюдения баланса мощности. При переходном процессе запуска система управления может подключить дополнительный источник к сети, так как начальный пик тока приведет к уменьшению напряжения на шине, но после стабилизации напряжения на шине система его отключит. Кратковременные переходные процессы длительностью порядка 0,1 мс не повлияют на систему управления за счет фильтров в управляющих цепях силовых преобразователей.

VI. Моделирование микросети постоянного тока

Для демонстрации работы представленного алгоритма (рис. 3) управления по уровню напряжения шины постоянного тока произведено имитационное моделирование микросети. При этом использована упрощенная модель, в которой не учитывались переходные эффекты при переключениях преобразователей, индуктивности и емкости передающих линий. Моделируемая микросеть состоит из шины постоянного тока U_{DC} , к которой подключены источники E_1 , E_2 и E_3 и одна нагрузка $R_{нагр}$, как показано на рис. 9, где E_1 – ветрогенератор, E_2 – солнечная панель, а E_3 – аккумулятор. Источники моделируются как источники постоянного напряжения, поскольку их механический момент инерции превышает рассматриваемый период (1,5 с). Номинальное напряжение шины DC 380 В. Линии электропередачи имеют

активное сопротивление $0,2 \text{ Ом/км}$. Индуктивностью и емкостью можно пренебречь, поскольку в сети постоянного тока они не влияют поток мощности в установившемся режиме.

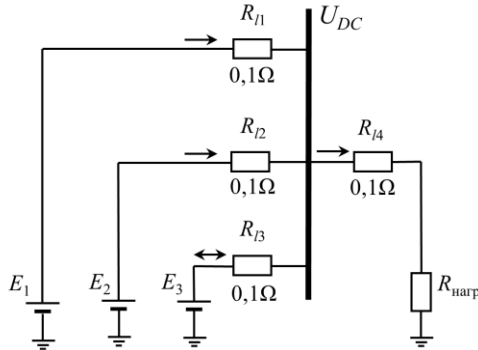


Рис. 9. Схема замещения моделируемой микросети

Fig. 9. Equivalent circuit of the simulated microgrid

Общий вид моделируемой микросети в *Simulink (Matlab)* представлен на рис. 10.

Чтобы предотвратить преждевременный переход системы в следующее состояние из-за падения напряжения на сопротивлениях линий, в моделируемой микросети каждому состоянию в системе соответствует достаточно большой диапазон напряжения. В результате верхние пороговые значения для состояний $1a - 5$ составляют 410 В , 400 В , 380 В , 360 В , 330 В , 340 В , 330 В и 320 В соответственно. Данные пороговые значения выбраны для наглядности. В схемах, реализуемых на практике, пороговые значения должны рассчитываться из условий минимизации колебаний напряжения.

Полоса пропускания пропорционально-интегральных контроллеров напряжения выбрана 1 кГц . Для ограничения максимальной выходной мощности источника в схеме реализовано ограничение тока. Коэффициент спада m установлен равным 1 В/А , чтобы обеспечить распределение мощности, когда возобновляемые источники работают в состоянии $1a$.

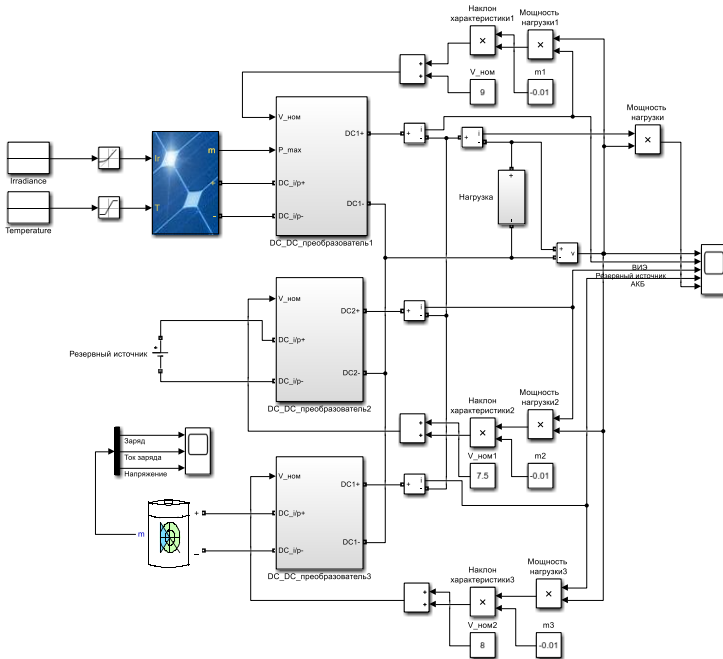


Рис. 10. Модель микросети постоянного тока в Simulink (Matlab)

Fig. 10. DC microgrid model in Simulink (Matlab)

VII. Результаты моделирования

В системе происходят пошаговые изменения нагрузки и максимальной мощности, доступной от ВИЭ, чтобы заставить микросеть делать переходы между рабочими состояниями обеспечивая баланс мощности. Результаты представлены на рис. 11.

Первоначально нагрузка составляет 350 Вт, а максимальная мощность ВИЭ – 600 Вт. Поскольку возобновляемые источники питания способны питать нагрузку, система работает в состоянии 1*b*. Узел накопителей потребляет избыточную мощность от ВИЭ вплоть до их максимальной мощности, обеспечивая напряжение шины на пороге заряда. Результирующий зарядный ток – 0,65 А.

В момент времени $t = 0,25$ мс общая нагрузка увеличивается до 650 Вт. Мощности возобновляемых источников уже недостаточно для питания нагрузки, и DC/DC преобразователь ВИЭ переходит в режим постоянной мощности. Поэтому напряжение на шине снижается до состояния 2. Баланс мощности обеспечивается за счет разряда накопителей током 0,1 А.

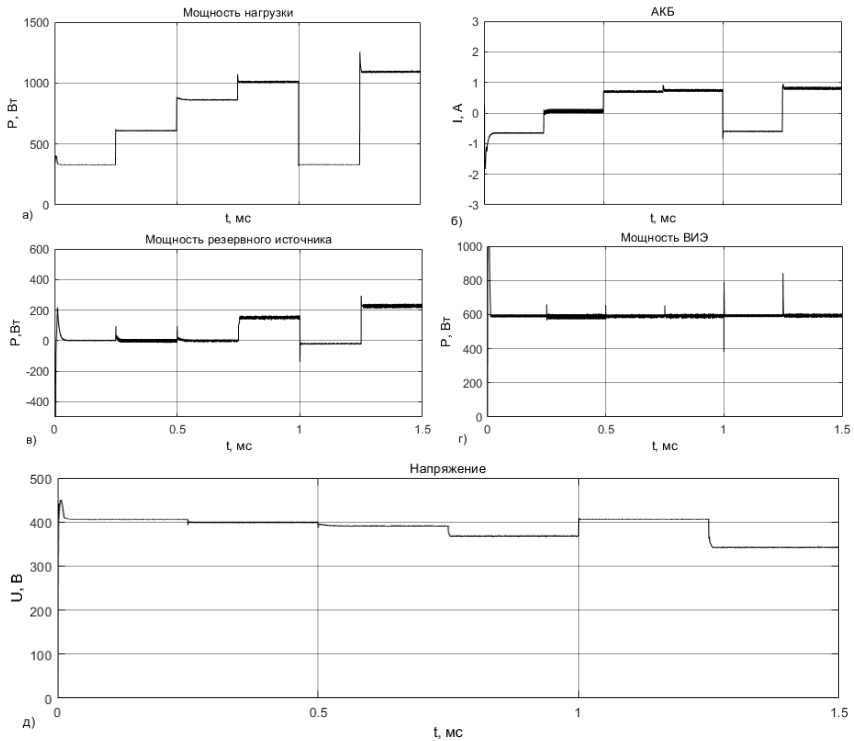


Рис. 11. Результаты имитационного моделирования микросети постоянного тока с гибридной системой управления в *Simulink (Matlab)*: мощность нагрузки (а); ток заряда/разряда накопителей (б); мощность резервного источника (в); мощности ВИЭ (г); напряжения на шине (д)

Fig. 11. Results of simulation of a DC microgrid with a hybrid control system in the *Simulink (Matlab)*: load power (а); charge/discharge current of storage devices (б); backup source power (с); RES power (г); bus voltage (д)

В момент времени $t = 0,5$ мс общая нагрузка увеличивается до 850 Вт. Система продолжает работать в состоянии 2, но ток разряда аккумуляторов увеличивается до 0,7 А.

В момент времени $t = 0,75$ мс общая нагрузка увеличивается до 1000 Вт, превышая мощность всех активных источников на 400 Вт. Система кратковременно пытается обеспечить баланс мощности за счет накопителей, но силовые преобразователи АБ, как и ВИЭ работают в режиме ограничения мощности, в результате чего напряжение на шине резко снижается, и система переходит в состояние 4. В этом состоянии к сети подключается

резервный источник, работая с мощностью 150 Вт. Остальной небаланс мощности (250 Вт) обеспечивается за счет АБ.

В момент времени $t = 1,0$ мс нагрузка снижается до 350 Вт, и система возвращается в исходное состояние.

В момент времени $t = 1,25$ мс нагрузка резко увеличивается до 1100 Вт, и система переходит в состояние 4. Дополнительная мощность нагрузки обеспечивается за счет резервного источника.

По результатам моделирования можно сделать вывод, что в нормальных условиях баланс мощности в системе поддерживается с помощью предлагаемой системы управления по уровню напряжения шины. Однако для практической реализации необходимо решить еще несколько проблем. При переходах между состояниями напряжение шины имеет тенденцию падать до более низкого состояния, что приводит к кратковременному включению источников с более низким приоритетом. Эта проблема потенциально может быть решена путем использования дополнительных накопителей для стабилизации напряжения шины. При резком уменьшении нагрузки, напротив, появляются пики напряжения. Поэтому следует избегать резких скачков мощности в системе. На практике время запуска резервного генератора составляет несколько секунд. Следовательно, для поддержания баланса мощности в системе на время запуска резервного генератора также необходимы дополнительные устройства, например, накопители на базе суперконденсаторов. Поскольку система основана на силовых электронных преобразователях, ощутимой проблемой является высокочастотная стабильность. Силовые преобразователи имеют отрицательное входное сопротивление на низких частотах в режиме работы с постоянной мощностью. Источники имеют более высокое выходное сопротивление на низких частотах, в силу чего взаимодействие между ними и нагрузками может привести к нестабильности в системе.

VI. Заключение

Разработана концепция распределенного управления источниками и накопителями в системах распределенной генерации с шиной постоянного тока на основе силовой электроники без использования центрального контроллера. Предлагаемая концепция предполагает независимое управление работой силовых преобразователей источников и накопителей: в режиме постоянного напряжения или в режиме максимальной мощности. Изменения мощности нагрузки и максимальной мощности источников приводят к изменениям уровня напряжения на шине постоянного тока, которые, в свою очередь вызывают переключения преобразователей между режимами постоянного напряжения и постоянной мощности. Таким образом, шина постоянного тока используется в качестве канала связи между силовыми преобразователями, позволяя реализовать оптимальный закон управления си-

стемой через распределенное управление каждым узлом. Результаты моделирования показывают работоспособность предлагаемой стратегии управления.

© Андреевков Е.С., 2024

Поступила в редакцию 24.10.2023

Принята к публикации 07.12.2023

Received 24.10.2023

Accepted 07.12.2023

Библиографический список

- [1] Лоскутов А.Б., Куликов А.Л., Илюшин П.В. От плана ГОЭЛРО к цифровизации электроэнергетического комплекса страны // *Электричество*. 2020. № 12. С. 14-30. DOI: 10.24160/0013-5380-2020-12-14-30
- [2] Бычков Е.В., Васенин А.Б., Крюков О.В. Новые возможности малой энергетики на принципах SMARTGRID // *Автоматизация и ИТ в энергетике*. 2019. № 10 (123). С. 40-50.
- [3] Мезенцев С.Д., Лыков А.Н. Реализация цифровой электрической подстанции на базе отечественного оборудования // *Научно-технический вестник Поволжья*. 2018. № 5. С. 229-231. DOI: 10.24153/2079-5920-2018-8-5-229-231
- [4] Трачук А.В., Линдер Н.В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения // *Стратегические решения и риск-менеджмент*. 2018. № 1 (104). С. 32-48. DOI: 10.17747/2078-8886-2018-1-32-48
- [5] Россихин Д.А. К вопросу об интеграции возобновляемой энергетики в распределительные сети. Организационно-правовой аспект и перспективы развития // *Энергия единой сети*. 2023. № 2 (69). С. 56-63.
- [6] Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2035 г.».
- [7] Некрасов С.А., Грачев И.Д. Возобновляемая энергетика: перспективы корректировки развития энергоснабжения в России // *Проблемы прогнозирования*. 2020. № 1 (178). С. 99-109.
- [8] Шульга Р.Н. Распределенная генерация с использованием ВИЭ в составе мультиагентных систем постоянного тока // *Энергосбережение и водоподготовка*. 2017. № 5 (109). С. 58-68.
- [9] Королев А. А., Болонов В. О., Окнин Е. П., Тульский В.Н., Силаев М.А., Королев В.М., Шиш К.В. Перспективы электроснабжения с применением технологий постоянного тока в распределительных сетях 0,4-20 кВ // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2022. № 6 (75). С. 14-22.
- [10] Laour M., Akel F., Bendib D., Chikh M. Residential microgrid load management and optimal control in grid connected and islanded mode // 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Dec. 05-08, 2018, Rabat, Morocco: IEEE, 2018. P. 1-4. DOI: 10.1109/IRSEC.2018.8702847
- [11] Zhao X., Yang G., Bai X., Yang Z., Yang G. Construction of low voltage DC smart buildings with generation-storage-distribution-utilization // 2021 IEEE Sustainable

- Power and Energy Conference (iSPEC), Dec. 23-25, 2021, Nanjing, China: IEEE, 2021. P. 2140-2143. DOI: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735638
- [12] Kumar D., Zare F., Ghosh A. DC microgrid technology: System architectures, ac grid interfaces, grounding schemes, power quality, communication networks, applications, and standardizations aspects // IEEE Access. 2017. № 5. P. 12230-12256. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2705914
- [13] Домышев А.В., Баракхтенко Е.А., Илюшин П.В. Обзор современных подходов к построению систем мультиагентного управления микросетями // Электроэнергия. Передача и распределение. 2023. № 3 (78). С. 46-56.
- [14] Dalbon W., Roscia M., Zaninelli D. Hybrid photovoltaic system control for enhancing sustainable energy // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Jul. 21-25, 2002, Chicago, IL, USA: IEEE, 2002. P. 134-139. DOI: 10.1109/PSS.2002.1043198
- [15] Shehata E.G., Thomas J., Mostafa R.M., Ghalib M.A. An improved droop control for a low voltage DC microgrid operation // 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Dec. 18-20, 2018, Cairo, Egypt: IEEE, 2018. P. 850-855. DOI: 10.1109/MEPCON.2018.8635258
- [16] Chen D., Xu L., Yao L. DC voltage variation based autonomous control of DC microgrids // IEEE Transactions on Power Delivery. 2013. № 28 (2). P. 637-648. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2241083

References

- [1] A.B. Loskutov, A.L. Kulikov and P.V. Ilyushin, "From the GOELRO plan to digitalization of Russia's electric power complex", *Electricity*, vol. 12, pp. 14-30, 2020. DOI: 10.24160/0013-5380-2020-12-14-30
- [2] E.V. Bychkov, A.B. Vasenin and O.V. Kryukov, "New opportunities small energy principles smartgrid", *Avtomatizaciya i IT v Energetike [Automation and IT in the Energy Sector]*, vol. 10, no. 123, pp. 40-50, 2019 (in Russian)
- [3] S.D. Mezentsev and A.N. Lykov, "Realization of the digital electric substation on the basis of the domestic equipment", *Scientific and Technical Bulletin of the Volga Region*, vol. 5, pp. 229-231, 2018. DOI: 10.24153/2079-5920-2018-8-5-229-231
- [4] A.V. Trachuk and N.V. Linder, "Technologies of the distributed generation: empirical evaluations of the innovations acceptance", *Strategic Decisions and Risk Management*, vol. 1 (104), pp. 32-48, 2018. DOI: 10.17747/2078-8886-2018-1-32-48
- [5] D.A. Rossikhin, "On the issue of integrating renewable energy into distribution networks. Organizational and legal aspect and development prospects", *Energy of Unified Grid*, vol. 2, no. 69, pp. 56-63, 2023.
- [6] Order of the Government of the Russian Federation dated 06.09.2020 no. 1523-r "Ob Energeticheskoy strategii Rossii na period do 2035 g. [On the Energy Strategy of Russia for the period until 2035]" (in Russian).
- [7] S.A. Nekrasov and I.D. Grachev, "Vozobnovlyаемая энергетика: перспективы корректировки развития энергоснабжения в России [Renewable energy: prospects for adjusting the development of energy supply in Russia]", *Problemy Prognozirovaniya*, vol. 1, no. 178, pp. 99-109, 2020 (in Russian).
- [8] R.N. Shulga, "The distributed generation with use of RES as a part of the multiagency DC systems", *Ènergosbereženie i Vodopodgotovka*, vol. 5 (109), pp. 58-68, 2017.

- [9] A. A. Korolev, V. O. Bolonov, E. P. Oknin, V.N. Tulsy, M.A. Silaev, V.M. Korolev and K.V. Shish, "Outlook for power supply with application of DC technologies in 0,4-20 kV distribution networks", *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 6, no. 75, pp. 14-22, Nov.-Dec. 2022.
- [10] M. Laour, F. Akel, D. Bendib and M. Chikh, "Residential microgrid load management and optimal control in grid connected and islanded mode", in proc. *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Dec. 05-08, 2018, Rabat, Morocco, pp. 1-4. DOI: 10.1109/IRSEC.2018.8702847
- [11] X. Zhao, G. Yang, X. Bai, Z. Yang and G. Yang, "Construction of low voltage DC smart buildings with generation-storage-distribution-utilization", in proc. *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Dec. 23-25, 2021, Nanjing, China, pp. 2140-2143. DOI: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735638
- [12] D. Kumar, F. Zare and A. Ghosh, "DC microgrid technology: System architectures, ac grid interfaces, grounding schemes, power quality, communication networks, applications, and standardizations aspects", *IEEE Access*, vol. 5, pp. 12230-12256, 2017. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2705914
- [13] A.V. Domyshhev, E.A. Barakhtenko and P.V. Ilyushin, "Review of state-of-the-art approaches to the design of microgrid multi-agent control systems", *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 3, no. 78, pp. 46-56, May-June 2023.
- [14] W. Dalbon, M. Roscia and D. Zaninelli, "Hybrid photovoltaic system control for enhancing sustainable energy", in proc. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Jul. 21-25, 2002, Chicago, IL, USA, pp. 134-139. DOI: 10.1109/PESS.2002.1043198
- [15] E.G. Shehata, J. Thomas, R.M. Mostafa and M.A. Ghalib, "An Improved Droop Control for a Low Voltage DC Microgrid Operation", in proc. *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Dec. 18-20, 2018, Cairo, Egypt, pp. 850-855. DOI: 10.1109/MEPCON.2018.8635258
- [16] D. Chen, L. Xu and L. Yao, "DC voltage variation based autonomous control of DC microgrids", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 637-648, Apr. 2013. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2241083.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Андреевков Евгений Сергеевич, кандидат технических наук, доцент
Филиала «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске, г. Смоленск, Российская Федерация.

Evgeniy S. Andreenkov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Smolensk branch of «National Research University «MPEI», Smolensk, Russian Federation.

УДК 621.311.1

EDN UPVRVH

РАСЧЕТ СПЕКТРАЛЬНОГО СОСТАВА ТОКОВ ВЫПРЯМИТЕЛЯ ГЛАВНОГО ПРИВОДА ВОСЬМИФУТОВОГО ЛУЩИЛЬНОГО СТАНКА

В.В. ЧерепановORCID: 0009-0004-6940-2961 e-mail: cherepanov@vyatsu.ru

Вятский государственный университет

*Киров, Россия***А.К. Торопова**ORCID: 0000-0002-4450-7669 e-mail: usr22264@vyatsu.ru

Вятский государственный университет

Киров, Россия

Безаварийное функционирование электроприемников в системе электро-снабжения во многом определяется качеством электрической энергии. В настоящее время на фанерных предприятиях наблюдается тенденция увеличения доли силовых электронных устройств, входящих в состав различных электротехнологических установок. Это приводит к увеличению проблем, связанных с качеством электро-энергии. К числу агрегатов, оказывающих существенное отрицательное влияние на качество электроэнергии, относится и лущильный станок, применяемый при изготовлении фанеры. Объектом исследования является лущильный станок с главным приводом постоянного тока, оснащенный управляемым выпрямителем (УВ), генерирующим в электрическую сеть токи высших гармоник, которые отрицательно влияют на качество электрической энергии. Для анализа несинусоидального режима электрической сети необходимо иметь методику расчета этих токов. В настоящее время такая методика отсутствует. К трудностям ее создания относятся отсутствие сведений об углах управления α и коммутации γ выпрямителя и случайные колебания напряжения электрической сети. Цель работы – исследование и расчет спектрального состава токов, генерируемых выпрямителем главного привода восьмифутового лущильного станка при неполной информации о параметрах режима работы УВ и уровнях напряжения сети. Для достижения поставленной цели проведен эксперимент на современном фанерном предприятии, находящемся на территории Кировской области. В ходе исследования получены аналитические выражения для расчета амплитуд токов высших гармоник, генерируемых УВ лущильного станка при отсутствии информации об углах α и γ вентиляного преобразователя, для интервалов осреднения 200 мс, 10 мин., 30 мин. Полученные результаты позволяют оценить электромагнитную совместимость электрооборудования восьмифутового лущильного станка по показателю несинусоидальности кривой напряжения и могут быть использованы для решения ряда практических задач.

Ключевые слова: высшие гармоники, качество электрической энергии, лущильный станок, несинусоидальность, резкопеременная нагрузка.

Для цитирования: Черепанов В.В., Торопова А.К. Расчет спектрального состава токов выпрямителя главного привода восьмифутового лущильного станка // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 25-35. EDN UPVRVH

CALCULATING SPECTRAL COMPOSITION OF RECTIFIER CURRENTS OF EIGHT-FOOT VENEER PEELING MACHINE MAIN DRIVE

V.V. Cherepanov

ORCID: 0009-0004-6940-2961 e-mail: cherepanov@vyatsu.ru
Vyatka State University
Kirov, Russia

A.K. Toropova

ORCID: 0000-0002-4450-7669 e-mail: usr22264@vyatsu.ru
Vyatka State University
Kirov, Russia

Abstract. The trouble-free functioning of electrical receivers in the power supply system is largely determined by the quality of electrical energy. At present, there is a tendency at plywood enterprises to increase the share of power electronic devices that are part of various electrotechnological installations. This leads to an increase in problems related to the quality of electrical energy. The number of units that have a significant negative impact on the quality of electricity also includes a veneer peeling machine used in the manufacture of plywood. The main drive of the machine is a DC motor, so it is equipped with a valve converter that generates currents of higher harmonics into the electrical network, which negatively affects the quality of electrical energy. To analyze the non-sinusoidal mode of the electrical network, it is necessary to have a calculation method for currents of higher harmonics generated by the rectifier of the peeling machine. Now there is no such methodology. The difficulties of its creation include the lack of information about the control angles α and switching γ of the rectifier and random fluctuations in the voltage of the electrical network. The purpose of the work is to develop a methodology for calculating the modules of currents of higher harmonics generated by the rectifier of the main drive of the peeling machine with incomplete information about the parameters of the rectifier operating mode and network voltage levels. To achieve this goal, an experiment was conducted on a modern plywood enterprise located on the territory of the Kirov region. In the course of the study, analytical expressions were obtained for calculating the modules of the currents of higher harmonics generated by the straightening of the peeling machine in the absence of information about the angles α and γ of the valve converter for averaging intervals of 200 ms, 10 min., 30 min. The obtained mathematical models for calculating the spectral composition of the current modules of the higher harmonics of the rectifier make it possible to calculate the mode of higher harmonics in electrical networks of

plywood production to solve a number of practical problems.

Keywords: higher harmonics, electric power quality, veneer peeling machine, non-sinusoidal waveform, abruptly variable load.

For citation: V.V. Cherepanov and A.K. Toropova, “Calculating spectral composition of rectifier currents of eight-foot veneer peeling machine main drive”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 25-35, 2024. EDN UPVRVH

I. Введение

Качество электрической энергии (КЭЭ) – степень соответствия определенных характеристик электрической энергии (ЭЭ) в точках ее передачи от продавца к покупателю или показателей качества ЭЭ у потребителей, подключенных к электрическим сетям переменного тока различных классов напряжения с номинальной частотой, равной 50 Гц [1]. Одной из наиболее распространенных проблем, связанных с КЭЭ, является гармоническое загрязнение [2]. Наличие высших гармоник (ВГ) в системе электроснабжения (СЭС) может нарушить нормальную работу электронных систем управления и даже вызвать отключение, прерывание работы и повреждение электрооборудования, также приводящее к увеличению потерь у потребителя ЭЭ и снижающее производительность и эффективность предприятий [3-7].

Современные фанерные предприятия оснащаются установками, характеризующимися нелинейными и резкопеременными электрическими нагрузками, которые способны снижать КЭЭ и негативно воздействовать на элементы СЭС и на СЭС в целом [8]. Примером такой установки является лущильный станок (ЛС) для получения лущильного шпона. Главным приводом станка является двигатель постоянного тока (ДПТ). Для преобразования трехфазного переменного тока в постоянный станок оснащается УВ, который электрической сети является нелинейной нагрузкой и, соответственно, источником токов ВГ. Несинусоидальные токи выпрямителя, протекающие по элементам СЭС, искажают кривую напряжения сети, что приводит к негативным последствиям, перечисленным выше.

С 2013 г. в РФ действует ГОСТ 32144-2013, в котором утверждены показатели качества ЭЭ, относящиеся к несинусоидальности напряжения, и их нормы [9]. Следовательно, уже на стадии проектирования фанерных предприятий необходимо количественно оценивать уровень ВГ и анализировать спектральный состав токов, чтобы удовлетворить требования стандарта и избежать отрицательных воздействий ВГ. В связи с этим необходимо выполнять расчеты несинусоидального режима в сети фанерного предприятия и при необходимости применять организационные и технические мероприятия для снижения уровня ВГ [10, 11].

Известно, что электрическая нагрузка ЛС меняется случайным образом и носит резкопеременный характер. В процессе лущения случайными

являются амплитуда импульсов нагрузки, количество импульсов в цикле, продолжительность рабочего периода и холостого хода, амплитуды и фазы токов ВГ. Разложение кривых первичных токов в ряд Фурье показывает, что амплитуды и фазы ВГ токов зависят от углов коммутации γ и управления α вентильного преобразователя, а также уровней напряжения сети, подведенного к выпрямителю. Так как напряжение сети, от которой получает питание УВ, меняется случайным образом, и на стадии проектирования СЭС проектировщику неизвестны γ и α , воспользоваться известными формулами для расчета амплитуды и фазы ВГ невозможно. Чтобы минимизировать погрешность в расчетах и избежать применения упрощенных формул, дающих большие погрешности, необходимо получить аналитические выражения для расчета спектрального состава амплитуд токов ВГ выпрямителя при отсутствии сведений об углах γ и α и отсутствии сведений о напряжении сети.

II. Материалы и методы

В рамках исследования были использованы экспериментальные и теоретические методы.

Для проведения экспериментального исследования было выбрано современное предприятие по производству фанеры, действующее с 2017 г. Объектом экспериментального исследования выступает восьмифутовый лущильный станок фирмы *Raute* с главным приводом на базе ДПТ фирмы *Siemens*, серии 1GG6, мощностью 154 кВт и ВП *Sinamics DCM* фирмы *Siemens*. Эксперимент длился одни сутки и был проведен в реальных условиях работы ЛС.

Для измерения и регистрации токов ВГ применялся анализатор КЭЭ фирмы *Sonel PQM-701*, поверенный согласно ГОСТ Р 8.656-2009 и прошедший сертификацию.

Измерения производились с шагом квантования 200 мс и 10 мин:

- интервал осреднения 200 мс позволяет определить пиковые значения гармонических составляющих тока;
- интервал осреднения 10 мин. необходим по требованиям ГОСТ 32144-2013 для оценки соответствия ПКЭ установленным стандартам и для расчета параметров электрической нагрузки на 30-минутном интервале осреднения.

На основании полученных экспериментальных данных построены зависимости амплитуд токов ВГ I_n от амплитуды тока первой гармоники I_1 на интервалах осреднения 200 мс, 10 мин., 30 мин. $I_n = f(I_1)$. Так как зависимости, построенные для канонических гармоник – 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, имеет аналогичный вид, то в качестве примера представлена зависимость $I_{11} = f(I_1)$ на различных интервалах осреднения (рис. 1).

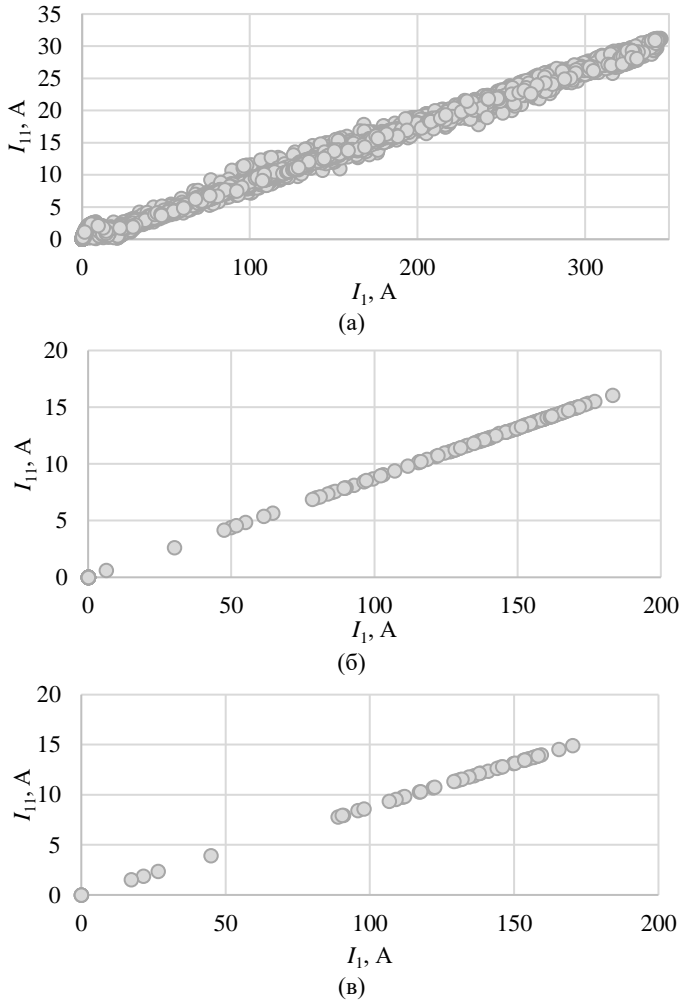


Рис. 1. Зависимость I_{11} от I_1 на интервале осреднения:
(а) 200 мс; (б) 10 мин; (в) 30 мин

Fig. 1. Dependence of I_{11} on I_1 on the averaging interval:
(a) 200 ms; (b) 10 min; (в) 30 min

Для того, чтобы воспроизвести зависимость I_n от I_1 , полученную на основе экспериментальных данных, без значительного «разброса», т.е. без случайных отклонений от видимой общей закономерности, был применен метод наименьших квадратов. Этот метод дает возможность при заданном

типе зависимости $I_n = f(I_1)$ так выбрать ее числовые параметры, чтобы кривая $I_n = f(I_1)$ в известном смысле наилучшим образом отражала экспериментальные данные. Суть данного метода сводится к тому, чтобы сумма квадратов отклонений экспериментальных точек от сглаживающей кривой обраталась в минимум.

III. Результаты

В данном исследовании установлено, что зависимость $I_n = f(I_1)$ на различных интервалах осреднения для 7, 11, 17, 23 гармоник и для интервала осреднения 10 мин. и 30 мин. для 5, 13, 19, 25 гармоник может быть описана линейной функцией, имеющей следующий вид:

$$I_n = a \cdot I_1. \quad (1)$$

В качестве примера представлена зависимость $I_{11} = f(I_1)$ на интервале осреднения 200 мс, описанная функцией $I_{11} = 0,0878 \cdot I_1$ (рис. 2).

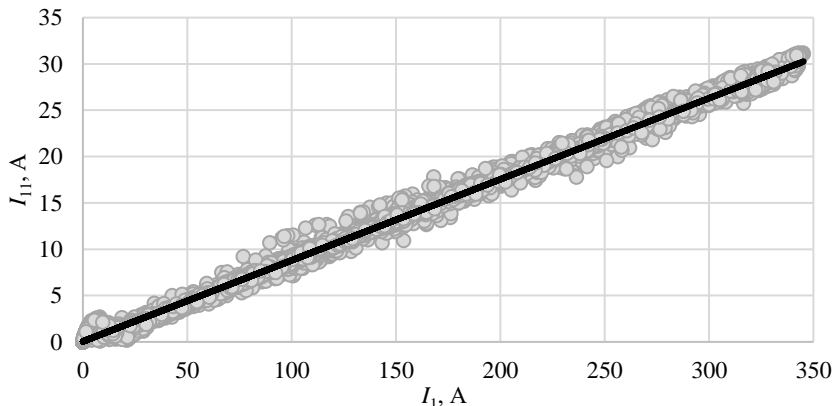


Рис. 2. Линейная аппроксимация зависимости I_{11} от I_1 на интервале осреднения 200 мс

Fig. 2. Linear approximation of the dependence of I_{11} on I_1 at an averaging interval of 200 ms

Для гармоник 5, 13, 19, 25 зависимость $I_n = f(I_1)$ на интервале осреднения 200 мс может быть описана кусочной функцией, состоящей из двух прямых:

$$\begin{aligned} I_n &= a \cdot I_1 \pm b \text{ при } I_1 \geq z; \\ I_n &= c \cdot I_1 \text{ при } I_1 < z, \end{aligned} \quad (2)$$

где z – значение тока I_1 на пересечении двух прямых линий, А.

В качестве примера представлена зависимость $I_{25} = f(I_1)$ на интервале осреднения 200 мс, описанная кусочной функцией: $I_{25} = 0,035 \cdot I_1 - 1,5$, при $I_1 \geq 59,9$ и $I_{25} = 0,01 \cdot I_1$, при $I_1 < 59,9$ (рис. 3).

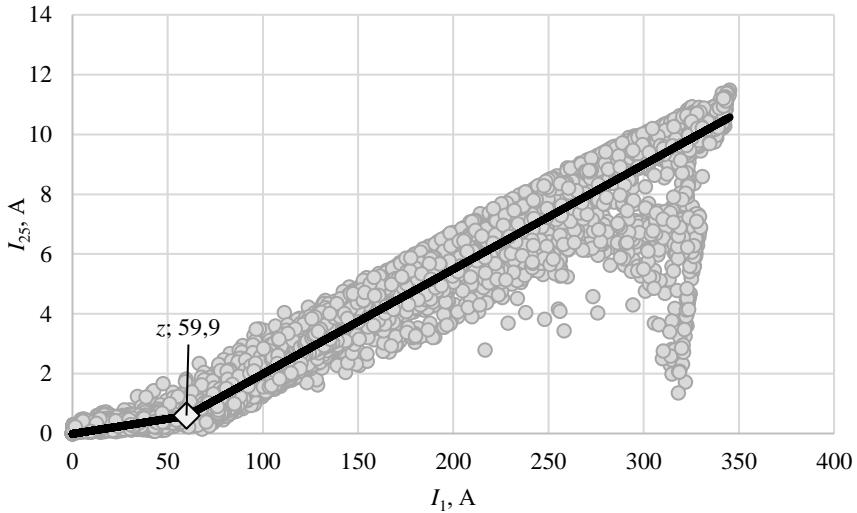


Рис. 3. Аппроксимация зависимости I_{25} от I_1 на интервале осреднения 200 мс

Fig. 3. Approximation of the dependence of I_{25} on I_1 at an averaging interval of 200 ms

Аналогично получены зависимости для канонических гармоник – 5, 7, 13, 17, 19, 23.

Для каждой канонической гармоники на различных интервалах осреднения получены коэффициенты a , b и c для (1), (2) и значение величины z , которые приведены в табл. 1.

После определения зависимостей был произведен расчет математического ожидания и среднеквадратичного отклонения по каждой гармонике и сравнение полученных значений с экспериментальными, путем расчета погрешности:

$$\Delta = 100 - \frac{\mathcal{E} \cdot 100}{P}, \quad (3)$$

где \mathcal{E} – значение параметра, определенное по результатам эксперимента; P – значение параметра, рассчитанное по полученным зависимостям с учетом коэффициентов a , b и c .

Таблица 1.
Значения a , b , c и z

Table 1.
Coefficient values a , b , c and z

Номер гармоники	Коэффициенты a , b и c и величина z на интервале осреднения					
	200 мс				10 мин	30 мин
	a	b	c	z	a	a
5	0,2088	8,1	0,58	21,8	0,2470	0,2470
7	0,0950		–		0,0950	0,0950
11	0,0878		–		0,0878	0,0878
13	0,0700	-3,0	0,03	75,0	0,0563	0,0560
17	0,0537		–		0,0538	0,0537
19	0,0480	-2,0	0,02	71,4	0,0389	0,0387
23	0,0372		–		0,0372	0,0372
25	0,0350	-1,5	0,60	59,9	0,0289	0,0288

Погрешность вычисления математического ожидания и среднеквадратичного отклонения ВГ тока по (1) и (2) в основном лежат в пределах от 0,007 до 9,868 %, не превышая во всех случаях 10 %, что свидетельствует о достаточно высокой точности полученных аналитических выражений для расчета высших гармоник тока, генерируемых выпрямителем ЛС. Таким образом, полученные выражения рекомендуется использовать для расчета несинусоидального режима электрической сети фанерных производств, в которых применяются восьмифутовые лущильные станки с ДПТ и УВ.

IV. Заключение

Расчет амплитудного спектра сетевого тока выпрямителя ЛС невозможно выполнить по известным в литературе выражениям из-за отсутствия сведений об углах управления, коммутации, уровне напряжения сети и случайном характере изменения амплитуд ВГ.

На основании выполненных экспериментальных исследований на современном действующем фанерном производстве установлена связь между амплитудами канонических гармоник тока выпрямителя ЛС и амплитудой тока первой гармоники.

Полученные аналитические выражения для определения амплитуд токов канонических гармоник рекомендуется использовать при расчете несинусоидального режима в СЭС фанерного производства и решении инженерных задач таких как: определение загрузки батарей конденсаторов токами ВГ, определении пиковых токов для выбора автоматических выключателей и оценке влияния ВГ на работу других потребителей.

Результаты исследования рекомендуется использовать для восьми-

футовых лущильных станков с ДПТ и УВ. Возможность применения полученных результатов для других станков с другим типом привода требует дополнительных исследований.

© Черепанов В.В., 2024

© Торопова А.К., 2024

Поступила в редакцию 25.11.2023

Принята к публикации 12.12.2023

Received 25.11.2023

Approved 12.12.2023

Библиографический список

- [1] Семенов А.С., Бондарев В.А., Заголило С.А. Контроль качества электроэнергии и анализ полученных результатов при измерении напряжения // *Фундаментальные исследования*. 2017. № 9 (1). С. 86-92. DOI: 10.17513/fr.41709 2017 9 86
- [2] Dirik H., Duran I.U., Gezegin C. A Computation and Metering Method for Harmonic Emissions of Individual Consumers // *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2018. № 68 (2). P. 412-420. DOI: 10.1109/tim.2018.2843538
- [3] Liu H., Niu J. Study on the influence of nonlinear load on complex power grid structure // *2021 5th Asian Conference on Artificial Intelligence Technology (ACAIT)*, Oct 29-31, 2021, Haikou, China: IEEE, 2021. P. 455-459. DOI: 10.1109/acait53529.2021.9730888
- [4] Hu Z., Han Y., Zalhaf A.S., Zhou S., Jonsen J., Yang P. Harmonic sources modeling and characterization in modern power systems: a comprehensive overview // *Electric Power Systems Research*. 2023. № 218. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109234
- [5] Bottura F.B., Oleskovicz M., Le T.D., Petit M. Optimal positioning of power quality meters for monitoring potential conditions of harmonic resonances in a MV distribution system // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2019. № 34 (5). P. 1885-1897. DOI: 10.1109/tpwr.2019.2923365
- [6] Donohue P.M., Islam S. The effect of nonsinusoidal current waveforms on electro-mechanical and solid-state overcurrent relay operation // *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2010. № 46 (6). P. 2127-2133. DOI: 10.1109/tia.2010.2070054
- [7] Ding Y., Lihakanga R., Correia R., Goussetis G., Carvalho N.B. Harmonic suppression in frequency shifted backscatter communications // *IEEE Open Journal of the Communications Society*. 2020. № 1. P. 990-999. DOI: 10.1109/ojcoms.2020.3011520
- [8] Бакшаева Н.С., Вальц И.А. Анализ колебаний напряжения в системах электро-снабжения с потребителями с резкопеременной нагрузкой // *Проблемы региональной энергетики*. 2019. № 3 (44). С. 1-16. DOI: 10.5281/zenodo.3562179
- [9] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электро-снабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

- [10] Вендин С.В., Килин С.В., Соловьев С.В. Оценка эффективности мероприятий по снижению несимметрии и несинусоидальности в распределительных сетях 0,4-10 кВ // Инновации в АПК: проблемы и перспективы. 2018. № 2 (18). С. 3-19.
- [11] Самохин В.И., Самохин Д.В., Сухоставский И.В., Бабкин Е.Е. Основные направления энергосбережения на предприятиях и оборудование, используемое для энергосбережения // Электронные информационные системы. 2020. № 1 (24). С. 63-76.

References

- [1] A.S. Semenov, V.A. Bondarev and S.A. Zagolilo, "Quality control of electricity and analysis the obtained results in measuring voltage", *Fundamental research*. vol. 9, no. 1, pp. 86-92, Sep. 2017. DOI: 10.17513/fr.41709 2017 9 86
- [2] H. Dirik, İ.U. Duran and C. Gezeğin, "A Computation and Metering Method for Harmonic Emissions of Individual Consumers", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 68, no. 2, pp. 412-420, Jun. 2018. DOI: 10.1109/tim.2018.2843538
- [3] H. Liu and J. Niu, "Study on the influence of nonlinear load on complex power grid structure", in proc. *2021 5th Asian Conference on Artificial Intelligence Technology (ACAIT)*, Oct 29-31, 2021, Haikou, China, pp. 455-459. DOI: 10.1109/acait53529.2021.9730888
- [4] Z. Hu, Y. Han, A.S. Zalhaf, S. Zhou, J. Jonsen and P. Yang, "Harmonic sources modeling and characterization in modern power systems: a comprehensive overview", *Electric Power Systems Research*, vol. 218, May 2023. DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109234
- [5] F.B. Bottura, M. Oleskovicz, T.D. Le and M. Petit, "Optimal positioning of power quality meters for monitoring potential conditions of harmonic resonances in a MV distribution system", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 5, pp. 1885-1897, Oct. 2019. DOI: 10.1109/tpwr.2019.2923365
- [6] P.M. Donohue and S. Islam, "The effect of nonsinusoidal current waveforms on electromechanical and solid-state overcurrent relay operation", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 6, pp. 2127-2133, Nov.-Dec. 2010. DOI: 10.1109/tia.2010.2070054
- [7] Y. Ding, R. Lihakanga, R. Correia, G. Goussetis and N.B. Carvalho, "Harmonic suppression in frequency shifted backscatter communications", *IEEE Open Journal of the Communications Society*, vol. 1, pp. 990-999, Jul. 2020. DOI: 10.1109/ojcoms.2020.3011520
- [8] N.S. Bakshaeva, and I.A. Walz, "Analysis of voltage fluctuations in power supply systems with consumers with the rapidly changing load", *Problems of the Regional Energetics*, vol. 44, no. 3, pp. 1-16, 2019. DOI: 10.5281/zenodo.3562179
- [9] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [10] S.V. Vendin, S.V. Kilin and S.V. Solovev, "Evaluation of efficiency of measures to reduce nonmmetry and noninusuality in distribution networks 0,4-10 kv", *Innovations in Agricultural Complex: problems and perspectives*, vol. 18, no. 2, pp. 3-19, 2018.

- [11] V.I. Samokhin, D.V. Samokhin, I.V. Sukhostavskiy and Ye.Ye. Babkin, “Main areas of power saving at enterprises and equipment utilized for power saving”, *Electronic information systems*, vol. 24, no. 1, pp. 63-76, 2020.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепанов Вячеслав Васильевич, доктор технических наук, профессор Вятского государственного университета, г. Киров, Российская Федерация.

Торопова Анна Константиновна, аспирант, старший преподаватель Вятского государственного университета, г. Киров, Российская Федерация.

Vyacheslav V. Cherepanov, D. Sci. (Eng.), professor of the Vyatka State University, Kirov, Russian Federation.

Anna K. Toropova, postgraduate student, senior lecturer of the Vyatka State University, Kirov, Russian Federation.

УДК 621.313.333

EDN CXTRXJ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ПУСКА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ОТ СУДОВОЙ СЕТИ

С.В. Попов

ORCID: 0009-0004-5274-2783 e-mail: yaporov3@ya.ru
Волжский государственный университет водного транспорта
Нижний Новгород, Россия

О.А. Бурмакин

ORCID: 0009-0003-4405-7674 e-mail: boa_71@mail.ru
Волжский государственный университет водного транспорта
Нижний Новгород, Россия

В.В. Гуляев

ORCID: 0009-0003-0092-8394 e-mail: eovt@mail.ru
Волжский государственный университет водного транспорта
Нижний Новгород, Россия

Рассмотрена проблема выбора мощности согласующего трансформатора при осуществлении трансформаторного пуска асинхронного электродвигателя (АД) от судовой сети. Предложена разработанная модель АД с параметрами реальной машины и проведен сравнительный анализ полученных при моделировании результатов. Приведена модель трансформаторного пуска АД от судовой сети и полученные при моделировании диаграммы основных параметров. Выполнен анализ переходных процессов при различных условиях пуска. Определены факторы, влияющие на переходные процессы разгона АД и на качество напряжения судовой сети. Сделаны выводы и даны рекомендации для усовершенствования модели с целью повышения точности моделирования.

Ключевые слова: судовая сеть, трансформаторный пуск, асинхронный электродвигатель, переходные процессы, схема моделирования.

Для цитирования: Попов С.В., Бурмакин О.А., Гуляев В.В. Моделирование трансформаторного пуска асинхронного двигателя от судовой сети // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 36-45. EDN CXTRXJ

SIMULATION OF TRANSFORMER START-UP OF ASYNCHRONOUS MOTOR FROM SHIP'S NETWORK

S.V. Popov

ORCID: 0009-0004-5274-2783 e-mail: yaporov3@ya.ru
Volga State University of Water Transport
Nizhny Novgorod, Russia

O.A. BurmakinORCID: **0009-0003-4405-7674** e-mail: **boa_71@mail.ru**Volga State University of Water Transport
*Nizhny Novgorod, Russia***V.V. Gulyaev**ORCID: **0009-0003-0092-8394** e-mail: **eovt@mail.ru**Volga State University of Water Transport
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The problem of choosing the power of a matching transformer when implementing transformer start-up of an asynchronous electric motor (AEM) from the ship network is considered. The developed model of AEM with the parameters of a real machine is proposed and a comparative analysis of the results obtained during modeling is carried out. The model of the transformer start-up of the AEM from the ship's network and the diagrams of the main parameters obtained during modeling are presented. The analysis of transient processes under various start-up conditions is carried out. The factors influencing the transient processes of AEM acceleration and the quality of the voltage of the ship's network are determined. Conclusions are drawn and recommendations are given for improving the model in order to increase the accuracy of modeling.

Keywords: ship network, transformer start-up, asynchronous electric motor, transients, simulation scheme.

For citation: S.V. Popov, O.A. Burmakin and V.V. Gulyaev, "Simulation of transformer start-up of asynchronous motor from ship's network", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 36-45, 2024. EDN CXTRXJ

I. Введение

При проектировании судовой системы электроснабжения необходимо учитывать как номинальную мощность установленного электрооборудования, так и режимы его работы [1]. К ним относятся: пусковые процессы, наброс и сброс нагрузки, стоянка под током и кратковременная перегрузка [2]. Кроме того, возникают проблемы выбора оборудования (палубных механизмов с электроприводом) с необходимой установленной мощностью из стандартного ряда мощностей, предлагаемых производством [3]. В некоторых случаях возникает вопрос подбора оборудования путем использования схожего по мощности оборудования из стандартного ряда, но с другим номинальным напряжением [4]. Для согласования величин напряжения проще всего использовать понижающий или повышающий (в зависимости от задачи) трансформатор [5]. Поскольку вопросы выбора согласующего трансформатора периодически возникают среди проектантов, задача определения параметров, схемы включения его обмоток с учетом режима работы электропривода, является актуальной [6].

II. Цель и задачи исследования

Наиболее простым способом исследования является моделирование, позволяющее получать диаграммы переходных процессов механических и электрических параметров системы. За базу модели был взят короткозамкнутый асинхронный трехфазный электродвигатель (АД) стандартной мощности 5,0 кВт с номинальным напряжением 380 В, для которого были рассчитаны активные и индуктивные сопротивления обмоток [7]. На рис. 1 приведена схема модели прямого пуска электродвигателя от сети бесконечной мощности, собранная в прикладном пакете *Matlab Simulink* [8]. Модель включает в себя трехфазный источник переменного тока *Three-Phase Programmable Voltage Source*, трехфазный выключатель *Three-Phase Breaker1*, сопротивление линии питания *R1*, электродвигатель *Asynchronous Machine SI Units* с возможностью задания нагрузки (вход *Tm*) в определенный момент времени, задаваемое блоком *Step2*.

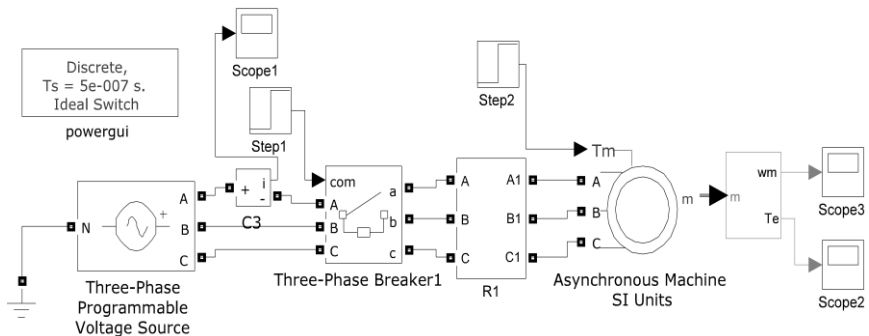


Рис. 1. Схема модели прямого пуска асинхронного двигателя от трехфазного источника большой мощности

Fig. 1. Diagram of a model of direct start of an asynchronous motor from a three-phase high-power source

III. Результаты исследования

В модель АД были введены расчетные параметры. Результаты моделирования прямого пуска двигателя приведены на рис. 2. На рис. 2а показана диаграмма изменения момента электродвигателя, который запустился в момент времени $t = 0,1$ с. Когда наступил установившийся режим работы электродвигателя на холостом ходу ($t = 1$ с), была приложена номинальная нагрузка ($t = 2,5$ с), и двигатель создал момент на валу, близкий к номинальному ($M_{ном} = 33,7$ Н·м). На рис. 2б приведена диаграмма изменения линейного тока одной фазы обмотки статора. Исходя из диаграммы, можно опре-

делить, что максимальное значение тока: при пуске составляет 130 А, холостого хода – 3 А, а установившегося при работе двигателя с нагрузкой – 12 А. Рис. 2в показывает изменение скорости двигателя, где время разгона двигателя до холостой частоты оборотов составляет 0,8 с, а время переходного процесса при набросе нагрузки 0,25 с. В соответствии с рис. 4 АД выходит на скорость холостого хода, а при подключении номинальной нагрузки – на номинальную скорость 152,7 рад/с.

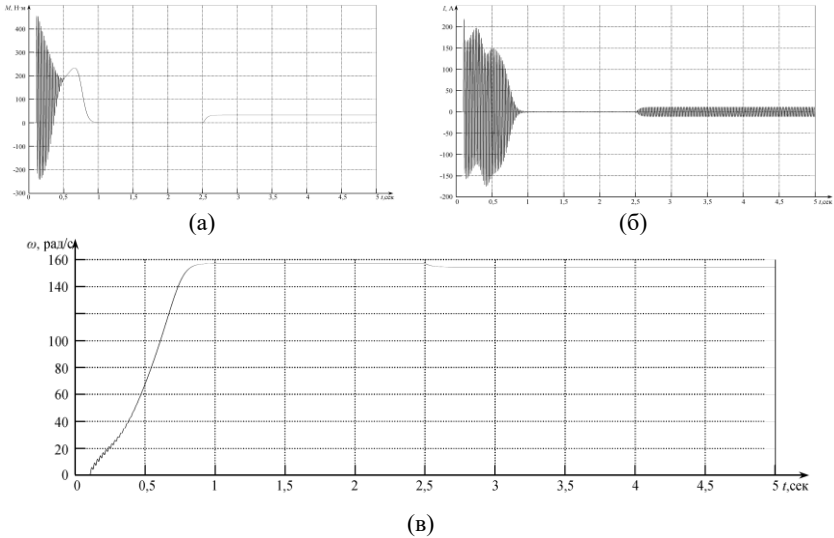


Рис. 2. Диаграммы изменения момента (а), тока (б) и скорости вращения (в) электродвигателя при прямом пуске

Fig. 2. Electric motor torque (a), current (b) and rotation speed (в) during direct start

В результате анализа переходных процессов можно сделать вывод, что модель АД адекватна, а значения пускового тока и момента соответствуют паспортным данным для этого электродвигателя. С целью определения оптимальных параметров трансформатора на базе модели АД была составлена модель трансформаторного пуска АД от судовой сети [5, 6]. На рис. 3 показана схема модели, которая состоит из: *Synchronous Machine* – генератора, *LLoad1* – активно-реактивной судовой нагрузки на генератор, *Three-Phase Transformer (Two Windings)* – трансформатора, *Asynchronous Machine* – асинхронного двигателя и *Three-Phase Breaker* – выключателей. Генератор мощностью 60 кВА имеет систему возбуждения и приводной двигатель, параметры которых задаются в зависимости от мощности дизель-генератора. Выключатели нагрузки получают сигнал на включение от

блоков Step, имеющих каждый свою уставку времени. По окончании процесса возбуждения генератора к нему подключается судовая нагрузка с полной мощностью 30 кВА и $\cos\phi = 0,8$.

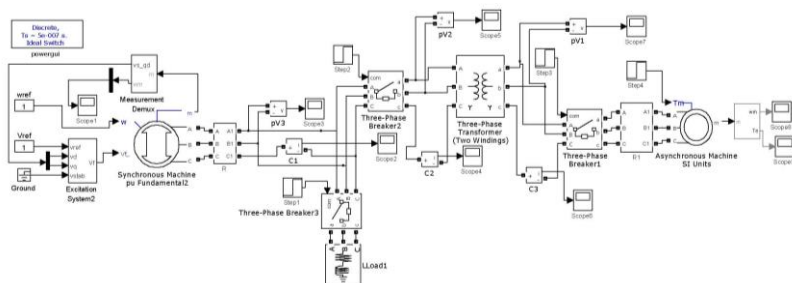


Рис. 3. Схема модели пуска асинхронного двигателя трансформаторным методом от нагруженного синхронного генератора

Fig. 3. Diagram of a model for starting an asynchronous motor by transformer method from a loaded synchronous generator

Впоследствии к загруженному генератору подключается трансформатор, работающий на холостом ходу. Мощность трансформатора составляет 17 % от мощности генератора, что примерно в два раза больше мощности электродвигателя АД палубного механизма, например, якорной лебедки ($P = 5$ кВт). Соотношения мощностей генератора и АД берутся приближенными, исходя из статистических данных для судов малого водоизмещения. После завершения переходных процессов, возникающих при пуске трансформатора, подключается АД, и уже после процесса разгона и выхода двигателя на скорость холостого хода подключается нагрузка. Диаграммы переходных процессов для последовательного подключения нагрузки, трансформатора и электродвигателя представлены на рис. 4 и 5.

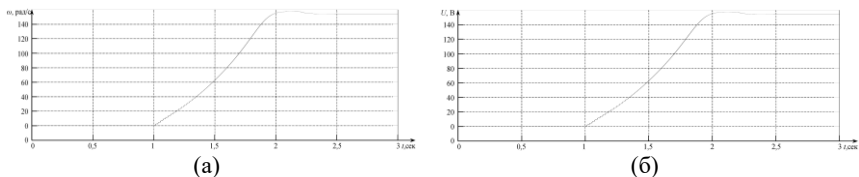


Рис. 4. Диаграммы изменения скорости вращения электродвигателя (а) и напряжения генератора (б) при последовательном подключении элементов схемы

Fig. 4. Electric motor rotation speed (a) and generator voltage (b) with series connected elements

Рис. 4а показывает разгон электродвигателя до скорости холостого хода ($\omega = 157$ рад/с) с последующим подключением номинальной нагрузки ($t = 2$ с). При этом скорость уменьшилась до номинального значения ($\omega_{\text{ном}} = 152,7$ рад/с). Для оценки влияния нагрузки на генератор на рис. 4б приведена диаграмма переходных процессов его напряжения. После возбуждения генератора к нему последовательно подключаются: активно-индуктивная нагрузка ($t = 0,1$ с), трансформатор ($t = 0,3$ с), электродвигатель ($t = 0,5$ с) и нагрузка на электродвигатель ($t = 2,0$ с). Каждое подключение сопровождается провалом напряжения генератора с наибольшим значением $\Delta U = 34$ В.

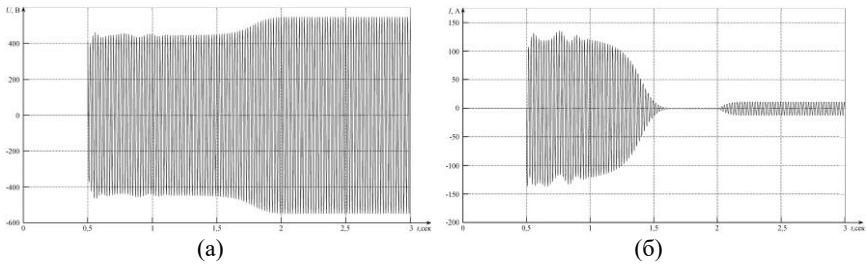


Рис. 5. Диаграммы изменения напряжения (а) и тока (б) на электродвигателе

Fig. 5. Electric motor voltage (a) and current (b)

На рис. 5а показано изменение линейного напряжения электродвигателя. При запуске электродвигателя, подключенного к вторичной обмотке трансформатора, возникает значительный провал напряжения – около 13,5 % от номинального значения. Поскольку трансформатор имеет внешнюю характеристику с наклоном 2,75 %, при пусковых значениях тока электродвигателя трансформатор входит в кратковременный режим перегрузки, значит, падение напряжения будет более 14 %. Это неизбежно приводит к затягиванию процесса его разгона. Из диаграммы рис. 5б видно, что ток электродвигателя достигает номинального по истечении 1,1 с после пуска. С целью определения влияния процесса пуска трансформатора на разгон электродвигателя АД была изменена последовательность подключения – сначала подключается АД без нагрузки к трансформатору, а после трансформатор к заранее нагруженному генератору. Диаграммы переходных процессов при этом показаны на рис. 6. Процесс разгона электродвигателя до скорости холостого (рис. 6а) составляет чуть более 1 с, а при набросе нагрузки скорость вращения снижается до номинальной. Для наблюдения за процессом изменения напряжения судовой сети было выполнено моделирование при подключении трансформатора и электродвигателя с нагрузкой на заранее нагруженный генератор. На рис. 7а показано, что переходный процесс, вызванный подключением трансформатора, продолжается в

течение 1,0 с. На рис. 7в показан разгон электродвигателя с нагрузкой, который достигает номинального значения скорости за 1,5 с. Переходный процесс напряжения генератора (рис. 7б) при этом практически повторяет диаграмму на рис. 4б, где провал напряжения составляет 11 % от номинального значения. Время переходного процесса составляет 1,5 с.

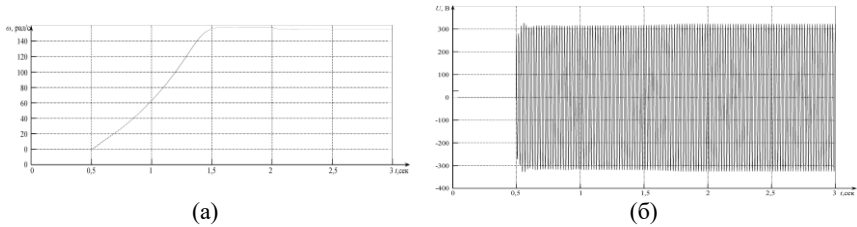


Рис. 6. Диаграммы изменения скорости вращения электродвигателя (а) и напряжения на первичной обмотке (б) трансформатора при включении трансформатора с подключенным электродвигателем без нагрузки

Fig. 6. Electric motor rotation speed (a) and voltage on the transformer primary winding (b) when the transformer is switched on with the connected electric motor without load

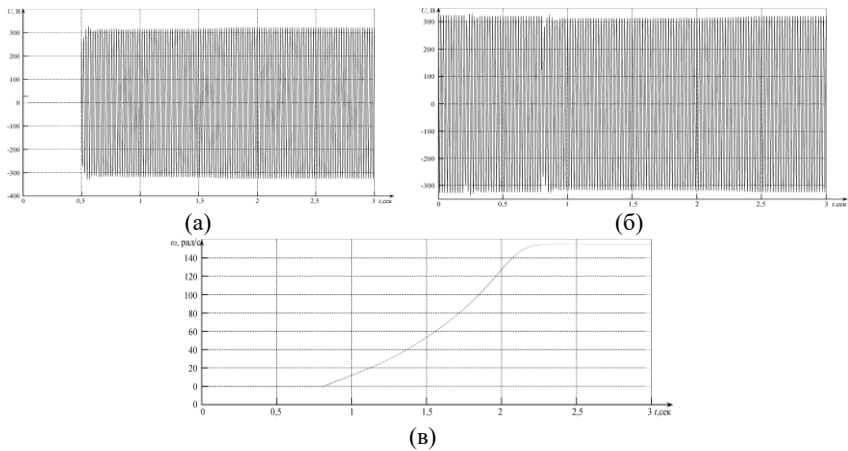


Рис. 7. Диаграммы изменения напряжения на первичной обмотке трансформатора (а), напряжения генератора (б) и скорости вращения электродвигателя (в) при включении трансформатора с подключенным электродвигателем с нагрузкой

Fig. 7. Voltage on the transformer primary winding (a), generator voltage and electric motor rotation speed when the transformer is switched on with a connected electric motor with a load

IV. Заключение

Исследования трансформаторного пуска электродвигателя методом моделирования показали влияние последовательности включения элементов схемы на качество переходных процессов, а главное, на время разгона электродвигателя [9]. В зависимости от соотношения мощностей электродвигателя, трансформатора и генератора судовой электростанции параметры переходных процессов будут меняться, а значит, в процессе моделирования возможно определить оптимальные параметры электрооборудования для выполнения пуска АД с минимальным воздействием на напряжение судовой сети [10]. Модель не учитывает изменение частоты напряжения при подключении электрической нагрузки к генератору, что неизбежно возникает в реальных судовых установках. В перспективе предложенная модель может быть расширена путем введения звеньев, учитывающих процессы судовой электростанции.

© Попов С.В., 2024

© Бурмакин О.А., 2024

© Гуляев В.В., 2024

Поступила в редакцию 29.06.2023

Принята к публикации 22.08.2023

Received 29.06.2023

Approved 22.08.2023

Библиографический список

- [1] Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. 7-е изд. М.: Форум, 2023. – 400 с.
- [2] Петушков М.Ю. Исследование трансформаторного пускового устройства асинхронных двигателей // Фундаментальные исследования. 2011. № 12-3. С. 584-586.
- [3] Кацман М.М. Электрические машины. Справочник. М.: КНОРУС, 2023. – 480 с.
- [4] Кобозев В.А. Электрические машины. М.: Инфра-Инженерия, 2022. – 480 с.
- [5] Маклиман В. Проектирование трансформаторов и дросселей. М.: ДМК, 2021. – 476 с.
- [6] Копылов И.П. Электрические машины. М.: Юрайт, 2024. – 268 с.
- [7] Герман-Галкин С.Г. Matlab & Simulink. Проектирование мехатронных систем на ПК. М.: Корона-МГ, 2020. – 368 с.
- [8] Попов С.В., Гуляев В.В. Имитационная модель трансформатора для пуска асинхронного двигателя, Свид. прогр. для ЭВМ № 2019617390; опубли. 06.06.19.
- [9] Малышев Ю.С., Бурмакин О.А., Попов С.В. Имитационная модель пусковой установки по системе трансформатор-асинхронный двигатель для якорно-швартовных механизмов // Транспорт. Горизонты развития. 2022: Мат. Межд. научно-практ. форума. ФГБОУ ВО «ВГУВТ». 2022. С. 30.

- [10] Малышев Ю.С., Бурмакин О.А., Попов С.В. Имитационная модель пусковой установки по системе трансформатор-асинхронный двигатель от судовой электростанции // Транспорт. Горизонты развития. 2022: Мат. Межд. научно-практ. форума. ФГБОУ ВО «ВГУВТ». 2022. С.31.

References

- [1] U.D. Sibikin and M.U. Sibikin, *Spravochnik po ekpluatacii electroustanovok promyshlennyh predpriyatiy [Handbook on the operation of electrical installations of industrial enterprises]*, 7th ed. Moscow: Forum, 2023 (in Russian).
- [2] M.U. Petushkov, “Investigation of transformer starter of induction motors”, *Fundamental research*, no. 12-3, pp. 584-586, 2011.
- [3] M.M. Kacman, *Electrichekieskie mashiny. Spravochnik [Electric machines. Reference book]*. Moscow: KnoRus, 2023 (in Russian).
- [8] V.A. Kobozev, *Electrichekieskie mashiny [Electric machines]*. Moscow: Infra-Engeneriya, 2022 (in Russian).
- [9] V. Mackliman, *Proektirovanie transformatorov i drossley [Design of transformers and chokes]*. Moscow: DMK, 2021 (in Russian).
- [10] I.P. Kopylov, *Electrichekieskie mashiny [Electric machines]*. Moscow: Urait, 2024 (in Russian).
- [4] S.G. German-Galkin, *Matlab & Simulink. Proektirovanie mehatronnyh system na PC [Matlab & Simulink. Designing mechatronic systems on a PC]*. Moscow: Korona-MG, 2020 (in Russian).
- [5] S.V. Popov and V.V. Gulyaev, “Imitacionnaya model’ transformatora dlya puska asinhronnogo dvigatelya [Simulation model of a transformer for starting an asynchronous motor]”, Patent RU 2019617390, June 06, 2019 (in Russian).
- [6] U.S. Malyshev, O.A. Burvakin and S.V. Popov, “Imitacionnaya model’ puskovoy ustanovri po sisteme transformator-asinhronniy gvigatel’ dlya yakorno-shvartovnyh mehanizmov [Simulation model of the launcher according to the transformer-asynchronous motor system for anchor-mooring mechanisms]”, in proc. conf. “Transport. Gorizonty razvitiya [Transport. Development horizons]”, May 14-15, 2022, Nizhny Novgorod, Russia, pp. 31-32 (in Russian).
- [7] U.S. Malyshev, O.A. Burvakin, S.V. Popov, “Imitacionnaya model’ puskovoy ustanovri po sisteme transformator-asinhronniy gvigatel’ ot sudovoy electrostancii [Simulation model of a launcher based on a transformer-asynchronous motor system from a ship’s power plant] in proc. conf. “Transport. Gorizonty razvitiya [Transport. Development horizons]”, May 14-15, 2022, Nizhny Novgorod, Russia, pp. 32-33 (in Russian).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

Попов Сергей Васильевич, кандидат технических наук, доцент Волжского государственного университета водного транспорта, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Sergey V. Popov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Volga State University of Water Transport, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

Бурмакин Олег Анатольевич, кандидат технических наук, доцент Волжского государственного университета водного транспорта, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Oleg A. Burmakin, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Volga State University of Water Transport, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

Гуляев Владимир Викторович, кандидат технических наук, доцент Волжского государственного университета водного транспорта, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Vladimir V. Gulyaev, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Volga State University of Water Transport, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

КОНТРОЛЬНЫЕ КАРТЫ ПРИ МОНИТОРИНГЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

А.Н. Фитасов

ORCID: **0009-000-4182-589X** e-mail: **t7ce@yandex.ru**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

С.А. Петрицкий

ORCID: **0009-0002-6267-7036** e-mail: **sa540@mail.ru**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

А.М. Мамонов

ORCID: **0009-0002-8513-2602** e-mail: **mam800@mail.ru**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

Приведены результаты исследования статистического метода контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на примере контрольных карт Шухарта. Использование метода в системах мониторинга ПКЭ позволяет выполнить оценку динамики изменения показателей во времени и обеспечить оптимизацию процесса путем перехода от постоянного мониторинга ПКЭ к их периодическому выборочному контролю. Приводится пример применения X и R карт Шухарта в процессе обследования объектов систем электроснабжения нефтяной промышленности.

Ключевые слова: выборочный контроль, качество электроэнергии, контрольные карты, мониторинг.

Для цитирования: Фитасов А.Н., Петрицкий С.А., Мамонов А.М. Контрольные карты при мониторинге качества электрической энергии в системах промышленного электроснабжения // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 46-57. EDN SWYQNF

CONTROL CHARTS FOR POWER QUALITY MONITORING IN INDUSTRIAL POWER SUPPLY SYSTEMS

A.N. Fitasov

ORCID: **0009-000-4182-589X** e-mail: **t7ce@yandex.ru**

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

S.A. Petritsky

ORCID: **0009-0002-6267-7036** e-mail: **sa540@mail.ru**

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

A.M. Mamonov

ORCID: **0009-0002-8513-2602** e-mail: **mam800@mail.ru**

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

Abstract. The article presents the results of a study of a statistical method for monitoring power quality indicators using the example of Shewhart control charts. The use of the method in power quality indicators monitoring systems makes it possible to assess the dynamics of changes in indicators over time and ensure process optimization by moving from constant monitoring of power quality indicators to their periodic selective control. The article provides an example of the use of Shewhart's X and R maps in the process of examining objects of power supply systems in the oil industry.

Key words: power quality, monitoring, control charts, selective control.

For citation: A.N. Fitasov, S.A. Petritsky and A.M. Mamonov, "Control charts for monitoring the quality of electrical energy in industrial power supply systems", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 46-57, 2024. EDN SWYQNF

I. Введение

Обеспечение качества продукции является одной из основных функций промышленного предприятия. Для управления качеством продукции предприятий разработаны и применяются различные методы, позволяющие обеспечить качество продукции на заданном уровне, обеспечивая выходной контроль выпускаемой продукции на наличие брака. С целью снижения затрат были разработаны методы выборочного контроля, основанные на методах математической статистики [1, 2]. Они позволяют сделать заключение о качестве выпускаемой продукции, осуществляя контроль качества не всего объема выпускаемой продукции, а только ее определенной части, т.е.

принять решение о качестве продукции по ограниченному объему выборки. Наиболее широкое применение статистические методы нашли на этапе контроля готовой продукции. В качестве примера можно привести использование, в настоящее время, статистических методов в стандартах качества ИСО серии 9000. Статистические методы для управления качеством производимой продукции нашли применение в различных сферах. К таким сферам можно отнести: сферу промышленного производства, медицину, бизнес и др. [2-4]. Наиболее известными методами, используемыми при управлении качеством производства, являются карты выборочного контроля, карты Шухарта, диаграмма Парето и другие.

Одним из широко используемых простых в реализации инструментов являются карты Шухарта. Метод контрольных карт впервые был реализован в 1924 г. Уолтером Шухартом с целью снижения вариабельности процессов путем исключения отклонений, вызванных несистемными причинами [5]. Контрольные карты представляют собой визуальный инструмент, применяемый в управлении производством, связанным с графиком изменения параметров процесса во времени для осуществления статистического контроля процесса. Своевременное выявление значительной изменчивости процесса позволяет откорректировать его параметры и не допустить брака продукции. Карты Шухарта используются в различных отраслях, однако применение данного метода в системах электроснабжения и, в частности, для анализа качества электрической энергии (КЭЭ) не исследовано.

II. Постановка задачи

Понятие КЭЭ связывают с поддержанием в пределах установленных нормативов величин показателей КЭЭ (ПКЭ). Выход за установленные пределы ПКЭ оказывает негативное воздействие на систему электроснабжения предприятия и его технологический процесс. Хотя негативное воздействие может быть незначительным, однако ущерб от его проявления приводит к финансовым издержкам при производстве продукции. Потери обусловлены, как правило, увеличением брака выпускаемой продукции и выходом из строя оборудования.

Проведенные исследования по искажению ПКЭ в России и за рубежом показывают, что наибольший процент искажений ПКЭ приходится на электроустановки потребителей и порядка 30 % оставшихся искажений ПКЭ приходится на оборудование сетевых и генерирующих организаций. В структуре показателей качества электрической энергии наибольшее искажение ПКЭ приходится на провалы напряжения, скачки напряжения, перенапряжения (из-за переключения конденсатора), возникновение гармоник [6, 7]. Согласно п. В.1.3, ГОСТ 30804.4.30, минимальная продолжительность одного измерения ПКЭ составляет одна неделя, а по некоторым показателям (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения) –

один год [8, 9]. С такими длительными измерениями, говорить об оперативном реагировании на приведение ПКЭ к нормативным величинам не приходится. Для оперативного реагирования на отклонение ПКЭ (выход величин за допустимые пределы) для потребителей электрической энергии (промышленных предприятий) рекомендуется установка систем мониторинга ПКЭ. Полноценная система мониторинга ПКЭ на основе стационарных средств измерений предполагает значительные финансовые затраты на реализацию и содержание системы. Для снижения затрат на содержание системы возможно использовать выборочный контроль ПКЭ. Использование выборочного контроля или полного контроля ПКЭ можно оценить на основе анализа изменения значений ПКЭ. Рассмотрим применение выборочного контроля на примере отклонения напряжения в системе электроснабжения предприятия нефтяной промышленности.

Схема электроснабжения предприятия нефтяной промышленности приведена на рис.1. Для нее получены фактические данные замеров величины напряжения на шинах 10 кВ ГПП в точке 1. На рис. 2 приведен график замеров напряжения на шинах ГПП в точке 1 с 00 ч 00 мин до 23 ч 50 мин. Для суточного графика напряжения (рис. 2) проведен выборочный контроль значений напряжения, данные которого будут использоваться при анализе отклонения напряжения. Выборочные значения взяты на участке времени 3:20 – 6:40.

Анализ выборочных значений ПКЭ будет проводиться с помощью статистического метода. Процессы изменения параметров рабочего режима в электроэнергетике являются, как правило, случайным и зависит от характера изменения нагрузок. Изменение нагрузок случайным образом влечет за собой случайное изменение величин ПКЭ, отклонение напряжения. Поскольку отклонение напряжение будет являться случайно величиной, то для определения соответствия отклонения напряжения требованиям ГОСТ возможно применение вероятностно-статистического метода. С учетом того, что изменение нагрузки подчиняется, как правило, нормальному закону распределения, то и изменение ПКЭ будет подчиняться нормальному закону распределения.

В основу статистического метода заложен закон нормального распределения случайной величины или правило «3 σ ». На основе данного правила реализованы контрольные карты Шухарта. Необходимо учитывать, что при использовании данного метода существует вероятность 0,3 %, что параметр ПКЭ выйдет за границы допустимых значений [1, 10, 11]. Применение контрольных карт позволяет оценить статическую управляемость процесса изменения напряжения, соответственно, реализация процедуры непрерывного мониторинга ПКЭ представляется необоснованной.

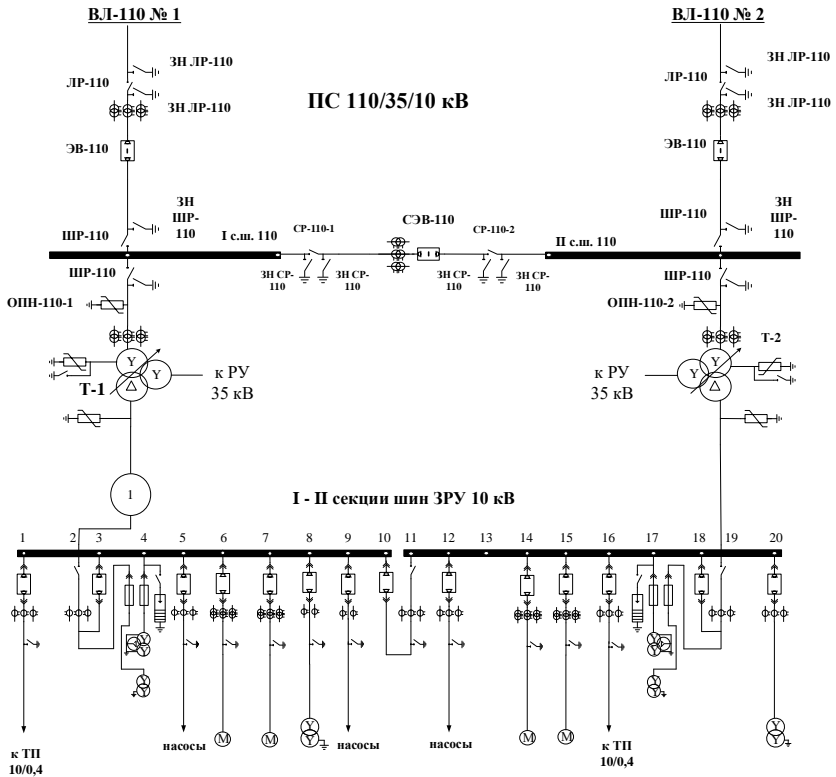


Рис. 1. Упрощенная схема электроснабжения предприятия нефтяной промышленности

Fig. 1. Simplified power supply system diagram for an oil industry enterprise

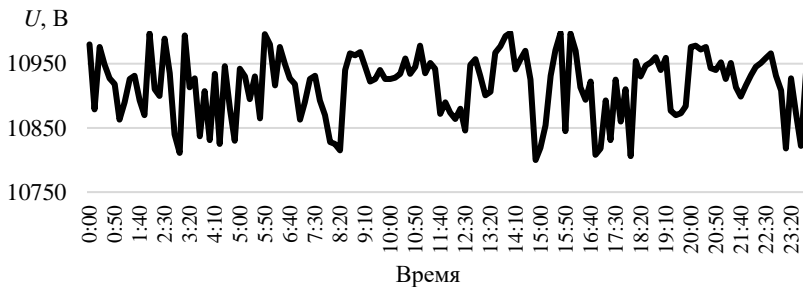


Рис. 2 - График замеров напряжения на шинах ГПП, точка 1

Fig. 2. Voltage measurements on the main substation buses, point 1

III. Принцип построения контрольных карт и анализа данных

Карты Шухарта являются визуальным инструментом, позволяющим наглядно определять изменения параметров процесса во времени для осуществления статистического контроля стабильности процесса. Для анализа используются, как правило, парные контрольные карты. В статье рассматривается применение карты «средний» (X -карта) и карты «разброса» (R -карта). На данных картах наносятся центральная линия (CL_X и CL_R) и точки значения величин X_i и величин разброса R_i . Так же на картах нанесены контрольные границы верхних областей (UCL и LCL). На рис. 3 приводится алгоритм анализа данных с использованием карт Шухарта.

Построение контрольных карт начинается с определения участков стационарности процессов изменения напряжения и выбора статистических коэффициентов, зависящих от объема выборки ($D3, D3, d2, d3, A2$) [1, 10]. На основании выборочных данных рассчитываются центральные линии X -карт и R -карт (CL_X и CL_R), затем контрольные границы (UCL и LCL). Далее определяются границы областей А, В, С относительно средних величин на картах «средних» и картах «разброса». Каждая из областей соответствует величине разброса: область А – $\pm 3\sigma$, область В – $\pm 2\sigma$ и область С – $\pm 1\sigma$. После определения всех границ на карты наносятся значения величин X_i и R_i . Величина X_i соответствует средней величине напряжения в выборке, а величина R_i соответствует разбросу относительно средней величины в выборке. По построенным картам проводим анализ по восьми признакам, которые указывают на наличие особых причин отклонений ПКЭ. Признаки, связанные с расположением характерных структур точек относительно центральной линии, можно разделить на две группы: 1) характерные структуры точек, расположенные по одну сторону от центральной линии; 2) характерные структуры точек, расположенные по обеим сторонам от центральной линии. Восемь признаков сформулированы и исследуются в графическом виде. Поскольку предлагается использовать контрольные карты в системе мониторинга ПКЭ, необходимо дать математическую формулировку указанным восьми признакам для системы мониторинга ПКЭ, которая автоматически будет производить расчет контрольных карт и анализ по картам.

Для примера приведем описание признака № 2: две из трех последовательных точек лежат в одной из зон А. Словесному и графическому описанию признака можно сформулировать математическое выражение:

$$\begin{cases} X_0 + 2A_1\sigma_0 / 3 < \bar{U}_{knj} < X_0 + 3A_1\sigma_0; \\ X_0 - 2A_1\sigma_0 / 3 < \bar{U}_{knj} < X_0 - 3A_1\sigma_0; \\ k = 1..25, n = 1..3, j = 1..2; \end{cases} \quad (1)$$

при условии, что одно из условий выполнилось.

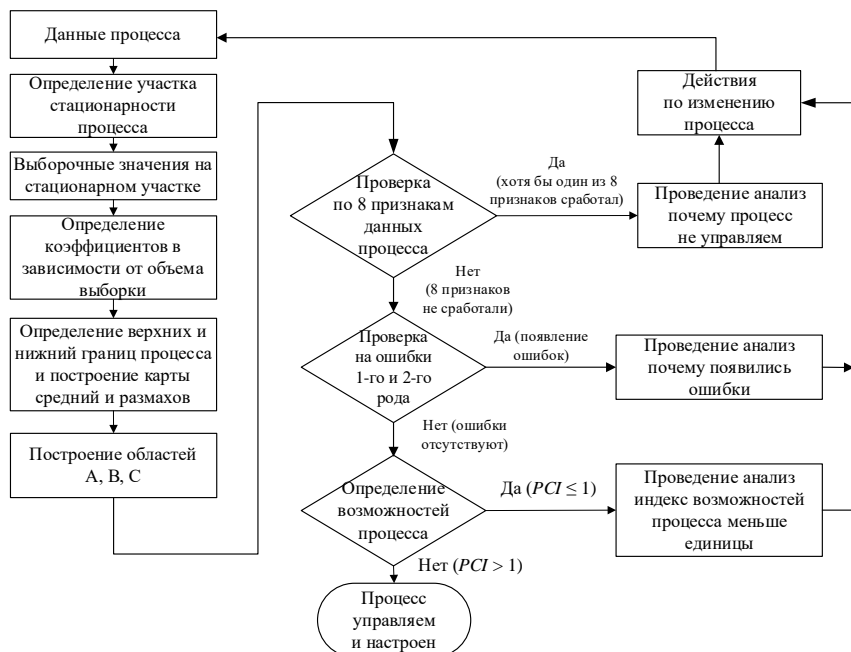


Рис. 3. Анализ данных по картам Шухарта:
 PCI – индекс возможностей процесса

Fig. 3. Data analysis using Shewhart charts: PCI – Process Capability Index

Восемь признаков сформулированы под определенное расположение и сочетание исследуемых величин. Если одно из сочетаний и расположений точек совпадает с описанным, признак считается выполненным [1, 5, 10]. Появление любого из признаков является свидетельством присутствия в процессе особых (специальных, неслучайных) причин, действующих на ход процесса. Эти причины должны быть определены, и по отношению к ним должны быть осуществлены корректирующие действия. Если при проведении анализа один из восьми признаков дал положительный результат (проявился), то необходимо установить, почему произошло проявление признака. После анализа необходимо осуществить воздействие на процесс, повторно построить карты и провести анализ по 8 признакам и так до момента, пока процесс не будет статически устойчив.

Признаки управляемости или неуправляемости процесса в литературе приводятся в графическом виде. В настоящее время с учетом применения вычислительной техники необходимо дать математическую формулировку каждого из признаков. Применение вычислительной техники для

принятия решения «выполнения» или «невыполнения» признаков позволит ускорить время обработки данных.

IV. Пример анализа отклонения напряжения на предприятии нефтяной промышленности по картам Шухарта

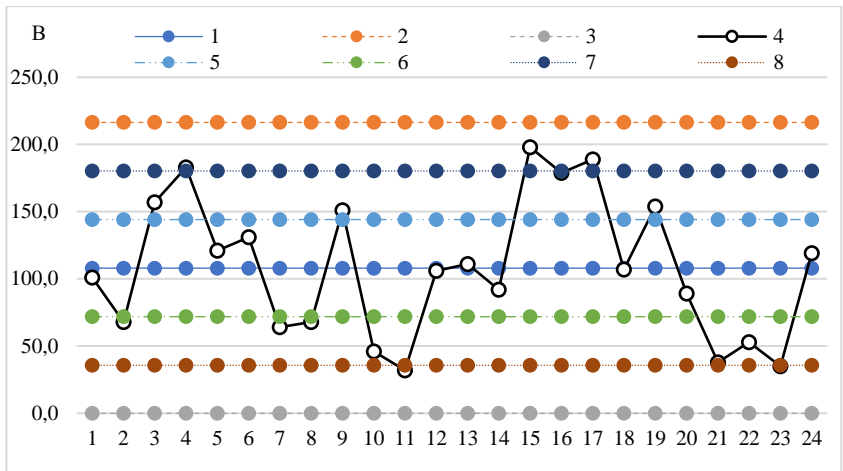
В примере рассматривается анализ отклонения напряжения при условиях, что границы разброса величины напряжения составляют $\pm 10\%$ от U_n и являются допустимыми границами, а верхние и нижние границы определяются расчетным путем, величина разброса σ_0 не задана. Операции по построению контрольных карт описаны выше. Построение начинается с R -карты, потом строится X -карта. На рис. 4 приведены диаграммы R -карты и X карты.

Проведем анализ контрольных карт средних значений напряжения и размахов напряжения по восьми признакам в соответствии с [1, 10]. Проведем проверку на примере признака № 4. Формулировка признака № 4 – девять точек подряд лежат по одну сторону от центральной линии (в зоне C или вне ее). Данному признаку можно сформулировать математическое описание:

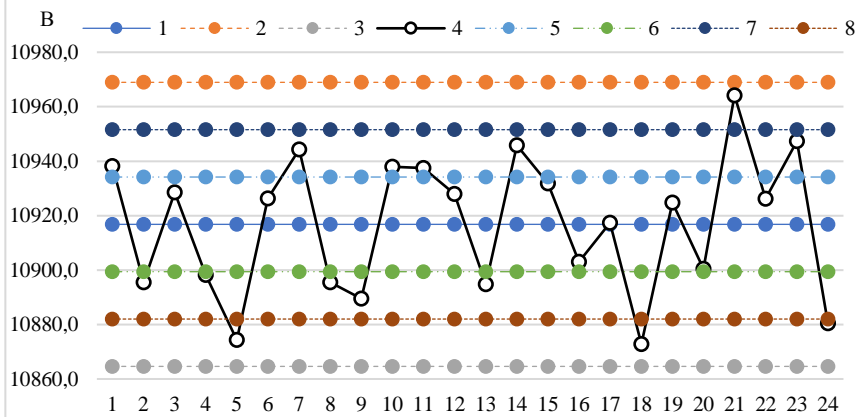
$$\begin{cases} X_0 < \bar{U}_{kn} \text{ или } \bar{U}_{kn} < X_0; \\ k = 1..25, n = 1..9. \end{cases} \quad (2)$$

Проверка контрольных X -карт и R -карт показала, что признаки 1-8 носят отрицательный характер, т.е. не выполняются. Исходя из этого, можно говорить, что процесс статически управляем, т.е. величина напряжения в этом случае не выйдет за пределы диапазона 10,97-10,87 кВ или будет находиться в пределах 8,7 до 9,7 % от U_n с вероятностью 99,72 %.

Величина средних значений напряжений (рис. 4, б) находится достаточно близко к верхней допустимой границе напряжения, составляющей +10 % от U_n . Проведенный анализ с применением карт Шухарта показал, что в узле 1 (рис. 1) величина напряжения не будет выходить за пределы допустимых значений в ближайшей перспективе. Для принятия решений об организации непрерывного мониторинга ПКЭ на основе стационарных средств измерения необходимо провести оценку выборочных величин всех ПКЭ. И если по всем показателям качества электрической энергии процесс окажется статически управляемым, то можно говорить об организации только выборочного контроля показателей, без применения методов постоянного мониторинга. Необходимо отметить, что, хотя процесс и оказался статически управляемым, но величины напряжения находятся очень близко к верхней допустимой границе +10 % от U_n . В связи с этим целесообразно установить причину того, что величина напряжения находится близко к верхнему допустимому значению.



(а)



(б)

Рис. 4. Диаграммы контрольных карт размахов напряжения (а);
выборочных средних значений напряжения (б):

- 1 – центральная R_{cp} / X_{cp} ; 2 – верхняя граница средний $UCL R_{cp} / X_{cp}$;
3 – нижняя граница средний $LCL R_{cp} / X_{cp}$; 4 – разброс R / среднее X ;
5 – верхняя граница $C R_{cp} / X_{cp}$; 6 – нижняя граница $C R_{cp} / X_{cp}$;
7 – верхняя граница $B 2R_{cp} / 2X_{cp}$; 8 – нижняя граница $B 2R_{cp} / 2X_{cp}$

Fig. 4. Control chart diagrams: voltage range (а); sample average voltage values (б):

- 1 – central R_{av} / X_{av} ; 2 – upper limit of average $UCL R_{av} / X_{av}$;
3 – lower limit average $LCL R_{av} / X_{av}$; 4 – range R / average X ;
5 – upper limit $C R_{av} / X_{av}$; 6 – lower limit $C R_{av} / X_{av}$; 7 – upper limit $B 2R_{av} / 2X_{av}$;
8 – lower limit $B 2R_{av} / 2X_{av}$

Анализ причинно-следственных связей возможно проводить, например, с помощью метода Исикавы [11, 12], позволяющего выявить причины нахождения величины напряжения практически у границы допустимой границы +10 % от U_n . При существующей ситуации регистрацию событий в системе мониторинга желательно все же оставить на учащенном контроле до момента определения причин приближения к верхней допустимой границе.

Для анализа ПКЭ, с применением карт Шухарта, можно использовать измеренные значения ПКЭ, полученные ранее и хранящиеся в базах данных, а на основании их анализа принимать решения о необходимости реализации постоянного мониторинга ПКЭ. Если процесс статически не управляем, необходимо проводить дополнительный анализ данных, или переходить к непрерывному мониторингу параметров режима электрической сети.

V. Выводы

В системах электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности необходимо применение мониторинга КЭЭ. При определенных условиях возможна реализация периодического выборочного контроля показателей вместо непрерывного контроля, что, в свою очередь, снижает эксплуатационные затраты на мониторинг. Перспективным является применение контрольных карт Шухарта в системах мониторинга КЭЭ. Их рекомендуется использовать при обработке и анализе больших массивов данных. Применение контрольных карт открывает возможность их применения не только для анализа ПКЭ в системах мониторинга, но и для анализа режимов работы электрической сети, использования в устройствах автоматики.

© Фитасов А.Н., 2024

© Петрицкий С.А., 2024

© Мамонов А.М., 2024

Поступила в редакцию 30.01.2024

Принята к публикации 28.02.2024

Received 30.01.2024

Accepted 28.02.2024

Библиографический список

- [1] Солонин С.И. Метод контрольных карт. Екатеринбург: ЦНОТ ИТОО УрФУ, 2014. – 213 с.
- [2] Афанасьев В.Б., Воробьев Т.К., Мамаев В.А., Медведев В.М., Тихменев Н.В. Автоматизация процесса анализа отказов, оценки надежности и эффективности доработок изделий // Вестник Концерна ВКО «Алмаз – Антей». 2021. № 1 (36). С. 76-84. DOI: 10.38013/2542-0542-2021-1-76-84

- [3] Biswas R.K., Masud M.S., Kadir E. Shewhart control chart for individual measurement: an application in a weaving mill // *Australasian Journal of Business, Social Science and Information Technology*. 2016. № 2 (2). P. 89-100.
- [4] Микшина В.С., Шайторова И.А., Лысенкова С.А. Идентификация угроз аварийных ситуаций объектов в нефтяной промышленности // *Вестник кибернетики*. 2018. № 4 (32). С. 211-216.
- [5] Shewhart W.A. Economic control of quality of manufactured product. American Society for Quality Control, 1931. – 501 p.
- [6] Emanuel A.E., McNeil J.A. Electric power quality // *Annual Review of Energy and the Environment*. 1997. № 22. P. 263-303. DOI: 10.1146/annurev.energy.22.1.263
- [7] Kisis E., Petrovic V., Jakovljevic M., Djurovic Z. Fault detection in electric power systems based on control charts // *Serbian Journal of Electrical Engineering*. 2013. № 10 (1). P. 73-90. DOI: 10.2298/SJEE1301073K
- [8] 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.
- [9] ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. Введ. 2014-01-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 51 с.
- [10] ГОСТ Р ИСО 7870-1-2011. Статистические методы. Контрольные карты. Часть 1. Общие принципы. Введ. 2012-12-01. М.: Стандартинформ, 2012. – 15 с.
- [11] Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Севостьянов А.А., Фитасов А.Н. Применение контрольных карт для оценки статистических характеристик показателей качества электрической энергии в системах промышленного электроснабжения // *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*, Сентябрь 13-17, 2021, Волжский, Россия: ИСЭМ СО РАН, 2021. С. 182-190.
- [12] Ishikawa K. Guide to Quality Control. Tokyo: Asian Productivity Organization, 1976. – 226 p.

References

- [1] S.I. Solonin, *Metod kontrol'nykh kart [Control chart method]*. Ekaterinburg: CNOT ITOO UrFU, 2014 (in Russian).
- [2] V.B. Afanasyev, T.K. Vorobiev, V.A. Mamaev, V.M. Medvedev and N.V. Tikhmenev, “Automation of the processes of failure analysis, reliability assessment and product completion efficiency”, *Vestnik Koncerna VKO «Almaz – Antey»*, vol. 1, no. 36, pp. 76-84, 2021. DOI: 10.38013/2542-0542-2021-1-76-84
- [3] R.K. Biswas, M.S. Masud and E. Kadir, “Shewhart control chart for individual measurement: an application in a weaving mill”, *Australasian Journal of Business, Social Science and Information Technology*, vol. 2, no. 2, pp. 89-100, Apr. 2016.
- [4] V.S. Mikshina, I.A. Shaytorova and S.A. Lysenkova, “Threat identification of emergency situations at oil industry facilities”, *Proceedings in Cybernetics*, vol. 4, no. 32, pp. 211-216, 2018.
- [5] W.A. Shewhart, *Economic control of quality of manufactured product*. American Society for Quality Control, 1931.

- [6] A.E. Emanuel and J.A. McNeil, "Electric power quality", *Annual Review of Energy and the Environment*, vol. 22, pp. 263-303, Nov. 1997. DOI: 10.1146/annurev-energy.22.1.263
- [7] E. Kisic, V. Petrovic, M. Jakovljevic and Z. Djurovic, "Fault detection in electric power systems based on control charts", *Serbian Journal of Electrical Engineering*, vol. 10, no. 1, pp. 73-90, Feb. 2013. DOI: 10.2298/SJEE1301073K
- [8] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [9] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Methods for measuring electrical energy quality indicators, GOST 30804.4.30-2013, Jan. 2014.
- [10] Statistical methods. Control charts. Part 1. General guidelines, GOST R ISO 7870-1-2011, December 2012.
- [11] G. Ya. Vagin, A.L. Kulikov, A.A. Sevostyanov and A.N. Fitasov, "Primenenie kontrol'nyh kart dlya ocenki statisticheskikh harakteristik pokazatelej kachestva elektricheskoy energii v sistemah promyshlennogo elektroснабzheniya [Application of control charts for assessing the statistical characteristics of electrical energy quality indicators in industrial power supply systems]", in proc. *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shih sistem energetiki [Methodological issues in studying the reliability of large energy systems]*, Sep. 13-17, 2021, Volzhsky, Russia, pp. 182-190 (in Russian).
- [12] K. Ishikawa, *Guide to Quality Control*. Tokyo: Asian Productivity Organization, 1976.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фитасов Анатолий Николаевич, **Anatoly N. Fitasov**, senior lecturer старший преподаватель Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация. of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseeva, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

Петрицкий Сергей Александрович, **Sergey A. Petritsky**, Cand. Sci. (Eng.), кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация. associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseeva, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

Мамонов Андрей Михайлович, **Andrey M. Mamonov**, Cand. Sci. (Eng.), кандидат технических наук, доцент Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация. associate professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseeva, Nizhny Novgorod, Russian Federation

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316.925.1

EDN BCLBRA

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ДВОЙНЫХ
ЗАМКЯНИЙ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ****А.Л. Куликов**ORCID: 0000-0003-1092-7136 e-mail: inventor61@mail.ruНижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
*Нижний Новгород, Россия***В.Ю. Осокин**ORCID: 0000-0002-0213-1421 e-mail: osokin-v92@mail.ruНижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

Быстрое нахождение повреждений при двойных замыканиях на землю и восстановление работоспособности сети является актуальной задачей для эксплуатирующих организаций. Отсутствие возможности осуществления многосторонних замеров в сетях с изолированной нейтралью накладывает определенные ограничения на реализацию алгоритмов определения места повреждения, при этом технические решения ограничиваются использованием односторонних замеров параметров аварийных величин. В статье рассматриваются алгоритмы, предполагающие использование параметров аварийного и нормального режимов. Исследуемые алгоритмы основываются на решении схемы при двойных замыканиях на землю в фазных координатах, введении поправочного коэффициента, применении итерационного уточнения, а также использовании метода наложения. Применение алгоритмов обосновывается результатами имитационного моделирования и позволяет осуществлять расчет расстояний до предполагаемых мест повреждений с высокой точностью.

Ключевые слова: двойное замыкание на землю, итерационный метод, метод наложения, определение места повреждения, сеть с изолированной нейтралью.

Для цитирования: Куликов А.Л., Осокин В.Ю. Определение местоположения двойных замыканий на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 58-69. EDN BCLBRA

DETERMINING THE LOCATION OF DOUBLE GROUND FAULTS IN DISTRIBUTION NETWORKS WITH ISOLATED NEUTRAL

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.Yu. Osokin

ORCID: **0000-0002-0213-1421** e-mail: **osokin-v92@mail.ru**
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. Quickly finding faults locations during double ground faults and restoring network functionality is an urgent task for operating organizations. The inability to carry out multilateral measurements in networks with an isolated neutral imposes certain restrictions on the implementation of algorithms for determining the location of a fault, while technical solutions are limited to the use of one-way measurements of the parameters of emergency quantities. The paper presents algorithms that involve the use of emergency and normal mode parameters. The algorithms are based on solving the circuit for double ground faults in phase coordinates, introducing a correction factor, applying iterative refinement, and using the superposition method. The use of algorithms is proving by the results of simulation modeling and allows calculating distances to the expected fault locations with high accuracy.

Keywords: double ground fault, fault location, insulated neutral network, iteration recalculation, superposition method.

For citation: A.L. Kulikov and V.Yu. Osokin, “Finding the location of double ground faults in distribution networks with isolated neutral”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 58-69, 2024. EDN BCLBRA

I. Введение

Значительную часть электроэнергетической системы России составляют распределительные сети 6-35 кВ. В таких сетях применение изолированного заземления нейтрали позволяет не нарушать электроснабжение потребителей при самом распространенном повреждении, которым является однофазное замыкание (ОЗЗ) [1, 2]. Из-за возникающих перенапряжений неповрежденных фаз при ОЗЗ в местах с ослабленной изоляцией довольно часто возникают пробой, которые, как правило, располагаются на некоторой удаленности от первоначального замыкания, а повреждение принимает более опасный характер и переходит в двойное замыкание на землю (ДВЗЗ).

Проблема перехода ОЗЗ в многоместные замыкания в связи с высоким износом распределительных сетей 6-35 кВ является достаточно актуальной. Быстрое отыскание и ликвидация повреждений является главным условием восстановления нормального режима работы такой электрической сети [3]. Особенности функционирования, произвольная конфигурация электрических сетей, а также отсутствие возможности осуществления многосторонних замеров накладывают определенные ограничения на разработку универсальных алгоритмов определения мест повреждения (ОМП) при ДвЗЗ.

II. Анализ алгоритмов ОМП при ДвЗЗ

Известные алгоритмы ОМП, использующие метод симметричных составляющих [4, 5], а также фазные координаты (ФК) [6], основываются на принятой гипотезе о резистивном характере цепи замыкания. По своей точности они незначительно отличаются друг от друга, а благодаря универсальности, не позволяют учесть в формульных соотношениях имеющуюся несимметрию, влияние нагрузки и величину переходного сопротивления. Однако использование указанных алгоритмов в устройствах ОМП в некоторой степени дает возможность эксплуатирующему персоналу судить о зоне возникновения повреждений и сократить время на поиск бригадой мест замыканий.

Накопление статистических данных по мере использования алгоритма с учетом ДвЗЗ на конкретной линии позволяет эксплуатационному персоналу производить корректировку расчетов и более точно определять место повреждения. Очевидно, что формирование корректирующих коэффициентов можно произвести на основании результатов множественного имитационного моделирования замыканий на конкретной линии. Полученные в результате моделирования выборки позволяют сформировать сводную таблицу поправочных коэффициентов, использование которой обеспечивает снижение погрешностей расчета расстояния до места повреждения [6].

Еще более точный расчет расстояний до мест повреждений при ДвЗЗ можно достичь за счет введения итерационных процедур и проведения поэтапного уточнения параметров поврежденной линии.

Алгоритмы, основанные на итерационном уточнении [7], а также на проведении множественного имитационного моделирования рассматриваемого участка электрической сети, обладают высокой точностью, однако в силу своей специфики имеют определенные ограничения. Во многом такие ограничения могут быть устранены за счет использования информации о предшествующем режиме.

Аварийные составляющие сигнала содержат в себе компоненты не только аварийного, но и доаварийного (нормального) режимов [8-10]

(рис. 1). Фиксация аварийного режима производится с учетом апериодической составляющей и высших гармоник, которые, благодаря алгоритмам цифровой обработки сигналов, можно исключить и получить в неискаженном виде периодические составляющие токов и напряжений.

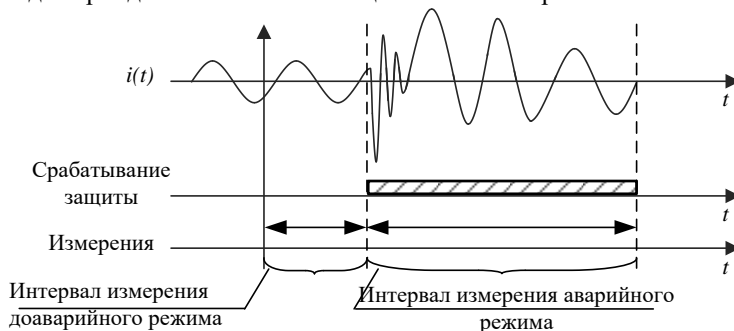


Рис. 1. Фиксация предшествующего и аварийного режимов

Fig. 1. Fixing the previous and emergency modes

Целесообразно разделение аварийного режима на нагрузочную и чисто аварийную составляющие за счет применения метода наложения, суть которого заключается в уравнивании количества ветвей в электрической сети до и после повреждения [11-13].

Пример использования метода наложения поясняет рис. 2, на котором участок распределительной электрической сети представлен в виде активных и пассивных (не содержащих источников ЭДС) многополюсников (рис. 2, а).

Для получения чисто аварийной схемы рассматривают схемы замещения нормального и аварийного режимов. В схеме замещения нормального режима (рис. 2, б) в месте предполагаемого повреждения подключается фиктивная ветвь ЭДС, равная напряжению в точке замыкания и не изменяющая токораспределения линии. При этом аварийная схема (рис. 2, в), напротив, не содержит ЭДС в месте предполагаемого повреждения. Вычитая из уравнений аварийного, уравнения доаварийного режима, получают выражения чисто аварийного режима и схему (рис. 2, г). При этом схема (рис. 2, г) содержит одну ЭДС, расположенную в месте замыкания и представляющую в неискаженном виде всю необходимую информацию для распознавания повреждения.

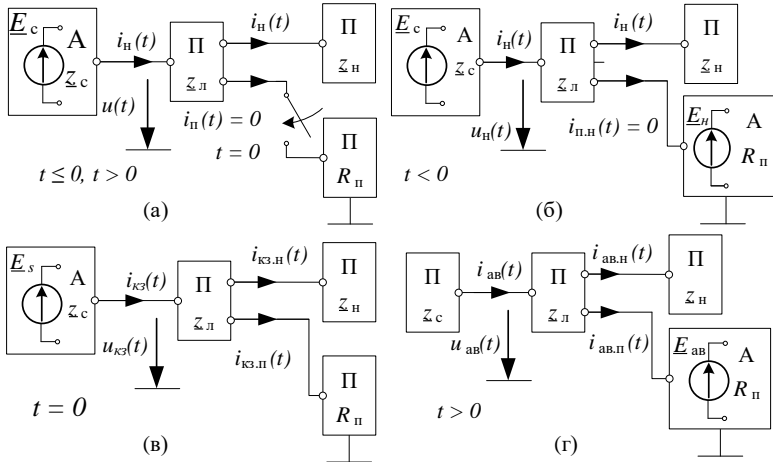


Рис. 2. Пояснение к применению метода наложения: наблюдаемая система (а); нормальный режим (б); аварийный режим (в); чисто аварийный режим (г)

Fig. 2. Explanation of the superposition method: observed system (a); normal mode (b); emergency mode (в); pure emergency mode (г)

III. Результаты исследования

Для оценки преимуществ и недостатков алгоритмов ОМП при ДвЗЗ с применением и без применения метода наложения, разработанных в [6, 7, 13], проводилось имитационное моделирование участка распределительной сети 35 кВ в программном комплексе *Matlab* с использованием среды моделирования *Simulink*. Постоянные и переменные параметры схемы замещения участка сети 35 кВ отображены на рис. 3. Путем имитации повреждений на различных линиях и различных удалениях от шин 35 кВ обеспечивался анализ точности каждого из методов ОМП при ДвЗЗ.

В ходе моделирования в программном комплексе *Matlab* осуществлялось численное решение системы уравнений, характеризующих режим участка сети 35 кВ, с заданной частотой дискретизации. В результате формировалась совокупность мгновенных значений параметров режима на заданном временном интервале. В процессе моделирования принимались следующие допущения: трехфазные элементы системы считались симметричными; переходное сопротивление выбиралось чисто активным; вид повреждения и поврежденные фазы известны.

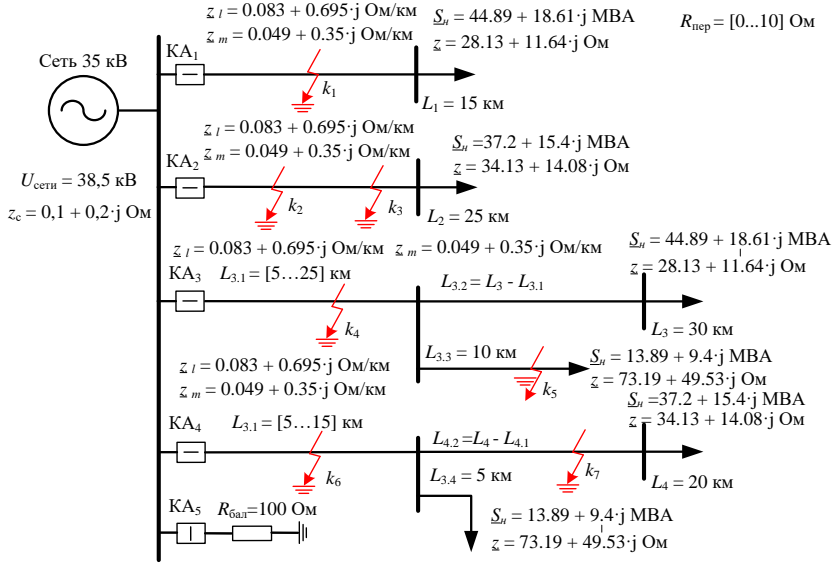


Рис. 3. Рассматриваемая схема участка электрической сети

Fig. 3. The simulated circuit of the electrical network section

Для исследования точности алгоритмов ОМП по параметрам аварийного режима реализовывались расчетные соотношения, полученные решением схем в ФК [13].

Поиск места повреждения на одной линии производился по (Ошибка! Источник ссылки не найден.):

$$l_1 = \frac{\text{Im} \left(\frac{U_{\text{пов.1_кз}}}{I_{\text{пов.1,3_кз}}} \right)}{\text{Im} \left(\underline{z}_l + \frac{(I_{\text{пов.2,3_кз}} + I_{\text{неп.3_кз}}) \cdot \underline{z}_m}{I_{\text{пов.1,3_кз}}} \right)}; \quad (1)$$

$$l_2 = \frac{\text{Im} \left(\frac{U_{\text{пов.2_кз}}}{I_{\text{пов.2,3_кз}}} \right) - \text{Im} \left(\frac{I_{\text{пов.1,3_кз}}}{I_{\text{пов.2,3_кз}}} \cdot \underline{z}_m \right) \cdot l_1}{\text{Im} \left(\underline{z}_l + \frac{I_{\text{неп.3_кз}}}{I_{\text{пов.2,3_кз}}} \cdot \underline{z}_m \right)}; \quad (2)$$

где $\underline{U}_{пов.у_кз}$ – фазное напряжение на шинах; $\underline{I}_{х_пов.у.з_кз}$ – ток в месте установки защиты; $\underline{I}_{х_пов.у.п_кз}$ – ток в месте повреждения; индекс «х» – обозначает анализируемую линию (1 соответствует линии $L1$, 2 – линии $L2$); $\underline{z}_{м_х}$ – удельное сопротивление взаимной индукции; $\underline{z}_{л_х}$ – удельное сопротивление линии; индекс «у» – указывает фазу (1 – поврежденная фаза анализируемой линии, 2 – поврежденная фаза соседней линии).

Отыскание замыканий на разных линиях осуществлялось согласно равенству:

$$l_x = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{\underline{U}_{пов.у_кз}}{\underline{I}_{х_пов.1.з_кз}}\right)}{\operatorname{Im}\left(\underline{z}_{л_х} + \underline{z}_{м_х} \cdot \frac{(\underline{I}_{х_пов.2.з_кз} + \underline{I}_{х_неп.з_кз})}{\underline{I}_{х_пов.1.з_кз}}\right)}. \quad (3)$$

Для формирования корректировочной таблицы коэффициентов ОМП при ДвЗЗ, использовалось множественное имитационное моделирование при заданном значении переходного сопротивления $R_{п}$ [6]. В первом приближении определялись местоположения предполагаемых повреждений, используя (1)-(3). Для определения переходного сопротивления задействовался неповрежденный контур, содержащий сопротивление нагрузки. Переходное сопротивление для первой точки повреждения определялось по выражению:

$$R_{п1} = \left| \frac{\underline{U}_{пов.1.з_кз} \cdot ((1-l_1) \cdot \underline{z}_1 + \underline{z}_н) - \underline{I}_{пов.1.з_кз} \cdot \underline{z}_1 \cdot l_1 \cdot (\underline{z}_1 - \underline{z}_1 \cdot l_1 + \underline{z}_н)}{\underline{I}_{пов.1.з_кз} \cdot (\underline{z}_1 + \underline{z}_н) - \underline{U}_{пов.1.з_кз} + \underline{U}_{N_кз}} \right|, \quad (4)$$

где $\underline{z}_н$ – эквивалентное сопротивление нагрузки; $\underline{U}_{N_кз}$ – напряжения в нейтральной точке N со стороны нагрузки, полученное по (5), при условии использования метода преобразования цепей для перехода из «треугольника» в эквивалентную «звезду»:

$$\underline{U}_{N_кз} = \underline{U}_{неп.з_кз} - \underline{I}_{L1_неп.з_кз} \cdot (\underline{z}_л \cdot L_1 + \underline{z}_н) - (\underline{I}_{L1_пов.1.з_кз} + \underline{I}_{L1_пов.2.з_кз}) \cdot l_1 \cdot \underline{z}_м. \quad (5)$$

Аналогичным образом определялось переходное сопротивление в месте возникновения второй точки повреждения:

$$R_{п2} = \left| \frac{\underline{U}_{пов.2.з_кз} \cdot ((1-l_2) \cdot \underline{z}_2 + \underline{z}_н) - \underline{I}_{пов.2.з_кз} \cdot \underline{z}_2 \cdot l_2 \cdot (\underline{z}_2 - \underline{z}_2 \cdot l_2 + \underline{z}_н)}{\underline{I}_{пов.2.з_кз} \cdot (\underline{z}_2 + \underline{z}_н) - \underline{U}_{пов.2.з_кз} + \underline{U}_{N_кз}} \right|. \quad (6)$$

Итерационное уточнение результатов производилось на основании расчетов по (1)-(3), а в качестве данных использовались осциллограммы токов и напряжений аварийного режима [6]. Далее определялись напряжения в нейтральных точках нагрузки, согласно (6), и значения переходных сопротивлений, по (4) и (5). Последующие расчеты расстояний l_1 и l_2 реализовались уже с учетом вычисленных параметров, а для определения местоположения повреждений решалась схема замещения, содержащая рассчитанные величины. Многократный последовательный пересчет неизвестных параметров участка сети 35 кВ производился до тех пор, пока итерационный процесс не сходил к окончательному результату.

Применение метода наложения при оценке параметров аварийного и нормального режимов при замыканиях на землю позволило получить расчетные соотношения, снижающие влияние топологии электрической сети [13] на точность ОМП.

Для ДвЗЗ на одной линии местоположения повреждений определяются для ближней точки повреждения по выражению:

$$l_1 = \frac{\operatorname{Im} \left(\frac{U_{\text{пов.1.з.ав}} + U_{\text{пов.1.п.н}}}{I_{\text{пов.1.п.ав}}} \right)}{\operatorname{Im} \left(\left(\frac{I_{\text{пов.1.п.ав}} + I_{\text{нсп.з.ав}} + I_{\text{х.пов.2.з.н}} + I_{\text{нсп.з.н}}}{I_{\text{пов.1.п.ав}}} \right) z_m + \left(1 + \frac{I_{\text{пов.1.з.н}}}{I_{\text{пов.1.п.ав}}} \right) z_l \right)}. \quad (7)$$

Для дальней точки повреждения расстояние определяется как:

$$l_2 = \frac{\operatorname{Im} \left(\frac{U_{\text{пов.2.з.ав}} + U_{\text{пов.2.з.н}}}{I_{\text{пов.2.з.ав}}} \right) - \operatorname{Im} \left(\frac{I_{\text{пов.1.з.ав}} + I_{\text{пов.1.з.н}}}{I_{\text{пов.2.з.ав}}} \cdot z_m \cdot l_1 \right)}{\operatorname{Im} \left(\frac{I_{\text{пов.2.з.ав}} + I_{\text{пов.2.з.н}}}{I_{\text{пов.2.з.ав}}} \cdot z_l + \frac{I_{\text{нсп.з.ав}} + I_{\text{нсп.з.н}}}{I_{\text{пов.2.з.ав}}} \cdot z_m \right)}. \quad (8)$$

Для ОМП при ДвЗЗ на разных линиях используется выражение:

$$l_x = \frac{\operatorname{Im} \left(\frac{U_{\text{пов.1.ав}} + U_{\text{пов.1.н}}}{I_{\text{х.пов.1.з.ав}}} \right)}{\operatorname{Im} \left(\left(\frac{I_{\text{х.пов.2.з.ав}} + I_{\text{х.нсп.з.ав}} + I_{\text{х.пов.2.з.н}} + I_{\text{х.нсп.з.н}}}{I_{\text{х.пов.1.з.ав}}} \right) z_m + \left(\frac{I_{\text{х.пов.1.з.н}}}{I_{\text{х.пов.1.з.ав}}} + 1 \right) z_l \right)}. \quad (9)$$

Результаты моделирования с указанием преимуществ и недостатков каждого из методов ОМП при ДвЗЗ сведены в табл. 1.

Таблица 1.
Результаты моделирования разработанных алгоритмов ОМП при ДвЗЗ

Table 1.
Simulation results of the developed finding fault location algorithms

Вид ДвЗЗ		Погрешность расчета / зона обхода (% / %)		Преимущества	Недостатки
ОМП в ФК [6]	на одной линии	ближ. КЗ: 27 / 36		– простота реализации; – возможность учета несимметрии сети; – возможность уточнения.	– низкая точность; – неприменимость при ответвлениях; – неучет проводимости линии.
		дальн. КЗ: 16 / 20			
	на разных ЛЭП	12 / 26			
Коррект. табл. [6]	на одной ЛЭП	ближ. КЗ: 15 / 15		– приемлемая точность;	– необходимость предварительного моделирования; – неприменимость при ответвлениях.
		дальн. КЗ: 12 / 14			
	на разных ЛЭП	10 / 10			
Играя расчет [7]	на одной ЛЭП	ближ. КЗ: 2,2 / 2		– высокая точность расчета;	– невозможность ручной реализации; – наличие больших вычисл. мощност. ; – неприменимость при ответвлениях.
		дальн. КЗ: 2,3 / 2			
ОМП с учетом чисто аварийной схемы [13]	на одной линии	Ответвления	ближ. КЗ: 13 / 16	– приемлемая точность; – учет нагрузки и несимметрии сети; – снижение влияния нагрузки и ответвлений на точность ОМП.	– неучет проводимости линии; – допущения, снижающие точность расчета при эквивалентировании схем с ответвлениями.
			дальн. КЗ: 13 / 12		
		до ДвЗЗ	ближ. КЗ: 14 / 16		
		дальн. КЗ: 10 / 14			
	между ДвЗЗ	ближ. КЗ: 16 / 14			
	дальн. КЗ: 17 / 16				
	после ДвЗЗ	ближ. КЗ: 17 / 16			
	дальн. КЗ: 15 / 18				
на разных линиях	ближ. КЗ: 10 / 12				
	дальн. КЗ: 10 / 11				
	ответв. до ДвЗЗ: 10 / 16				
	ответв. после ДвЗЗ: 10 / 14				

IV. Заключение

Практическая реализация предложенных методов ОМП при ДвЗЗ не представляет технических трудностей и возможна на базе современных терминалов релейной защиты. Применение разработанных алгоритмов совместно с индикаторами обнаружения места повреждения, установленными на ответвлениях, позволит ремонтной бригаде безошибочно определить поврежденный участок сети. По результатам моделирования можно судить о преимуществах и недостатках каждого из алгоритмов. Целесообразно применение алгоритма, основанного на использовании метода наложения и параметров нормального режима. Этот алгоритм обладает приемлемой точностью даже на линиях с ответвлениями.

Для более ответственных линий рациональным будет рассмотреть возможность предварительного множественного моделирования участка сети при заданном значении переходного сопротивления и получения таблицы корректирующих коэффициентов, которую можно использовать совместно с универсальным алгоритмом. Когда линия не имеет ответвлений, то применение алгоритма, основанного на итерационном уточнении параметров, даст максимально точный результат.

© Куликов А.Л., 2024

© Осокин В.Ю., 2024

Поступила в редакцию 21.02.2024

Принята к публикации 27.02.2024

Received 21.02.2024

Accepted 27.02.2024

Библиографический список

- [1] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
- [2] Беляков Ю.С. Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи // Библиотечка электротехника. 2010. № 11. С. 1-76.
- [3] Папков Б.В., Вуколов В.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания. М.: Юрайт, 2018. – 353 с.
- [4] Хакимзянов Э.Ф., Мустафин Р.Г., Федотов А.И. Определение расстояний до мест двойных замыканий на землю на линии электропередачи распределительной сети среднего напряжения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2015. № 3-4. С. 132-137.
- [5] Гловацкий В.Г., Халидов А.Г. Определение расстояния до мест двойных замыканий на землю в электрических сетях 35 кВ // Энергетик. 1985. № 9. С.31.
- [6] Куликов А.Л., Обалин М.Д., Осокин В.Ю., Шарафеев Т.Р. Применение имитационного моделирования ЛЭП 6-35 кВ для повышения точности определения расстояния до двойных замыканий на землю // Вестник ИГЭУ. 2018. № 1. С. 40-49. DOI: 10.17588/2072-2672.2018.1.040-049
- [7] Куликов А.Л., Осокин В.Ю., Обалин М.Д. Повышение точности алгоритмов определения места повреждения ЛЭП 6-35 кВ при двойных замыканиях на

- землю с помощью введения итерационных процедур // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 1 (52). С. 78-83.
- [8] Шуин В.А., Филатова Г.А. Воробьева Е.А., Ганджаев Д.И. Информационные параметры электрических величин переходного процесса для определения места замыкания на землю в распределительных кабельных сетях напряжением 6-10 кВ // Вестник ИГЭУ. 2017. № 2. С. 34-42. DOI: 10.17588/2072-2672.2017.2.034-042
- [9] Лачугин В.Ф., Куликов А.Л., Платонов П.С., Вуколов В.Ю. Методика и результаты расчета токов и напряжений в цепях измерительного органа устройства защиты линии электропередачи, основанного на контроле переходных процессов // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017. № 2. С. 117-127.
- [10] Куликов А.Л., Колобанов П.А., Обалин М.Д. Применение методов определения места повреждения в цифровой дистанционной защите линии электропередач // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 1. С. 83-87.
- [11] Иванов С.В., Кержаев Д.В. Определение мест повреждения двойных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью // Межд. науч.-тех. конф. CIGRE «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Сентябрь 07-10, 2009, Москва, Россия. М.: 2009. С. 84-89.
- [12] Убасева М.В., Петров В.С., Наумов В.А., Антонов В.И., Федоров А.О. Определение мест двойного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 4 (45). С. 40-46.
- [13] Куликов А.Л., Осокин В.Ю., Бездушный Д.И., Лоскутов А.А. Применение метода наложения для решения задачи определения места повреждения в сетях среднего напряжения // Электричество. 2021. № 9. С. 38-44. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-9-38-44

References

- [1] G.M. Shalyt, *Opredelenie mest povrezhdeniya v elektricheskikh setyah [Determination of damage sites in electrical networks]*. Moscow: Energoizdat, 1982 (in Russian).
- [2] Yu.S. Belyakov, "Aktual'nye voprosy opredeleniya mest povrezhdeniya vozduzhnykh linij elektroperedachi [Current issues in determining locations of damage to overhead power lines]", *Bibliotekha elektrotekhnika [Library of Electrical Engineering]*, no. 11, pp. 1-76, 2010 (in Russian).
- [3] B.V. Papkov and V.Yu. Vukolov, *Elektroenergeticheskie sistemy i seti. Toki korotkogo zamykaniya [Electric power systems and networks. Short-circuit currents]*. Moscow: Urait, 2018 (in Russian).
- [4] E.F. Khakimzyanov, R.G. Mustafin and A.I. Fedotov, "Determination of the distance to the double earth fault on the power line of medium voltage distribution network", *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, no. 3-4, pp. 132-17, 2015 (in Russian).
- [5] V.G. Glovackij and A.G. Halidov, "Opredelenie rasstoyaniya do mest dvoynykh zamykaniy na zemlyu v elektricheskikh setyah 35 kV [Determination of the distance to places of double ground faults in 35 kV electrical networks]", *Energetik*, no. 9, pp. 31, 1985 (in Russian).
- [6] A.L. Kulikov, M.D. Obalin, V.Yu. Osokin and T.R. Sharafiev, "Using simulation modelling of 6-35 kV power lines for improving the accuracy of double earth fault

- location”, *Bulletin of Ivanovo State Power Engineering University*, no. 1, pp. 40-49, 2018. DOI: 10.17588/2072-2672.2018.1.040-049
- [7] A.L. Kulikov, V.Yu. Osokin and M.D. Obalin, “Accuracy improving the fault location algorithms of 6-35 kV transmission lines for double earth faults with applying the iteration methods”, *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 1, no. 52, pp. 78-83, 2019 (in Russian).
- [8] V.A. Shuin, G.A. Filatova, E.A. Vorob`eva and D.I. Gandzhaev, “Information parameters of transient electrical quantities for earth fault location in 6-10 kV distribution cable lines”, *Bulletin of Ivanovo State Power Engineering University*, no. 2, pp. 34-42, 2017. DOI: 10.17588/2072-2672.2017.2.034-042
- [9] V.F. Lachugin, A.L. Kulikov, P.S. Platonov and V.Yu. Vukolov, “The methodology and results of calculation of currents and voltages in transmission line protection device measuring element circuit based on transients”, *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering*, no. 2, pp. 117-127, 2017.
- [10] A.L. Kulikov, P.A. Kolobanov and M.D. Obalin, “Primenenie metodov opredeleniya mesta povrezhdeniya v cifrovoj distancionnoj zashchite linii elektroperedach [Application of methods for determining the location of damage in digital distance protection of power lines]”, *Russian Electromechanics*, no. 1, pp. 83-87, 2014 (in Russian).
- [11] S.V. Ivanov and D.V. Kerzhaev, “Opredelenie mest povrezhdeniya dvoynnyh замыканиj na zemlyu v setyah s izolirovannoj nejtral’yu [Determination of damage locations of double ground faults in networks with isolated neutral]”, in proc. *Int. scientific-technical conf. CIGRE “Sovremennye napravleniya razvitiya sistem relejnoj zashchity i avtomatiki energosistem [Modern directions in the development of relay protection systems and automation of power systems]”*, Sep. 07-10, 2009, Moscow, Russia, pp. 84-89 (in Russian).
- [12] M.V. Ubaseva, V.S. Petrov, V.A. Naumov, V.I. Antonov and A.O. Fedorov, “Determining locations of a double ground fault in networks with isolated neutral”, *Relay Protection and Automation*, vol. 4, no. 45, pp. 40-46, Dec. 2021.
- [13] A.L. Kulikov, V.Yu. Osokin, D.I. Bezdushnyy and A.A. Loskutov, “Application of the superposition method for fault location in medium voltage networks”, *Elektrichestvo*, no. 9, pp. 38-44, 2021. DOI: 10.24160/0013-5380-2021-9-38-44

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Куликов Александр Леонидович, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Осокин Владислав Юрьевич, ведущий инженер Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

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

Vladislav Yu. Osokin, leading engineer of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

УДК 621.331:621.314.57

EDN WXMLWW

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ОСНАЩЕННЫХ УСТАНОВКАМИ ИНВЕРТОРНОЙ ГЕНЕРАЦИИ

А.В. Крюков

ORCID: 0000-0001-6543-1790 e-mail: and_kryukov@mail.ru

Иркутский государственный университет путей сообщения

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Иркутск, Россия

К.В. Суслов

ORCID: 0000-0003-0484-2857 e-mail: dr.souslov@yandex.ru

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Москва, Россия

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Иркутск, Россия

Нгуен Куок Хиеу

ORCID: 0000-0002-6969-8369 e-mail: hieu12829@mail.ru

Иркутский национальный исследовательский технический университет

Иркутск, Россия

Разработаны цифровые модели, обеспечивающие определение режимов систем электроснабжения железных дорог (СЭЖД), оснащенных установками инверторной генерации. В качестве такой установки рассматривалась солнечная электростанция на базе фотоэлектрических панелей. Для реализации моделей использовались методы определения режимов электроэнергетических систем (ЭЭС), содержащих сегменты постоянного и переменного тока. Для моделирования применялся программный комплекс *Fazonord*, версия 5.3.2.9 – 2023. Рассматривалась СЭЖД переменного тока, включающая внешнюю сеть, образованную пятью линиями электропередачи 220 кВ, а также четыре тяговых подстанции (ТП), питающих контактную сеть 25 кВ. К районной обмотке 10 кВ одной из ТП был подключен шестипульсный инвертор, присоединенный на стороне постоянного тока к солнечной электростанции (СЭС) мощностью в один мегаватт. Результаты моделирования показали, что за счет подключения СЭС снижается потребление из ЭЭС и при массовом применении солнечных панелей может быть получен заметный технико-экономический эффект. Кроме того, дополнительные источники энергии позволяют повысить надежность электроснабжения тяги поездов, а также объектов сигнализации и автоблокировки, обеспечивающих безопасность процессов перевозок грузов и пассажиров. Наличие инвертора приводит к росту гармонических искажений, величины которых могут быть снижены до допустимых пределов на основе использования активного кондиционера гармоник (АКГ). Отклонения и несимметрия напряжений на шинах

10 кВ ТП могут быть уменьшены на основе пофазно управляемого источника реактивной мощности или симметрирующего устройства, реализованного по схеме Штейнмеца.

Ключевые слова: инверторная генерация, моделирование, систем электропитания железных дорог.

Для цитирования: Крюков А.В., Суслов К.В., Нгуен Куок Хиеу. Моделирование режимов систем тягового электроснабжения, оснащенных установками инверторной генерации // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 70-85. EDN WXMLWW

MODELING OF MODES OF TRACTION POWER SUPPLY SYSTEMS EQUIPPED WITH INVERTER GENERATION UNITS

A.V. Kryukov

ORCID: **0000-0001-6543-1790** e-mail: **and_kryukov@mail.ru**

Irkutsk State Transport University

Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russia

K.V. Suslov

ORCID: **0000-0003-0484-2857** e-mail: **dr.suslov@yandex.ru**

National Research University "Moscow Power Engineering Institute"

Moscow, Russia

Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russia

Nguyen Quoc Hieu

ORCID: **0000-0002-6969-8369** e-mail: **hieu12829@mail.ru**

Irkutsk National Research Technical University

Irkutsk, Russia

Abstract. The purpose of the research presented in the article was to develop digital models that provide determination of the modes of power supply systems of railways equipped with inverter generation installations. A solar power plant based on photovoltaic panels was considered as such an installation. To implement the models, methods were used to determine the modes of electric power systems containing segments of direct and alternating current. The Fazonord software package, version 5.3.2.9 – 2023, was used as a tool. An AC power supply system was considered, including an external 220 kV network formed by five 220 kV power lines, as well as four traction substations feeding the contact network 25 kV. A six-pulse inverter was connected to the 10 kV district winding of one of the substations, connected on the DC side to a solar power plant with a capacity of one

megawatt. The modeling results showed that by connecting a solar power plant, consumption from the electrical power system is reduced and with the massive use of solar panels, a noticeable technical and economic effect can be obtained. In addition, additional energy sources will improve the reliability of power supply for train traction, as well as signaling and automatic blocking facilities that ensure the safety of cargo and passenger transportation processes. The presence of an inverter leads to an increase in harmonic distortion, the magnitude of which can be reduced to acceptable limits through the use of an active harmonic conditioner. Deviations and voltage asymmetries on the buses of a 10 kV substation can be reduced based on a phase-controlled reactive power source or a balancing device implemented according to the Steinmetz scheme.

Key words: inverter generation, modeling, railway power supply systems.

For citation: A.V. Kryukov, K.V. Suslov and Nguyen Quoc Hieu, "Modeling of modes of traction power supply systems equipped with inverter generation units", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 70-85, 2024. EDN WXMLWW

I. Введение

Вопросам использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на железнодорожном транспорте посвящено значительное число работ, часть из которых представлена в библиографическом списке к данной статье. Так, например, в [1] показана возможность применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) для энергообеспечения тяги поездов и описана «ветровая» тяговая подстанция. В [2] показано, что ВЭУ можно интегрировать в систему тягового электроснабжения (СТЭ); при этом СТЭ будет воспринимать ВЭУ как поезд, идущий в режиме рекуперации. Обзор применения возобновляемых источников энергии на железных дорогах представлен в [3]. Экологические аспекты использования ВЭУ в СТЭ рассмотрены в [4]. В [5] показано, что на основе ВИЭ может быть снижено потребление электроэнергии из сетей энергоснабжающих организаций. Приоритеты применения ВИЭ на железнодорожном транспорте проанализированы в [6]. Вопросы использования солнечных панелей, устанавливаемых в полосе отчуждения железной дороги, рассмотрены в [7]. В [8] приведен обзор новых технологических решений в области ВИЭ на ЖД транспорте. Результаты исследования аэродинамических характеристик железнодорожного состава с целью утилизации энергии воздушных потоков представлены в [9]. Анализ применения на транспортных объектах возобновляемых источников приведен в [10]. Оценка перспектив реализации инновационных энергоэффективных технологий на транспорте выполнена в [11]. Тенденции использования альтернативной энергетики на железных дорогах описаны в [12]. Оценка производительности гибридной тяговой сети с использованием ВИЭ приведены в [13]. Результаты исследования токов короткого замыкания в распределенной СТЭ с возобновляемыми источниками описаны в

[14]. Возможность использования ВИЭ для повышения производительности СТЭ показана в [15]. Результаты анализа СТЭ с использованием ВИЭ представлены в [16]. Алгоритм выбора на основе нейронной сети альтернативного источника для вспомогательного питания в железнодорожных тяговых системах описан в [17].

Анализ описанных выше публикаций позволяет сделать вывод о том, что задачи интеграции ВИЭ в системы электроснабжения железных дорог (СЭЖД) имеют несомненную актуальность. В условиях цифровизации транспортной энергетики [18] для выбора рациональных вариантов их использования должны применяться компьютерные технологии, наиболее востребованными из которых являются средства для моделирования режимов СЭЖД, оснащенных ВИЭ. При реализации таких средств возникают существенные трудности, связанные с тем, что часть широко распространенных альтернативных источников, например, фотоэлектрических панелей, работают на постоянном токе. Для их интегрирования в СЭЖД переменного тока используется инверторы. Для определения режимов СЭЖД, имеющих в своем составе инверторную генерацию, необходимы методы и средства, обеспечивающие моделирование ЭЭС, включающих сегменты постоянного и переменного токов. В доступной автором литературе такая задача решается только для симметричного режима методами декомпозиции или на основе функционального подхода, рассмотренного в [19, 20]. Метод определения режимов ЭЭС, включающих подсистемы постоянного и переменного токов и позволяющий учитывать все влияющие факторы, предложен в [21]. На его основе возможно моделирование режимов ЭЭС и СЭЖД на основной частоте и частотах высших гармоник, создаваемых преобразователями. Кроме того, он дает возможность решать ряд дополнительных задач, таких как определение напряженностей электромагнитного поля, расчет режимов плавки гололеда, прогнозирование теплового износа изоляции трансформаторов и др.

Ниже описаны результаты исследований, цель которых состояла в разработке цифровых моделей СЭЖД, имеющих в своем составе инверторную генерацию, реализованную на основе солнечной электростанции (СЭС). Научная новизна предлагаемого в статье подхода состоит в использовании оригинальных методов и алгоритмов, базирующихся на фазных координатах [21-24] и позволяющих определять режимы ЭЭС и СЭЖД с подсистемами постоянного и переменного токов.

II. Методика и результаты моделирования

Для определения влияния инверторной генерации на режимы системы электроснабжения магистральной железной дороги в программном комплексе *Fazonord*, версия 5.3.2.9, была сформирована модель типовой СЭЖД (рис. 1, а), включающей следующие сегменты: внешнюю сеть

220 кВ, образованную пятью ЛЭП двухцепного типа; четыре тяговых подстанции (ТП) с трансформаторами ТДТНЖ-40000/220/27,5/11; три участка тяговой сети (ТС) 25 кВ протяженностью в 50 км; шестипульсный инвертор (рис. 2) с повышающим трансформатором ТМ-1600/10. К инвертору подключалась солнечная электростанция (СЭС) мощностью в один мегаватт. Фрагмент графического отображения расчетной схемы показан на рис. 1, б. Моделирование проведено в двух вариантах: при включенной и отключенной СЭС.

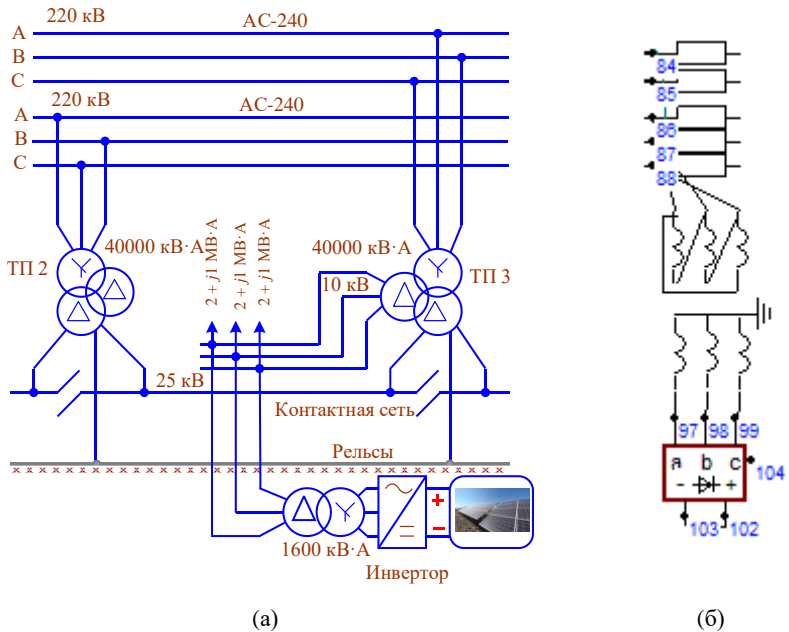


Рис. 1. Центральная часть исходной схемы сети (а) и фрагмент графического отображения расчетной модели (б)

Fig. 1. The central part of the original network diagram (a) and a fragment of a graphical display of the calculation model (b)

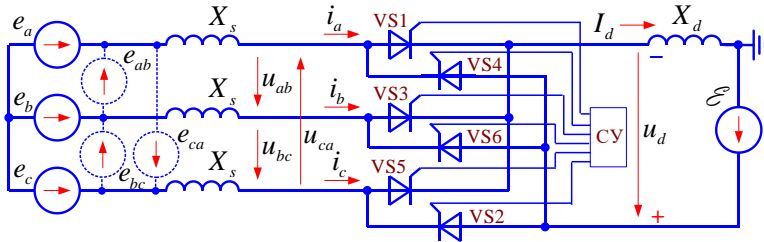


Рис. 2. Мостовая схема шестипульсового инвертора:
CY – система управления

Fig. 2. Bridge circuit of a six-pulse inverter:
CS – control system

Тяговые нагрузки создавались при движении двух грузовых поездов с массами в 4984 т в четном и нечетном направлениях (рис. 3).

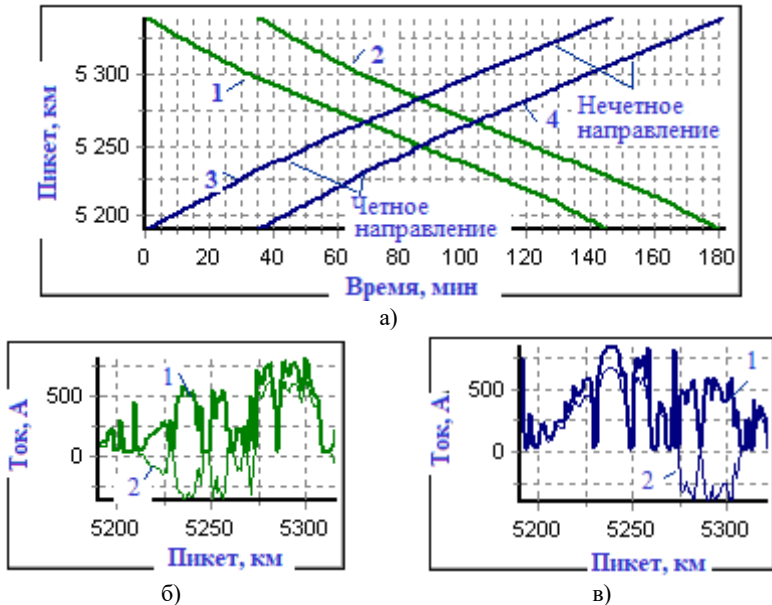


Рис. 3. График движения поездов с интервалом в 35 минут (а)
и токовые профили нечетного (б) и четного поезда (в) массой 4984 т

Fig. 3. Movement schedule of trains with an interval of 35 minutes (a)
and current profiles of an odd (b) and even train (в) weighing 4984 tons

Координаты расположения токоведущих частей ТС показаны на рис. 4. Результаты моделирования проиллюстрированы на рис. 5-11. На рис. 5 приведены временные зависимости токов инвертора и суммарной мощности, потребляемой из ЭЭС. Из него видно, что при включении СЭС электропотребление уменьшается. Средняя величина снижения составляет 6 %. Тяговая нагрузка создает заметную несимметрию на шинах 10 кВ районной обмотки ТП 3, к которой подключен инвертор; при этом среднее значение коэффициента k_{2U} составляет 2,4 %, а максимальное 9,4 %. При отключенной СЭС указанные параметры изменяются незначительно: отличия по средним значениям равно 0,26 %.

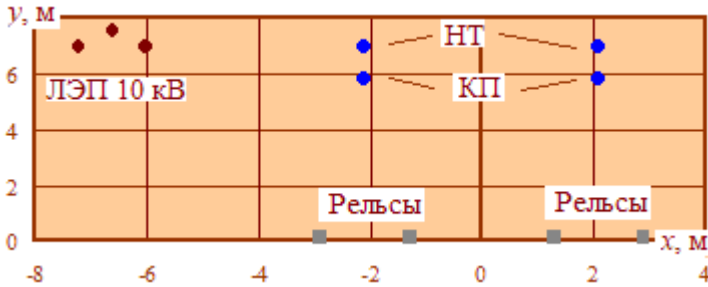


Рис. 4. Координаты токоведущих частей:
НТ – несущий трос; КП – контактный провод

Fig. 4. Coordinates of current carrying part:
NT – supporting cable; KP – contact wire

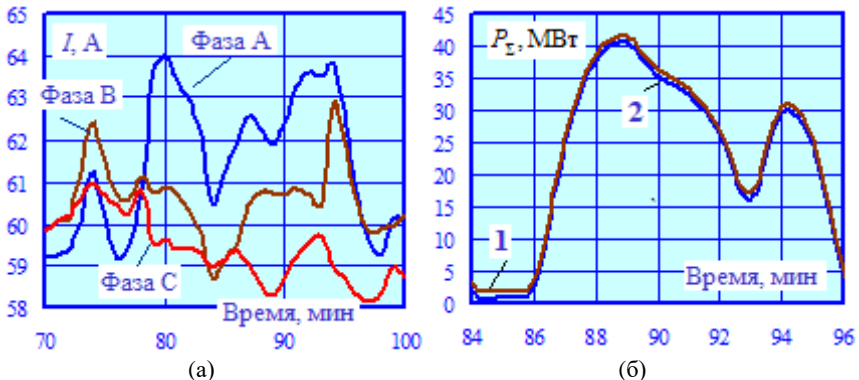


Рис. 5. Токи инвертора (а) и суммарная мощность, потребляемая из ЭЭС (б):
1 – СЭС отключена; 2 – СЭС включена

Fig. 5. Inverter currents (a) and total power consumed from the power system (b):
1 – solar plant is disabled; 2 – solar plant is turned on

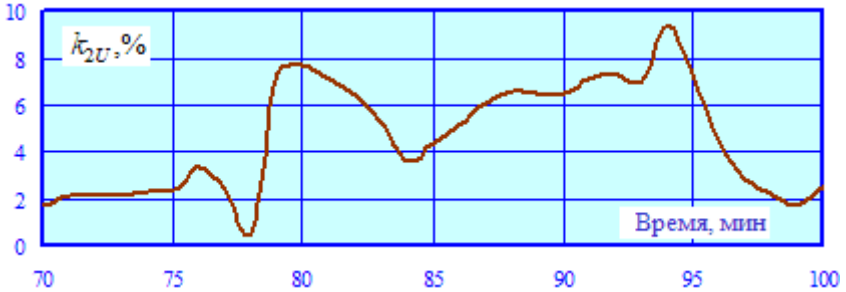


Рис. 6. Коэффициенты несимметрии на шинах 10 кВ ТП 3

Fig. 6. Voltage unbalance ratio on 10 kV busbars of transformer substation TS 3

Результаты моделирования несинусоидальных режимов представлены на рис. 7 и 8. Из них видно, что выпрямительные электровозы создают значительные гармонические искажения на шинах 10 кВ ТП (рис. 7, а); средняя величина суммарного коэффициента гармоник напряжения фазы С составляет 6,2 %, а максимальная по фазе В достигает 24 %. При включении инвертора уровни гармоник увеличиваются; среднее значение по фазе В до 6,8 %, а максимальное по той же фазе – до 26 % (рис. 7). Формы кривых напряжений фазы А для 80-й минуты моделирования показаны на рис. 8.

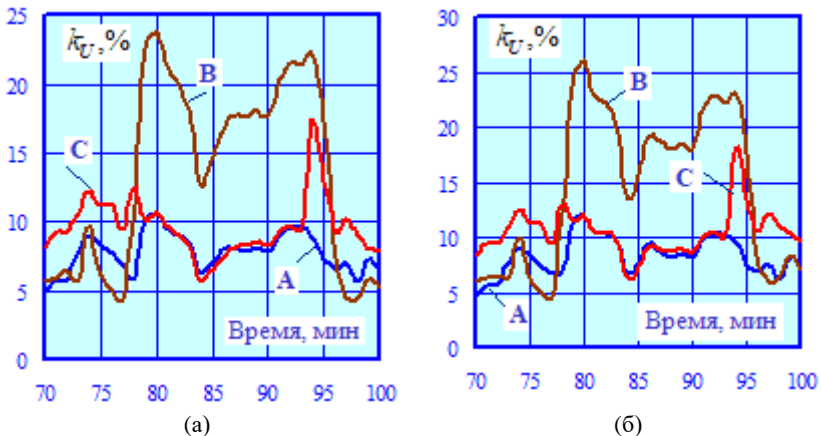


Рис. 7. Коэффициенты гармоник напряжения на шинах 10 кВ ТП 3: СЭС отключена (а); СЭС включена (б)

Fig. 7. Voltage harmonic coefficients on 10 kV busbars of transformer substation TS 3: solar plant is disabled (a); solar plant is turned on (b)

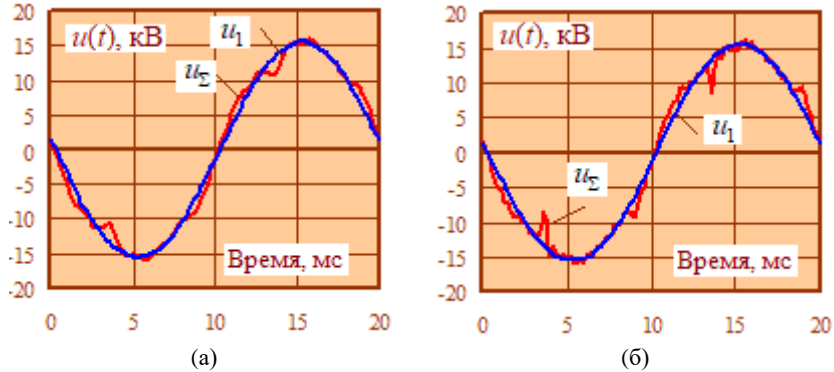


Рис. 8. Форма кривой напряжения фазы А на шинах 10 кВ тяговой подстанции для 80-й минуты моделирования: СЭС отключена (а); СЭС включена (б)

Fig. 8. Shape of phase A voltage curve on 10 kV buses of traction substations for the 80th minute of simulation: solar plant is disabled (a); solar plant is turned on (b)

Для улучшения качества электроэнергии можно использовать активные кондиционеры гармоник (рис. 9, а) и пофазно управляемые источники реактивной мощности (ИРМ) (рис. 9, б) [22-25], а также нерегулируемые установки емкостной компенсации [25]. Результаты моделирования несинусоидальных режимов при наличии активного кондиционера гармоник (АКГ) показаны на рис. 11, из которого видно, что коэффициенты гармоник не превышают 0,2 %.

Результаты моделирования при установке на шинах 10 кВ ТП 3 пофазно управляемого ИРМ приведены на рис. 11; при этом обеспечивается достаточно высокая стабильность напряжений: коэффициент вариации для фаз А и С равен 2 %, а для фазы В – 3 %. Среднее значение k_{2U} составляет 1,96 %. Располагаемые мощности ИРМ приняты равными – 5...5 Мвар.

Для полной стабилизации напряжений требуется размещение ИРМ на всех ТП участка. Кроме ИРМ для снижения отклонений и уменьшения несимметрии в среднесрочной перспективе можно использовать устройство, реализованное на основе схемы Штейнмеца [24], а также симметрирующие трансформаторы [23]. Для анализа аварийных режимов можно изменить подход, описанный в [26].

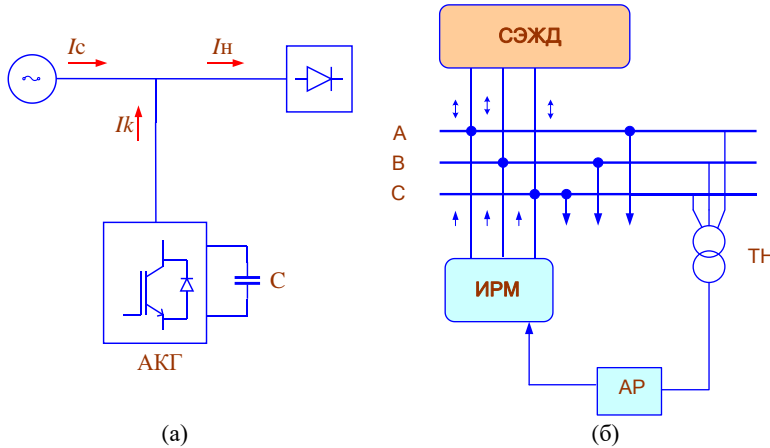


Рис. 9. Схемы активного кондиционера гармоник (а) и управляемого ИРМ (б): АР – автоматический регулятор; ТН – трансформатор напряжения

Fig. 9. Schemes of an active harmonic conditioner (a) and a controlled reactive power source (b): AR – automatic regulator; TN – voltage transformer

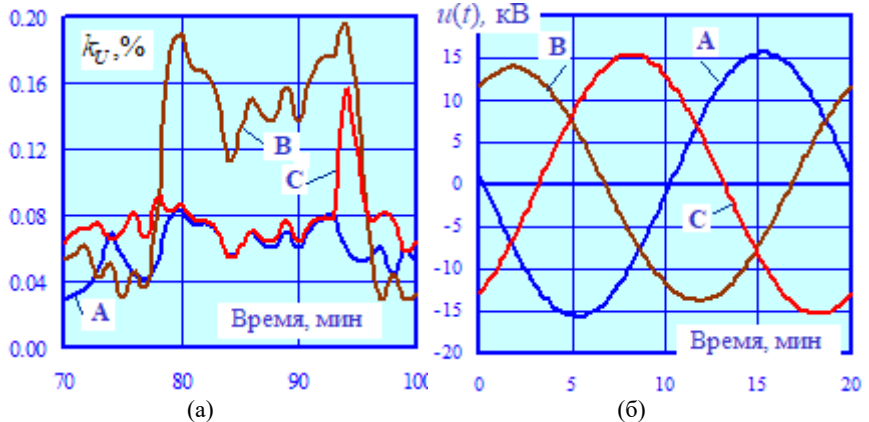


Рис. 10. Результирующие коэффициенты гармоник при включении АКГ (а) и формы кривых напряжения (б)

Fig. 10. Resulting harmonic coefficients when the active harmonic conditioner is turned on (a) and voltage curve shapes (b)

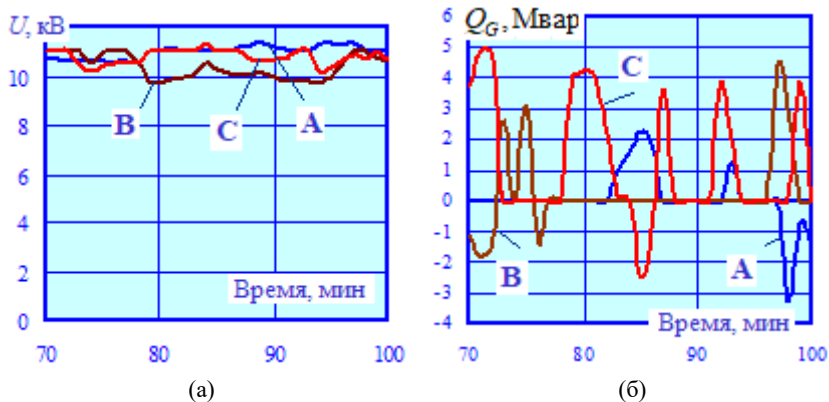


Рис. 11. Напряжения на шинах 10 кВ тяговой подстанции (а) и реактивные (б) мощности, генерируемые ИРМ

Fig. 11. Voltages on 10 kV buses of a traction substation (a) and reactive powers generated by a controlled reactive power source (b)

III. Заключение

Разработаны цифровые модели, обеспечивающие определение режимов СЭЖД, оснащенной установкой инверторной генерации в виде солнечной электростанции на базе фотоэлектрических панелей. Для реализации моделей использовались методы определения режимов электроэнергетических систем, содержащих сегменты постоянного и переменного тока [21].

Полученные результаты показали, что за счет использования СЭС снижается потребление ЭЭ из электроэнергетической системы и при массовом применении солнечных панелей может быть получен заметный технико-экономический эффект. Кроме того, дополнительные источники энергии позволят повысить надежность электроснабжения тяги поездов, а также объектов сигнализации и автоблокировки, обеспечивающих безопасность процессов перевозок грузов и пассажиров.

Для улучшения качества электроэнергии на шинах 10 кВ можно использовать пофазно управляемый источник реактивной мощности и активный кондиционер гармоник.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Разработка методов, алгоритмов и программного обеспечения для моделирования режимов систем тягового электроснабжения железных дорог постоянного тока».

© Крюков А. В., 2024

© Сулов К. В., 2024

© Нгуен Куок Хиеу, 2024

Поступила в редакцию 09.01.2024

Принята к публикации 20.02.2024

Received 09.01.2024

Accepted 20.02.2024

Библиографический список

- [1] Шевлюгин М.В., Жуматова А.А. Возможность использования возобновляемых источников энергии в системе тягового электроснабжения железных дорог // Наука и техника транспорта. 2008. № 4. С. 25-28.
- [2] Петрушин А.Д., Черняев С.С. Обоснование использования энергии возобновляемых источников в составе системы тягового электроснабжения // Труды Ростовского государственного университета путей сообщения. 2021. № 4 (57). С. 78-82.
- [3] Применение возобновляемых источников энергии на железных дорогах // Железные дороги мира. 2013. № 1. С. 43-48.
- [4] Бекбаев А.Б., Жуматова А.А. Экологические аспекты при использовании ВЭС в системе тягового электроснабжения // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем каспийского шельфа, Сентябрь 06, 2019, Астрахань, Россия: АГТУ, 2019. С. 292-295.
- [5] Черняев С.С., Пигалёв Д.А. Снижение расхода электроэнергии на тягу поездов при использовании экологически чистых источников энергии // Транспорт: наука, образование, производство (Транспорт – 2019), Апрель 23-26, 2019, Ростов-на-Дону, Россия: РГУПС, 2019. С. 147-150.
- [6] Косарев А.Б., Ребров И.А., Науменко С.Н., Барч А.В. Научные приоритеты использования альтернативных источников энергии на железнодорожном транспорте // Вестник Научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. 2020. № 79 (5). С. 293-300. DOI: 10.21780/2223-9731-2020-79-5-293-300
- [7] Гончаров Ю.П., Сокол Е.И., Замаруев В.В., Ивахно В.В., Кривошеев С.Ю., Ересько А.В., Маляренко Е.А., Стысло Б.А., Панасенко Н.В., Сыченко В.Г., Косарев Е.Н. Система преобразования энергии, генерируемой в полосе отчуждения железной дороги с помощью солнечных панелей // Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2015. № 30 (2). С. 98-108.
- [8] Абрамян А.Э. Использование альтернативных источников энергии на железнодорожном транспорте // Соискатель - приложение к журналу «Мир транспорта». 2022. № 1 (11). С. 36-42.
- [9] Мирошниченко А.А., Кулганатов А.З., Гордиевский Е.М., Сироткин Е.А., Смирнов А.Ю., Ковалев А.А., Романов К.В. Исследование аэродинамических характеристик железнодорожного состава с целью утилизации энергии сопутствующих воздушных потоков // Интеграция наук. 2019. № 1 (24). С. 388-401.
- [10] Финиченко А.Ю., Пырма А.А., Севастьянова А.А. Развитие на железнодорожном транспорте собственных источников энергии с учетом нетрадиционных и альтернативных процессов энергоснабжения // III Всерос. науч.-практ. конф. с межд. участием «Теплофизические основы энергетических технологий», Октябрь 04-06, 2012, Томск, Россия: НИУ ТПУ, 2012. С. 121-125.

- [11] Косарев А.Б., Науменко С.Н., Заручейский А.В., Ребров И.А. Анализ трендов развития электрогенерации и оценка перспектив применения инновационных энергоэффективных технологий на транспорте // Бюллетень Объединенного учебного совета ОАО РЖД, 2018. № 3. С. 11-22.
- [12] Жараспаева Д.С., Выходцев П.В., Финиченко А.Ю. Альтернативная энергетика на железнодорожном транспорте // Наука. Технологии. Инновации, Декабрь 05-09, 2016, Новосибирск, Россия: НГТУ, 2016. С. 215-217.
- [13] Singh L., Vaishnav C., Shrivastava V. Performance analysis of hybrid network of indian traction power system using renewable energy sources // 2016 International Conference on Micro-Electronics and Telecommunication Engineering (ICMETE), Sep. 22-23, 2016, Ghaziabad, India: IEEE, 2016. DOI: 10.1109/ICMETE.2016.101
- [14] Kuznetsov V., Kuznetsov V., Bondar O., Rojek A., Hubskeyi P., Stypulkowski P. Study of short circuit currents in a distributed traction power supply system with renewable electric power sources // 2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Oct. 03-07, 2022, Kharkiv, Ukraine: IEEE, 2022. DOI: 10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916341
- [15] Bade S.K., Kulkarni V. Use of renewable energy in performance enhancement of Indian traction power supply system // 2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSEDPS), Jun. 12-13, 2018, Nagpur, India: IEEE, 2018. DOI: 10.1109/ICSEDPS.2018.8536056
- [16] Bade S.K., Kulkarni V.A. Analysis of railway traction power system using renewable energy: A review // 2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), Mar. 28-29, 2018, Chennai, India: IEEE, 2018. DOI: 10.1109/ICCPEIC.2018.8525206
- [17] Bakre S., Gokhale P. Neural network based source selection scheme for wind-solar based auxiliary supply in railway traction systems // 2020 IEEE Pune Section International Conference (PuneCon), Dec. 16-18, 2020, Pune, India: IEEE, 2020. DOI: 10.1109/PuneCon50868.2020.9362376
- [18] Василенко Я.В. Цифровизация российской электроэнергетики: современное состояние и перспективы развития // Проблемы российской экономики на современном этапе, Апрель 12, 2019, Москва, Россия. М.: ФГБОУВО "РГУП", 2020. С. 105-111.
- [19] Шаров Ю.В., Суханов О.А., Карымов Р.Р. и др. Решение задачи расчета установившегося режима объединенной системы переменного и постоянного тока на основе метода функционального (кибернетического) моделирования // Энергоаудит. 2007. № 1. С. 38-39.
- [20] Веников В.А., Суханов О.А. Кибернетические модели электрических систем. М.: Энергоиздат, 1982. – 328 с.
- [21] Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование систем тягового электроснабжения постоянного тока на основе фазных координат. М.: Директ-Медиа, 2023. – 156 с.
- [22] Закарюкин В.П., Крюков А.В., Черепанов А.В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии. Иркутск: ИРНТУ, 2015. – 218 с.
- [23] Закарюкин В.П., Крюков А.В., Авдиенко И.М. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных симметрирующими трансформаторами. М.-Берлин: Директ-Медиа, 2017. – 167 с.

- [24] Закарюкин В.П., Крюков А.В., Любченко И.А., Черепанов А.В. Улучшение качества электроэнергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог. М.-Берлин: Директ-Медиа, 2020. – 184 с.
- [25] Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1983. – 183 с.
- [26] Фигурнов Е.П., Жарков Ю.И., Герман Л.А., Субханвердиев К.С., Карпов И.П. Параметры совместных схем замещения систем внешнего и тягового электроснабжения при коротком замыкании в контактной сети // *Электрические станции*. 2021. № 7. С. 20-26.

References

- [1] M.V. Shevliugin and A.A. Zhumatova, “Application possibility of perpetual energy sources in the traction electric supply system on railways”, *Science and Technology in Transport*, no. 4, pp. 25-28, 2008.
- [2] A.D. Petrushin and S.S. Chernyaev, “Justification of the use of renewable energy sources as part of the traction power supply system”, *Trudy Rostovskogo Gosudarstvennogo Universiteta Putej Soobshcheniya*, vol. 4, no. 57, pp. 78-82, 2021.
- [3] “Primenenie vozobnovlyaemykh istochnikov energii na zheleznykh dorogah [Application of renewable energy sources on railways]”, *Zheleznye Dorogi Mira [World Railways]*, no. 1, pp. 43-48, 2013 (in Russian).
- [4] A.B. Bekbaev and A.A. Zhumatova, “Ekologicheskie aspekty pri ispol'zovanii VES v sisteme tyagovogo elektrosnabzheniya [Environmental aspects when using wind power plants in the traction power supply system]”, in proc. *Novejshie tekhnologii osvoeniya mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ya i obespechenie bezopasnosti ekosistem kaspijskogo shel'fa [Latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of ecosystems of the Caspian shelf]*, Sep. 06, 2019, Astrakhan, Russia, pp. 292-295 (in Russian).
- [5] S.S. Chernyaev and D.A. Pigalev, “How can usage of ecologically pure sources of energy help reduction of electricity consumption on locomotive haulage”, in proc. *Transport: science, education, production (Transport – 2019)*, Apr. 23-26, 2019, Rostov-on-Don, Russia, pp. 147-150.
- [6] A.B. Kosarev, I.A. Rebrov., S.N. Naumenko and A.V. Barch, “Scientific priorities for the use of alternative energy sources in railway transport”, *Russian Railway Science Journal*, vol. 79, no. 5, pp. 293-300, 2020. DOI: 10.21780/2223-9731-2020-79-5-293-300
- [7] Yu.P. Goncharov, E.L. Sokol, V.V. Zamaruev, V.V. Ivakhno, S.Yu. Krivosheev, O.V. Eres'ko, E.A. Malyarenko, B.O. Styslo, M.V. Panasenko, V.G. Sychenko and E.M. Kosarev, “Transformation of power generated in railways dispossession belt by solar energy”, *Bulletin of the Azov State Technical University. Series: Technical Sciences*, vol. 30, no. 2, pp. 98-108, 2015.
- [8] A.E. Abramyan, “Use of alternative energy sources in railway transport”, *Soiskatel' - prilozhenie k zhurnalu «Mir transporta» [Applicant – supplement to the magazine World of transport and transportation]*, vol. 1, no. 11, pp. 36-42, 2022 (in Russian).
- [9] A.A. Miroshnichenko, A.Z. Kulganatov, E.M. Gordievsky, E.A. Sirotkin, A.Yu. Smirnov, A.A. Kovalyov and K.V. Romanov, “Research of aerodynamic characteristics of railway train for utilization of related air flow energy”, *Integraciya nauk [Integration of Sciences]*, vol. 1, no. 24, pp. 388-401, 2019 (in Russian).

- [10] A.Yu. Finichenko, A.A. Pyrma and A.A. Sevastyanova, "Razvitie na zheleznodorozhnom transporte sobstvennyh istochnikov energii s uchetom netracionnyh i alternativnyh processov energosnabzheniya [Development of own energy sources in railway transport taking into account non-traditional and alternative energy supply processes]", in proc. *III All-Russian. scient.-pract. conf. with intl. part. "Teplofizicheskie osnovy energeticheskikh tekhnologij [Thermophysical foundations of energy technologies]"*, Oct. 04-06, 2012, Tomsk, Russia, pp. 121-125 (in Russian).
- [11] A.B. Kosarev, S.N. Naumenko, A.V. Zarucheytsky and I.A. Rebrov, "Analysis of trends in the development of power generation and assessment of the prospects for the use of innovative energy-efficient technologies in transport", *Bulletin of Joint Scientific Council of JSC Russian Railways*, no. 3, pp. 11-22, 2018.
- [12] D.S. Zharaspaeva, P.V. Vykhodtsev and A.Yu. Finichenko, "Alternativnaya energetika na zheleznodorozhnom transporte [Alternative energy in railway transport]", in proc. *Nauka. Tekhnologii. Innovacii [Science. Technologies. Innovations]*, Dec. 05-09, 2016, Novosibirsk, Russia, pp. 215-217 (in Russian).
- [13] L. Singh, C. Vaishnav and V. Shrivastava, "Performance analysis of hybrid network of indian traction power system using renewable energy sources", in proc. *2016 International Conference on Micro-Electronics and Telecommunication Engineering (ICMETE)*, Sep. 22-23, 2016, Ghaziabad, India. DOI: 10.1109/ICMETE.2016.101
- [14] V. Kuznetsov, V. Kuznetsov, O. Bondar, A. Rojek, P. Hubskeyi and P. Stypulkowski, "Study of short circuit currents in a distributed traction power supply system with renewable electric power sources", in proc. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Oct. 03-07, 2022, Kharkiv, Ukraine. DOI: 10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916341
- [15] S.K. Bade and V. Kulkarni, "Use of renewable energy in performance enhancement of Indian traction power supply system", in proc. *2018 International Conference on Smart Electric Drives and Power System (ICSEDPS)*, Jun. 12-13, 2018, Nagpur, India. DOI: 10.1109/ICSEDPS.2018.8536056
- [16] S.K. Bade and V.A. Kulkarni, "Analysis of railway traction power system using renewable energy: A review", in proc. *2018 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, Mar. 28-29, 2018, Chennai, India. DOI: 10.1109/ICCPEIC.2018.8525206
- [17] S. Bakre and P. Gokhale, "Neural network based source selection scheme for wind-solar based auxiliary supply in railway traction systems", in proc. *2020 IEEE Pune Section International Conference (PuneCon)*, Dec. 16-18, 2020, Pune, India. DOI: 10.1109/PuneCon50868.2020.9362376
- [18] Ya.V. Vasilenko, "Cifrovizaciya rossijskoj elektroenergetiki: sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya [Digitalization of the Russian electric power industry: current state and development prospects]", in proc. *Problemy rossijskoj ekonomiki na sovremennoj etape [Problems of the Russian economy at the present stage]*, Apr. 12, 2019, Moscow, Russia (in Russian).
- [19] Yu.V. Sharov, O.A. Sukhanov, R.R. Karymov et al., "Reshenie zadachi rascheta ustanovivshegosya rezhima ob"edinennoj sistemy peremennogo i postoyannogo toka na osnove metoda funkcional'nogo (kiberneticheskogo) modelirovaniya [Solution of the problem of calculating the steady state of a combined AC and DC system based on

- the method of functional (cybernetic) modeling]”, *Energoaudit*, no. 1, pp. 38-39, 2007 (in Russian).
- [20] V.A. Venikov and O.A. Sukhanov, *Kiberneticheskie modeli elektricheskikh sistem [Cybernetic models of electrical systems]*. Moscow: Energoizdat, 1982 (in Russian).
- [21] V.P. Zakaryukin and A.V. Kryukov, *Modelirovanie sistem tyagovogo elektrosnabzheniya postoyannogo toka na osnove faznykh koordinat [Modeling of DC traction power supply systems based on phase coordinates]*. Moscow: Direct-Media, 2023 (in Russian).
- [22] V.P. Zakaryukin, A.V. Kryukov and A.V. Cherepanov, *Intellectual technologies of quality management of the electric power*. Irkutsk: INRTU, 2015.
- [23] V.P. Zakaryukin, A.V. Kryukov and I.M. Avdienko, *Modelirovanie sistem tyagovogo elektrosnabzheniya, osnashchennykh simmetriyushchimi transformatorami [Modeling of traction power supply systems equipped with balun transformers]*. Moscow-Berlin: Direct-Media, 2017 (in Russian).
- [24] V.P. Zakaryukin, A.V. Kryukov, I.A. Lyubchenko and A.V. Cherepanov, *Uluchshenie kachestva elektroenergii v sistemah elektrosnabzheniya netyagovykh potrebitelej zheleznykh dorog [Improving the quality of electricity in power supply systems of non-traction railway consumers]*. Moscow-Berlin: Direct-Media, 2020 (in Russian).
- [25] B.M. Borodulin, L.A. German and G.A. Nikolaev, *Kondensatornye ustanovki elektrifirovannykh zheleznykh dorog [Capacitor installations of electrified railways]*. Moscow: Transport, 1983 (in Russian).
- [26] E. Figurnov, Yu. Zharkov, L. German, K. Subhanverdiev and I. Karpov, “Parameters of equivalent circuits for external and traction power supply systems in case of a short circuit in the contact network”, *Electrical Stations*, no. 7, pp. 20-26, 2021.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Крюков Андрей Васильевич, доктор технических наук, профессор Иркутского государственного университета путей сообщения; профессор Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация.

Суслов Константин Витальевич, доктор технических наук, профессор Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва; профессор Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация.

Нгуен Куок Хиеу, аспирант Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация.

Andrey V. Kryukov, D. Sci. (Eng.), professor of the Irkutsk State Transport University; professor of the Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation.

Konstantin V. Suslov, D. Sci. (Eng.), professor of the National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow; professor of the Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation.

Nguyen Quoc Hieu, postgraduate student of the Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation.

УДК 621.311

EDN IRBOBJ

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ, ОБУСЛОВЛЕННЫМ ГЕНЕРАЦИЕЙ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТОКА НЕЛИНЕЙНЫМИ НАГРУЗКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

А.В. Кузнецов

e-mail: kav2@ulstu.ru

Ульяновский государственный технический университет
*Ульяновск, Россия***В.В. Чикин**

ORCID: 0000-0002-3295-2650 e-mail: chikin_vladislav@mail.ru

Ульяновский государственный технический университет
Ульяновск, Россия

В статье предпринимается попытка провести анализ подхода к построению модели управления качеством электроэнергии в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, с целью его совершенствования. Преложенный подход связан с участником правоотношений и обуславливает их ответственность, обязательства и способ обеспечения исполнения обязательств. Проведен анализ технологического процесса передачи электроэнергии в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки. Анализ показывает, что технологический процесс в части распространения гармонических составляющих тока предполагает участие каждого искажающего потребителя, сетевой организации и других потребителей сетевой организации, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. В существующей нормативной правовой базе обозначены и установлены правоотношения только между искажающими потребителями и сетевой организацией. Правоотношения между искажающими потребителями и потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию, в существующей нормативной правовой базе не обозначены, что снижает работоспособность модели управления качеством электроэнергии. Процесс генерации гармонических составляющих тока нелинейной нагрузкой потребителей в электрическую сеть сетевой организации, на настоящий момент, не управляем. Предложено узаконить правоотношения между потребителями сетевой организации, что позволит обеспечить правомерность применения управляющих факторов и эффективность управления генерацией гармонических составляющих тока нелиней-

ными нагрузками потребителей. В случае отсутствия прямых договорных отношений между потребителями для регулирования правоотношений между ними предложено использовать существующие договорные отношения между каждым потребителем и сетевой организацией через посредника, которым является энергосбытовая организация. Таким образом, возложив на энергосбытовую организацию посреднические функции в модели управления качеством электроэнергии.

Ключевые слова: гармонические составляющие, качество электроэнергии, нелинейная нагрузка, несинусоидальность, правоотношения, управление.

Для цитирования: Кузнецов А.В., Чикин В.В. Новый подход к построению модели управления качеством электроэнергии по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 86-100. EDN IRBOBJ

A NEW APPROACH TO BUILDING A MODEL OF POWER QUALITY MANAGEMENT BASED ON INDICATORS CAUSED BY GENERATION OF HARMONIC CURRENT COMPONENTS BY NONLINEAR CONSUMER LOADS

A.V. Kuznetsov

e-mail: kav2@ulstu.ru

Ulyanovsk State Technical University

Ulyanovsk, Russia

V.V. Chikin

ORCID: 0000-0002-3295-2650 e-mail: chikin_vladislav@mail.ru

Ulyanovsk State Technical University

Ulyanovsk, Russia

Abstract. The article attempts to analyze the approach to building a model of power quality management in the power supply systems of consumers of a grid organization according to the indicators caused by the generation of harmonic current components by nonlinear consumer loads in order to improve it. The proposed approach is connected with the participants of legal relations and stipulates their responsibility, obligations and the way of ensuring the fulfillment of obligations. The analysis of the technological and logical process of electric power transmission in the power supply system of consumers of the grid organization, some of which contain non-linear loads, is carried out. The analysis shows that the technological process in terms of propagation of harmonic current components involves each distorting consumer, the grid organization and other consumers of the grid organization, forced to consume distorted electricity. The existing normative legal framework identifies and establishes legal relations only between the distorting consumers

and the grid organization. Legal relations between distorting consumers and consumers forced to consume distorted electricity are not specified in the existing regulatory framework, which reduces the efficiency of the power quality management model. The process of generation of harmonic components of current by nonlinear load of consumers in the electric network of grid organization, at the moment, is not controllable. It is proposed to legalize legal relations between grid organization consumers, which will ensure the legitimacy of the application of control factors and the effectiveness of management of the generation of harmonic current components by nonlinear loads of consumers. In case of absence of direct contractual relations between consumers for regulation of legal relations between them it is offered to use contractual relations between each consumer and grid organization through an intermediary, which is an energy sales company. Thus, assigning intermediary functions in the power quality management model to the energy sales company.

Keywords: power quality, management, non-sinusoidality, harmonic components, legal relations, nonlinear load.

For citation: A.V. Kuznetsov and V.V. Chikin, "A new approach to building a model of power quality management based on indicators caused by generation of harmonic current components by nonlinear consumer loads", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 86-100, 2024. EDN IRBOBJ

I. Введение

По опубликованным данным, ежегодные убытки от потребления электроэнергии пониженного качества для России составляют порядка 25 млрд. долларов в год [1], для США и отдельных стран Европы 20-40 млрд. долларов в год [2-4]. Проблема ущерба от низкого уровня качества электроэнергии (КЭ) многогранна и связана с целым рядом показателей качества электроэнергии (ПКЭ), обозначенных в ГОСТ 32144-2013 [5]. Часть из них характеризует искажение синусоидальной формы кривой напряжения, возникающее вследствие генерации гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками, расположенными в электрических сетях потребителей [6]. К таким ПКЭ относятся коэффициенты гармонических составляющих напряжения до 40-ого порядка $K_{U(n)}$ и суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения K_U . Указанные выше показатели играют достаточно весомую роль в снижении уровня КЭ. Требуют такого же внимания при создании модели управления КЭ, как и любые другие ПКЭ.

Управление КЭ в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации осуществляется Государственными органами на основании технического регламента [7] и нормативных правовых актов [8, 9]. Несовершенство модели управления признается многими авторами [10-12]. В этой связи в статье предпринимается попытка провести ана-

лиз подхода к построению модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, с целью его совершенствования. Рассматриваемый в статье подход связан с участниками правоотношений и обуславливает их ответственность, обязательства и способ обеспечения исполнения обязательств. В существующем подходе предполагаются правоотношения между потребителями электроэнергии и сетевой организацией, регулируемые через посредника, в качестве которого выступают организации, осуществляющие энергосбытовую деятельность (далее по тексту – энергосбытовые организации).

Исследования, направленные на совершенствование подхода к построению модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, на взгляд авторов являются актуальными. Для анализа подхода и проведения исследований необходимо рассмотреть технологический процесс передачи электроэнергии в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки.

II. Анализ технологического процесса передачи электроэнергии в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки

Технологический процесс передачи электроэнергии в электрическую сеть потребителя с нелинейными нагрузками характеризуется генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками с дальнейшим распространением генерируемых гармонических составляющих тока по электрической сети. Гармонические составляющие тока связаны с негативными последствиями для всех элементов электротехнического комплекса электроснабжения потребителей сетевой организации, электрически и магнитно связанных с нелинейными нагрузками. Это элементы, участвующие в передаче, распределении и потреблении электроэнергии. Сюда относятся электрические сети и нагрузки потребителей электроэнергии и сетевой организации.

Для анализа процесса распространения гармонических составляющих тока рассмотрена упрощенная схема электротехнического комплекса электроснабжения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки (рис. 1).

Схема составляется и рассматривается для каждого потребителя сетевой организации с нелинейными нагрузками в отдельности относительно точек передачи электроэнергии (ТПЭ), в которых нормируются ПКЭ, в фиксированный интервал времени. В составе нелинейных нагрузок потребителя может присутствовать как один, так и несколько электроприемников с

нелинейной вольт-амперной характеристикой. На схеме такая нагрузка обозначена как VD. Остальные потребители сетевой организации представлены на схеме одним обобщенным потребителем. Действительно же каждый из остальных потребителей сетевой организации подключен к электрической сети сетевой организации в определенном месте и имеют свою ТПЭ.

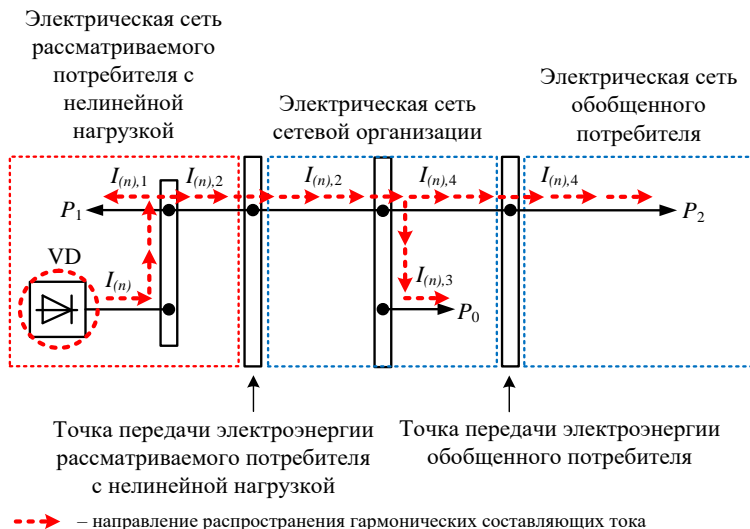


Рис. 1. Упрощенная схема, иллюстрирующая распространение гармонических составляющих тока в электротехническом комплексе электроснабжения

Fig. 1. Simplified scheme illustrating the propagation of harmonic components of current in the electrical system of power supply

Анализ схемы показывает, что в результате генерации гармонических составляющих тока $I_{(n)}$ нелинейными нагрузками происходит их распространение по электрической сети и нагрузкам P_1 рассматриваемого потребителя $I_{(n),1}$. При этом часть гармонических составляющих тока $I_{(n),2} = I_{(n)} - I_{(n),1}$ уходит за ТПЭ в электрическую сеть сетевой организации. Вышедшие за ТПЭ гармонические составляющие тока $I_{(n),2}$ распространяются по электрической сети сетевой организации. Часть из них $I_{(n),3}$ поступает к нагрузкам сетевой организации P_0 . Другая часть $I_{(n),4} = I_{(n)} - I_{(n),1} - I_{(n),3}$ распространяется по электрическим сетям и нагрузкам P_2 остальных потребителей, получающих питание от сетевой организации. Распределение $I_{(n),4}$ между остальными потребителями сетевой организации происходит в соответ-

ствии с удаленностью потребителя от места генерации гармонических составляющих тока с учетом сопротивления цепи протекания гармонических составляющих тока.

Следует отметить, что рассмотренная схема не учитывает генерацию гармонических составляющих тока от нелинейных нагрузок, расположенных в электрической сети сетевой организации. Хотя это может иметь место. Вместе с тем известно, что установленная мощность нелинейных нагрузок, расположенных в электрической сети сетевой организации, несоизмеримо мала по сравнению с установленной мощностью нелинейных нагрузок, расположенных в электрических сетях потребителей [6]. Ее влиянием на технологический процесс можно пренебречь.

Визуализировать процесс распространения гармонических составляющих тока любого другого потребителя сетевой организации с нелинейными нагрузками возможно, если принять его в качестве рассматриваемого, а прежнего потребителя с нелинейными нагрузками перевести в состав обобщенного потребителя. При этом его нелинейные нагрузки необходимо не учитывать. Распространение гармонических составляющих тока других потребителей сетевой организации с нелинейными нагрузками на схеме не показано.

Реально в электротехническом комплексе электроснабжения присутствуют гармонические составляющие тока от всех потребителей с нелинейными нагрузками. Любой потребитель может как генерировать гармонические составляющие тока, так и одновременно потреблять гармонические составляющие тока, которые генерируются другими потребителями с нелинейными нагрузками. В процессе передачи эти гармонические составляющие тока могут протекать как в совпадающем, так и противоположном направлении относительно друг друга. Накладываться, увеличивая значение гармонических составляющих тока в ТПЭ, или компенсировать друг на друга. Схема распространения гармонических составляющих тока в данном случае будет результатом наложения отдельных схем распространения гармонических составляющих тока каждого из потребителей с нелинейными нагрузками.

Если при анализе процесса распространения гармонических составляющих тока, генерируемых рассматриваемым потребителем с нелинейными нагрузками, учитывать влияние гармонических составляющих тока других потребителей с нелинейными нагрузками (на схеме не показаны), то можно предположить, что в результате наложения токов в ТПЭ результирующие гармонических составляющих тока могут быть направлены как от рассматриваемого потребителя в сторону сетевой организации, так и от сетевой организации к рассматриваемому потребителю. В первом случае,

часть гармонических составляющих тока $I_{(n),2}$ выходит за ТПЭ в электрическую сеть сетевой организации. Негативные последствия, возникающие в электрических сетях сетевой организации и остальных потребителей, связаны с частями генерируемых гармонических составляющих тока $I_{(n),3}$ и $I_{(n),4}$ соответственно. В этом случае, для сетевой организации рассматриваемый потребитель с нелинейными нагрузками является искажающим по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока.

Во втором случае, гармонические составляющие тока $I_{(n),2}$ рассматриваемого потребителя с нелинейными нагрузками не выходят за ТПЭ в электрическую сеть сетевой организации. Негативные последствия, возникающие в электрических сетях сетевой организации и остальных потребителей, не связаны с гармоническими составляющими тока рассматриваемого потребителя. В таком случае, рассматриваемый потребитель с нелинейными нагрузками подобно потребителю, не имеющему в своем составе нелинейных нагрузок, не является искажающим по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока. Негативные последствия, возникающие в электрической сети рассматриваемого потребителя с нелинейными нагрузками, связаны не только с частью генерируемых гармонических составляющих тока $I_{(n),1}$, но и с гармоническими составляющими тока других потребителей с нелинейными нагрузками. Рассматриваемый потребитель с нелинейной нагрузкой вынужден потреблять электроэнергию, искаженную другими потребителями сетевой организации.

Анализ схемы показывает, что технологический процесс передачи электроэнергии в электротехническом комплексе электроснабжения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки, в части распространения гармонических составляющих тока предполагает участие каждого искажающего потребителя, сетевой организации и других потребителей сетевой организации, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. Отсюда возникает вопрос о возможных правоотношениях между каждым искажающим потребителем и сетевой организацией, между каждым искажающим потребителем и другими потребителями сетевой организации, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию. Правоотношения позволяют определить ответственность, обязательства и способ обеспечения исполнения обязательств, необходимые для использования в модели управления. В существующей нормативной правовой базе обозначены и установлены правоотношения только между искажающими потребителями и сетевой организацией. Правоотношения между искажающими потребителями и потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию, в существующей нормативной правовой базе не обозначены.

III. Эффективность модели управления качеством электроэнергии при существующем подходе к участникам правоотношений

При существующем подходе к построению модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, участниками правоотношений являются сетевая организация и каждый из подключенных к ее электрической сети потребителей электроэнергии. Для анализа существующей модели управления КЭ достаточно рассмотреть **два варианта** правоотношений между сетевой организацией и потребителем. В одном варианте, это может быть сетевая организация и один из потребителей, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. Искажение может создаваться как одним, так и несколькими искажающими потребителями сетевой организации. В другом варианте сетевая организация и один из искажающих потребителей. Оба варианта могут относиться к одному потребителю в разные интервалы времени. В одном из интервалов потребитель может быть искажающим. Во втором не искажающим.

В обоих вариантах, в соответствии с существующим подходом к построению, на сетевую организацию и потребителя возлагаются ответственность и обязательства друг перед другом по поддержанию значений ПКЭ, обусловленных генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, в ТПЭ на уровне требований ГОСТ 32144-2013. Указанные показатели связаны с протеканием в ТПЭ результирующих гармонических составляющих тока. Предусмотрен способ обеспечения исполнения обязательств, если одна из сторон не выполняет обязательства. Согласно статье 547 [9], которая регулирует правоотношения между сетевой организацией и потребителем электроэнергии по договору энергоснабжения, в качестве способа обеспечения исполнения обязательств предусмотрена оплата ущерба, связанного с негативными последствиями протекания гармонических составляющих тока.

В **первом варианте** сетевая организация несет ответственность перед потребителем за генерацию в его электрическую сеть гармонических составляющих тока. Потребитель, вынужденный потреблять искаженную электроэнергию, по действующим правилам, может предъявлять претензии к сетевой организации. Требовать возмещения ущерба. Однако сетевая организация не генерирует гармонические составляющие тока. Она не является тем участником правоотношений, который может уменьшить или ликвидировать генерацию гармонических составляющих тока в электрическую сеть. В соответствии с технологическим процессом, гармонические составляющие тока генерируются искажающим потребителем и через ее электрическую сеть поступают в электрические сети других потребителей. Сетевая

организация является посредником в процессе распространения гармонических составляющих тока (рис. 1). Ее участие в технологическом процессе этим ограничивается.

Претензии потребителя, вынужденного потреблять искаженную электроэнергию, в данном случае оказываются направленными не по адресу. Отсюда неправомерность применения любых способов обеспечения исполнения обязательств по претензиям потребителя к сетевой организации в действующей модели управления. При существующем подходе к построению управляющий фактор, который должен обеспечить уменьшение или ликвидацию генерации гармонических составляющих тока, не эффективен. Применяться не может в силу неправомерности направления претензий в адрес сетевой организации. Адресатом должен быть искажающий потребитель, который в действующей модели управления не предполагается участником правоотношений. Предъявление претензий в его адрес, при существующем подходе, также не правомерно.

Во **втором варианте** искажающий потребитель несет ответственность перед сетевой организацией. Сетевая организация, по действующим правилам, может предъявлять претензии к искажающему потребителю. Требовать возмещения ущерба, связанного с негативными последствиями протекания гармонических составляющих тока в своей электрической сети и электрических сетях других потребителей, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. На первый взгляд, кажется, что управляющий фактор обеспечен. Однако сетевая организация имеет основание на возмещение только той части ущерба, которая обусловлена распространением гармонических составляющих тока в своей электрической сети. Вторая часть ущерба обусловлена протеканием гармонических составляющих тока в электрических сетях других потребителей и не имеет отношения к сетевой организации.

Относительно возмещения первой части ущерба, обусловленного протеканием гармонических составляющих тока по электрической сети сетевой организации, выяснено следующее. Оплата ущерба, реализована в действующей системе тарифообразования. Осуществление деятельности сетевой организации оплачивается потребителями по тарифу на передачу электроэнергии. При расчете и обосновании тарифа учитываются все затраты, связанные с передачей электроэнергии. В процессе эксплуатации в сетевой организации проводятся ремонт и замена оборудования, вышедшего из строя, и т. д. Не исключено, что среди причин, повлиявших выход из строя оборудования, присутствуют причины, связанные с протеканием генерируемых гармонических составляющих тока нелинейной нагрузкой потребителя.

Затраты на устранение ущерба, связанного с негативными последствиями протекания гармонических составляющих тока, выделить невозможно. На сегодняшний день, они включены наряду с другими в общие затраты на содержание электрических сетей и учитываются при расчете и обосновании тарифа на передачу электроэнергии. Стало быть, в силу сложившихся обстоятельств, первая часть ущерба возмещена искажающими потребителями через тариф и не может взиматься повторно, например, по решению арбитражного суда. Не может использоваться как управляющий фактор в модели управления.

Согласно технологическому процессу, вторая часть ущерба вызвана протеканием гармонических составляющих тока в электрических сетях других потребителей. Требовать возмещения этой части ущерба от искажающего потребителя сетевая организация не имеет права. Оплата ущерба оказывается направленной не по адресу. Адресатами оплаты второй части ущерба должны быть другие потребители сетевой организации, вынужденные потреблять искаженную электроэнергию. К сожалению, при существующем подходе к построению, они не являются участниками правоотношений в рассматриваемом варианте правоотношений. В действующей модели управления КЭ оплата второй части ущерба, вызванная протеканием гармонических составляющих тока в электрических сетях потребителей, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию, как управляющий фактор не эффективен и не может использоваться сетевой организацией по отношению к искажающему потребителю.

В итоге можно констатировать, что при существующем подходе к построению модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, действуют следующие управляющие факторы, которые, по замыслу и определению, должны обеспечить уменьшение или ликвидацию генерации гармонических составляющих тока.

1. Возмещение потребителю, вынужденному потреблять искаженную электроэнергию, ущерба, связанного с протеканием в его электрической сети гармонических составляющих тока, со стороны сетевой организации.

2. Возмещение сетевой организации ущерба, связанного с протеканием в ее электрической сети гармонических составляющих тока, со стороны искажающего потребителя.

3. Возмещение сетевой организации ущерба, связанного с протеканием в электрической сети потребителя, вынужденного потреблять искаженную электроэнергию, гармонических составляющих тока, со стороны искажающего потребителя.

Все рассмотренные управляющие факторы при существующем подходе, связанном с участниками правоотношений, не правомерны. Как для сетевой организации, так и для искажающего потребителя есть законные основания не оплачивать ущерб по предъявлению противоположной стороны. Существующий подход к построению, связанный с участниками правоотношений, не обеспечивает работоспособность модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей. Процесс генерации гармонических составляющих тока в электрическую сеть сетевой организации не управляем. Авторами предлагается новый подход, исключающий правоотношения потребителей с сетевой организацией и предполагающий новые правоотношения между потребителями сетевой организации.

IV. Модель управления качеством электроэнергии при новом подходе к участникам правоотношений

При новом подходе, связанным с участниками правоотношений, задействованными сторонами в правоотношениях являются каждый искажающий потребитель с одной стороны, и все другие потребители, вынужденные потреблять искаженную электроэнергию, с другой стороны. При этом, ответственность и обязательства по поддержанию значений ПКЭ, обусловленных генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, в ТПЭ на уровне требований ГОСТ 32144-2013, искажающий потребитель несет перед другими потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию. Предусмотрены способы обеспечения исполнения обязательств. Одним из таких способов является возмещение потребителям, вынужденным потреблять искаженную электроэнергию, ущерба, связанного с протеканием гармонических составляющих тока. Способ обеспечения исполнения обязательств служит управляющим фактором в модели управления КЭ.

В каждом случае искажающий потребитель наносит ущерб другим потребителям сетевой организации. Сумма ущерба, наносимого каждому потребителю, вынужденному потреблять искаженную электроэнергию, должна быть предъявлена искажающему потребителю. При нескольких искажающих потребителях, каждый из них причиняет ущерб потребителю, вынужденному потреблять искаженную электроэнергию. Этот ущерб должен распределяться между искажающими потребителями.

Возникает необходимость узаконить правоотношения между искажающим потребителем и потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию. Прямых договорных отношений между потребителями не предусмотрено. Однако существуют договорные отношения между каждым потребителем и сетевой организацией через посредника, которым является энергосбытовая организация. Предлагается использовать

эти отношения для регулирования правоотношений между потребителями. Возложить на энергосбытовую организацию посреднические функции в модели управления КЭ.

Функции энергосбытовой организации предположительно должны включать в себя следующее. Принятие претензии потребителей, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. Определение ущерба, связанного с протеканием гармонических составляющих тока, для каждого из потребителей, вынужденных потреблять искаженную электроэнергию. Определение суммарного ущерба. Выявление искажающих потребителей. Распределение суммы ущерба между искажающими потребителями. Предъявление соответствующей части суммы ущерба искажающему потребителю. Получение суммы ущерба и распределение ее между потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию. Оплата им соответствующей части суммарного ущерба. Все указанные действия необходимо поддержать решениями арбитражных судов, опирающихся на соответствующие правовые документы. Для осуществления всех названных функций необходима разработка соответствующих методик.

Реализация модели управления КЭ с учетом нового подхода к правоотношениям требует решения достаточно большого объема задач. Однако, без их решения, процесс генерации гармонических составляющих тока останется не управляемым. КЭ в электротехническом комплексе электрообеспечения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки, либо останется на прежнем уровне, либо будет ухудшаться.

V. Выводы

Анализ технологического процесса передачи электроэнергии в электротехническом комплексе электрообеспечения потребителей сетевой организации, часть из которых содержат нелинейные нагрузки, показывает, что для эффективного управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей, необходимо узаконить новые правоотношения между искажающими потребителями и потребителями, вынужденными потреблять искаженную электроэнергию.

Существующий подход к построению, связанный с участниками правоотношений, не обеспечивает работоспособность модели управления КЭ по показателям, обусловленным генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей. Процесс генерации гармонических составляющих тока в электрическую сеть сетевой организации не управляем.

При новом подходе к правоотношениям обеспечивается правомер-

ность применения управляющих факторов и эффективность управления генерацией гармонических составляющих тока нелинейными нагрузками потребителей. Без новых правоотношений процесс генерации гармонических составляющих тока останется не управляемым.

© Кузнецов А.В., 2024

© Чикин В.В., 2024

Поступила в редакцию 04.10.2023

Принята к публикации 13.12.2023

Received 04.10.2023

Approved 13.12.2023

Библиографический список

- [1] Добрусин Л.Н. Инвестиции в электроэнергетику России и программа повышения их эффективности. Материалы VI Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI веке», Москва, 1-4 апреля 2008 г.
- [2] Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Горпинич А.В. Оценка надежности электрооборудования при пониженном качестве электроэнергии // Вести в электроэнергетике. 2006. № 6.
- [3] Чэпмэн Д. Цена низкого качества электроэнергии // Энергосбережение. 2004. № 1.
- [4] Менсон Дж. Решение проблемы качества электроэнергии – дешевле, чем терпеть от нее убытки // Энергоэксперт. 2008. № 4. С. 49-63.
- [5] 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.
- [6] Карташев И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г., Шаров Ю.В., Насыров Р.Р. Управление качеством электроэнергии. М: МЭИ, 2017. – 347 с.
- [7] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011. Электромагнитная совместимость технических средств. Утв. решением комиссии Таможенного союза от 9 декабря 2011 года N 879. Москва. 2011.
- [8] Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и 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. [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения 26.09.2023).

- [9] Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.01.1996 г. № 14-ФЗ (ред. от 01.07.2021). [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_9027/ (дата обращения 26.09.2023).
- [10] Коверникова Л.И., Серков А.В., Шамонов Р.Г. Об управлении качеством электрической энергии в России в прошлом, настоящем и будущем // Энергетическая политика. 2018. № 1. С. 75-85.
- [11] Кузнецов А.В., Чикин В.В. Управление качеством электроэнергии в электроэнергетической системе // Промышленная энергетика. 2021. № 5. С. 53-59. DOI: 10.34831/EP.2021.30.84.008
- [12] Кононенко В.Ю., Мурачев А.С., Смоленцев Д.О. Задачи научно-технической политики в области качества электроэнергии на современном этапе формирования цифровой экономики РФ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 2 (47). С. 28-31.

References

- [1] L.N. Dobrusin, "Investicii v elektroenergetiku Rossii i programma povysheniya ih effektivnosti [Investments in electric power industry of Russia and their efficiency improvement programme]", in proc. VI All-Russian Energy Forum "Russian Energy and Fuel and Energy Complex in XXI century", Moscow, Apr. 1-4, 2008 (in Russian).
- [2] I.V. Zhezhelenko, Yu.V. Saenko and A.V. Gorpnich, "Ocenka nadezhnosti elektrooborudovaniya pri ponizhenном kachestve elektroenergii [Reliability assessment of electrical equipment under reduced power quality]", *Electric power news*, no. 6, 2006 (in Russian).
- [3] D. Chapman, "Cena nizkogo kachestva elektroenergii [The price of low power quality]", *Energy Saving*, no. 1, Jan. 2004 (in Russian).
- [4] J. Manson, "Reshenie problemy kachestva elektroenergii – deshevle, chem terpet' ot nee ubytki [Solving the power quality problem is cheaper than tolerating losses from it]", *Energoekspert*, no. 4, pp. 49-63, Apr. 2004 (in Russian).
- [5] Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems, GOST 32144-2013, July 2014.
- [6] I.I. Kartashev, V.N. Tulsy, R.G. Shamonov, Y.V. Sharov and P.P. Nasyrov, *Upravlenie kachestvom elektroenergii [Power quality management]*. Moscow: MPEI, 2017 (in Russian).
- [7] Elektromagnitnaya sovместimost' tekhnicheskikh sredstv [Electromagnetic compatibility of technical means], Technical Regulations of the Customs Union TR CU 020/2011, Dec. 2011.
- [8] Decree of the Government of the Russian Federation dated December 27, 2004 No. 861. "Ob utverzhdenii Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam po peredache elektricheskoy energii i okazaniya etih uslug, Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam po operativno-dispatcherskomu upravleniyu v elektroenergetike i okazaniya etih uslug, Pravil nediskriminacionnogo dostupa k uslugam administratora torgovoj sistemy optovogo rynka i okazaniya etih uslug i Pravil tekhnologicheskogo prisoedineniya energoprimayushchih ustroystv potrebitel'ev elektricheskoy energii, ob"ektov po proizvodstvu elektricheskoy energii, a takzhe ob"ektov elektrosetevogo hozyajstva, prinadlezhashchih setevym organizaciyam i inym licam, k elektricheskim setyam [On approval of the Rules for non-discriminatory access to services for the transmission

- of electrical energy and the provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to services for operational dispatch control in the electric power industry and the provision of these services, the Rules for non-discriminatory access to services of a trade administrator wholesale market systems and the provision of these services and the Rules for the technological connection of power receiving devices of electrical energy consumers, electrical energy production facilities, as well as electrical grid facilities belonging to network organizations and other persons to electrical networks]”. [Online]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ [Accessed: Sep. 26, 2023] (in Russian).
- [9] Civil Code of the Russian Federation (part two) dated Jan. 26, 1996 No. 14-FZ (as amended on July 1, 2021). [Online]. Available at: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_9027/ [Accessed: Sep. 26, 2023] (in Russian).
- [10] L.I. Kovernikova, A.V. Serkov and R.G. Shamonov, “On electric power quality management in Russia in the past, present and future”, *Energy policy*, no. 1, pp. 75-85, 2018.
- [11] A.V. Kuznetsov and V.V. Chikin, “Control of the quality of electricity in the electric power system”, *Industrial Power Engineering*, no. 5, pp. 53-59, May. 2021. DOI: 10.34831/EP.2021.30.84.008
- [12] V.Y. Kononenko, A.S. Murachev and D.O. Smolentsev, “The tasks of scientific and technical policy in the field of power quality at the present stage of digital economy development in the Russian Federation”, *Electric Power. Transmission and Distribution*, vol. 2, no. 47, pp. 28-31, 2018.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузнецов Анатолий Викторович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжение» Ульяновского государственного технического университета, г. Ульяновск, Российская Федерация.

Anatoly V. Kuznetsov, D. Sci. (Eng.), professor, head of Electrical Power Supply Department of the Ulyanovsk State Technical University, Ulyanovsk, Russian Federation.

Чикин Владислав Владимирович, старший преподаватель, аспирант Ульяновского государственного технического университета, г. Ульяновск, Российская Федерация.

Vladislav V. Chikin, senior lecturer, postgraduate student of the Ulyanovsk State Technical University, Ulyanovsk, Russian Federation.

УДК 621.316.5

EDN SKAИMT

РАЗРАБОТКА СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В РАДИАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6(10) кВ

Р.Р. Рахматуллин

ORCID: 0009-0005-8871-5899 e-mail: ruslan964@yandex.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казань, Россия

А.В. Ференец

ORCID: 0009-0005-1708-1366 e-mail: favkai@mail.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казань, Россия

Р.Г. Исаков

ORCID: 0009-0000-3913-7336 e-mail: ruslanisakov@yandex.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия

Т.А. Мусаев

ORCID: 0000-0002-0868-3841 e-mail: musaevkgeu@rambler.ru

АО «Сетевая компания»
Казань, Россия

О.В. Федоров

ORCID: 0000-0002-3580-6704 e-mail: fov52@mail.ru

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

Вопрос поиска оптимального количества и месторасположения коммутационных аппаратов в системе автоматического восстановления электроснабжения распределительной сети 6(10) кВ является актуальным, так как перед предприятиями электрических сетей постоянно возникает необходимость обеспечения целевых уровней показателей надежности электроснабжения (SAIFI, SAIDI) при ограниченных финансовых ресурсах и с учетом текущего индекса технического состояния оборудования. В работе рассмотрен подход использования современных информационных средств для выбора такого количества и места установки коммутационных

аппаратов (интеллектуальных разъединителей, реклоузеров), которое позволяет достигнуть заданных значений показателей надежности электроснабжения. При этом в качестве основных методов исследования применены положения теории графов и математической комбинаторики. Теория графов используется для формирования топологической модели рассматриваемого участка распределительной сети 6(10) кВ. Комбинаторика используется при реализации принципов и методов расчета показателей надежности электроснабжения в соответствии с изменением месторасположения и количества соответствующих аппаратов применен метод перебора – значения показателей надежности пересчитываются в зависимости от изменения количества и расположения и далее выбирается значение, обеспечивающее необходимые показатели. Реализация данного принципа проведена на языке программирования *Python*. В результате исследования получена модель, позволяющая выбрать оптимальное количество коммутационных аппаратов, для обеспечения целевых значения показателей надежности электроснабжения для соответствующего участка распределительной электрической сети 6(10) кВ.

Ключевые слова: оптимальное месторасположение, распределительная сеть, система автоматического восстановления электроснабжения.

Для цитирования: Рахматуллин Р.Р., Ференец А.В., Исаков Р.Г., Мусаев Т.А., Федоров О.В. Разработка современных подходов к выбору оптимального месторасположения коммутационных аппаратов в распределительной сети 6(10) кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 101-122. EDN SKA1MT

DEVELOPMENT OF MODERN APPROACHES TO CHOOSING THE OPTIMAL LOCATION OF SWITCHING DEVICES IN 6(10) kV DISTRIBUTION NETWORK

R.R. Rahmatullin

ORCID: **0009-0005-8871-5899** e-mail: **ruslan964@yandex.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan, Russia

A.V. Ferenc

ORCID: **0009-0005-1708-1366** e-mail: **favkai@mail.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan, Russia

R.G. Isakov

ORCID: **0009-0000-3913-7336** e-mail: **ruslanisakov@yandex.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan state energy university
Kazan, Russia

Т.А. MusaevORCID: 0000-0002-0868-3841 e-mail: musaevkgeu@rambler.ru

JSC «Grid company»

Kazan, Russia

О.В. FedorovORCID: 0000-0002-3580-6704 e-mail: fov52@mail.ru

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The issue of finding the optimal number and location of switching devices in the system of automatic restoration of power supply of a 6(10) kV distribution network is quite relevant, since electric grid enterprises constantly face the need to ensure target levels of power supply reliability indicators (SAIFI, SAIDI) with limited financial resources and taking into account the current technical index. states of equipment. The paper considers the approach of using modern information tools to select such a number and place of installation of switching devices (intelligent disconnectors, reclosers), which allows achieving the set values of power supply reliability indicators. At the same time, the provisions of graph theory and mathematical combinatorics are used as the main research methods. Graph theory is used to form a topological model of the considered part of the distribution network of 6(10) kV. Combinatorics is used in the implementation of principles and methods for calculating indicators of power supply reliability in accordance with the change in the location and number of corresponding devices, the method of enumeration is applied - the values of reliability indicators are recalculated depending on the change in quantity and location, and then a value is selected that provides the necessary indicators. The implementation of this principle is carried out in the Python programming language. As a result of the study, a model was obtained that allows choosing the optimal number of switching devices to ensure the target values of power supply reliability indicators for the corresponding section of the 6(10) kV distribution electric network.

Keywords: optimal location, distribution network, automatic power supply restoration system.

For citation: R.R. Rakhmatullin, A.V. Ferenec, R.G. Isakov, T.A. Musaev and O.V. Fedorov, “Development of modern approaches to choosing the optimal location of switching devices in 6(10) kV distribution network”, *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 101-122, 2024. EDN SKAIMT

I. Введение

Современный уровень развития различных промышленных отраслей во многом характеризуется сложностью и непрерывностью технологического процесса основных производственных операций. При этом, чем более сложнее производство в плане технологичности, тем более высокие требования оно предъявляет к комплексу внешних факторов, непосредственно

участвующих в процессе. Это касается как исходных материалов для производства, организации технологического процесса, использования информационных технологий так и обеспечения качественного и надежного (бесперебойного) электроснабжения.

Параметры электрической энергии оказывают непосредственное влияние на качество итоговой продукции, при этом на законодательном уровне регулируются допустимые (и предельные) отклонения соответствующих показателей. Однако, необходимо отметить, что вопрос обеспечения качественных показателей электрической энергии может быть решен непосредственно на предприятии с помощью установки различных видов соответствующего оборудования (фильтры, стабилизаторы напряжения и т.д.).

В то же время надежность электроснабжения, которая, как правило, ассоциируется с бесперебойностью питания, также может быть обеспечена рядом технических средств – например дизель-генераторами (ДГ), источниками бесперебойного питания (ИБП), аккумуляторными батареями (АБ) и т.д., но установка и обслуживание данного вида оборудования обходится значительно дороже и требует больше трудозатрат, чем установка и обслуживание оборудования для повышения качества электрической энергии. Т.е. вопрос обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения как промышленных предприятий, так и непромышленных потребителей электрической энергии, должен быть решен непосредственно электроснабжающей компанией, в рассматриваемом случае – территориальной сетевой организацией (ТСО) или предприятием электрических сетей (ПЭС).

В целом, следует отметить, что вопросы оптимизации режима работы электроэнергетических систем и направление обеспечения надежности электроснабжения являются достаточно хорошо изученными и освещенными, однако, учитывая темпы современного развития техники и технологий, а также всеобщее направление цифровизации экономики и промышленных отраслей появляются новые возможности и направления, сочетающие в себе области оптимизации и повышения надежности электроснабжения.

Одним из таких направлений является установка коммутационных аппаратов (КА), которые предназначены для быстрого восстановления электроснабжения распределительных электрических сетей 6(10) кВ (РС). Общая концепция установки КА в распределительных сетях получила название САВС – система автоматического восстановления электроснабжения. Основными задачами САВС являются – определение места повреждения участка сети, изоляция поврежденного участка, а также восстановление электроснабжения неповрежденных участков сети, т.е. реализуется широко известная технология *FLISR* (*fault location, isolation, service restoration*). В качестве КА применяется относительно широкий спектр оборудования – интеллектуальные (управляемые) разъединители, выключатели нагрузки, и

оборудование, получившее наиболее широкое распространение при формировании САВС – реклоузеры 6(10) кВ.

Основная задача реклоузеров в системе САВС – это отключение токов короткого замыкания, изоляция поврежденного участка и быстрое восстановление электроснабжения неповрежденных участков. РС представляет собой совокупность отдельных участков электроснабжения, в которых обеспечение электрической энергией реализовано либо по радиальной, либо по магистральной, либо по сложнотампной схеме, поэтому для установки реклоузеров из общей совокупности схемы выбирается, как правило, отдельный участок, имеющий два независимых центра питания, при этом необходимо учитывать, что РС характеризуется достаточно большой разветвленностью и протяженностью линий электропередачи (ЛЭП). Учитывая данные характеристики РС вопрос выбора места установки КА является достаточно трудоемкой задачей. Естественно, что для обеспечения максимального уровня надежности ЭСН для выделенного участка возможна установка КА на каждой отпайке и на отдельных присоединениях, однако, очевидно, что это повлечет за собой значительные капитальные и операционные затраты со стороны ПЭС, кроме того, необходимо отметить, что основная доля в РС 6(10) кВ приходится на воздушные линии электропередачи (ВЛ) – на примере территориальной сетевой организации АО «Сетевая компания» Республики Татарстан доля таких сетей достигает 80 % [1].

Соответственно, установка КА для организации САВС будет осуществляться в РС 6(10) кВ. Учитывая, что ПЭС является регулируемой организацией [2] значительные затраты на обеспечение надежности ЭСН всего одного участка являются нецелесообразными и могут привести к штрафным санкциям со стороны регулирующих органов [3].

Необходимо отметить, что оценка деятельности ПЭС осуществляется надзорными органами в соответствии с [4], согласно которому при невыполнении утвержденных со стороны регулятора целевых значений качества оказываемых услуг возможно применение штрафных санкций [5]. Отсюда возникает проблематика – необходимость обеспечения, требуемого (целевого) уровня надежности ЭСН при ограниченных финансовых и трудовых ресурсах.

Таким образом, актуальность темы исследования заключается в необходимости решения задачи выбора оптимального количества и места расположения коммутационных аппаратов на ограниченном участке электроснабжения.

Соответственно, цель исследования состоит в разработке новых подходов к выбору оптимального количества и места установки КА на участке РС 6(10) кВ, обеспечивающее требуемый (целевой) уровень надежности ЭСН при минимальных финансовых затратах.

Для достижения поставленной цели предполагается решение следующих задач.

1. Анализ современного состояния подхода к выбору количества и места расположения КА на ВЛ для обеспечения целевого уровня надежности электроснабжения;

2. Разработка подходов к выбору количества и места расположения КА на ВЛ 6(10) кВ, обеспечивающего требуемые показатели надежности электроснабжения при ограниченных финансовых затратах;

3. Анализ существующих подходов к оптимизации количества и выбору мест установки КА;

4. Разработка подходов, позволяющих повысить эффективность выбора количества и места расположения КА при условии наличия ряда ограничений (финансовых и технических, связанных с надежностью электроснабжения потребителей);

6. Формулировка выводов в целом по проделанной работе и разработка направлений для дальнейшего развития исследования.

Научная новизна исследования состоит в развитии существующих подходов к выбору количества и места установки КА в РС 6(10) кВ, которое заключается в учете факторов показателей надежности ЭСН (целевой уровень), а также факторов износа (технического состояния) элементов сетей. Кроме того, предлагается использовать ранее не применяемые подходы, а именно – основы теории графов, основы комбинаторики, элементы программирования – для автоматического решения задач выбора количества и месторасположения КА. В результате исследования расширены представления о влиянии места расположения и количества КА на надежность ЭСН, а также разработаны новые факторы, которые в обязательном порядке должны быть учтены при решении задачи оптимизации мест установки КА.

II. Основная часть

Повышение эффективности и скорости восстановления электроснабжения в результате технологических нарушений распределительных сетей 6(10) кВ является актуальной задачей как для научных исследователей, так и действующих предприятий электрических сетей, что подтверждается наличием достаточно большого количества публикаций по данной тематике.

Например, в [6] рассмотрен подход к решению проблемы выбора оптимального количества индикаторов короткого замыкания для обеспечения заданного уровня надежности электроснабжения в распределительной сети напряжением 6(10) кВ. В результате сформирована оптимизационная задача, построена математическая модель, выявлены ограничения и граничные условия оптимизации. В целях повышения показателей качества и

надежности электроснабжения в работе предлагается реализация следующих мероприятий:

- действия, направленные на предотвращение возникновения технологических нарушений;
- действия, направленные на снижение времени процесса технологического нарушения и его последствий (в том числе снижения времени отключения потребителей).

Снижение времени действия технологического нарушения (в т.ч. времени отключений потребителей) в распределительной сети 6(10) кВ возможно по следующим направлениям:

- снижение времени получения информации о возникновении нарушения;
- снижение времени определения места повреждения;
- снижение времени локализации места повреждения;
- снижение времени устранения повреждения;
- снижение времени ввода оборудования в работу после устранения повреждения.

Вышеперечисленные задачи с успехом могут быть решены путем использования САВС. Альтернативным вариантом САВС является применение индикаторов короткого замыкания (ИКЗ), которые позволяют локализовать и значительно снизить время на поиск места повреждения линии (здесь и далее речь идет о воздушных линиях электропередачи), а значит повысить надежность электроснабжения.

Таким образом, в приведенной работе в качестве альтернатив САВС выступает применение вспомогательного оборудования ИКЗ. В общем виде оптимизационная задача поиска количества необходимых для установки ИКЗ сводится к виду:

$$z = a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где a_1 – стоимость ИКЗ на отпайках ВЛ; a_2 – стоимость ИКЗ на магистрали ВЛ; x_1, x_2 – количество ИКЗ необходимых для установки на отпайках и на магистрали ВЛ соответственно.

В качестве ограничений решаемой задачи выбрано следующее условие:

$$t \cdot \frac{x_1}{(x_1 \cdot l_2 + x_2 \cdot l_1)} + t \cdot \frac{x_2}{(x_1 \cdot l_2 + x_2 \cdot l_1)} \leq \Pi_{SAIDI}^{цел}; \quad (2)$$

$$x_1, x_2 > 0; \quad (3)$$

$$x_1, x_2 \in R^n, \quad (4)$$

где x_1, x_2 – количество ИКЗ необходимых для установки на отпайках и на магистрали ВЛ соответственно, l_1, l_2 – отключаемые длины отпайки и магистрали соответственно, t – время перерыва электроснабжения потребителей.

Полученная функция является линейной, однако условия ограничения носят нелинейный характер, поэтому в качестве методов оптимизации могут быть применены методы нелинейного программирования.

Особенностью рассмотренной работы является попытка построения оптимизационной модели для установки оборудования с целью выполнения заданных целевых значений интегральных показателей надежности электроснабжения.

В [7] ставится задача разработки критериев для выбора оптимального места установки соответствующих коммутационных аппаратов, при этом в качестве основного показателя, на основе значений которого определяется критерий оптимальности используется годовой недоотпуск электрической энергии $\Delta W_{\text{НО}}$, кВтч/год:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0.01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot P_p \rightarrow \min, \quad (5)$$

где ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ 6(10) кВ, единиц на 1000 км в год; T – средняя продолжительность восстановления одного устойчивого повреждения, час; L – длина участка линии, км; P_p – активная расчетная мощность нагрузки, кВт;

$$P_p = S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (6)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность нагрузки, кВА; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; k_3 – коэффициент загрузки.

В целях оценки эффективности влияния установки систем секционирования на показатели надежности (годовой недоотпуск электрической энергии) приведен пример участка сети, содержащий 3 последовательно соединенных участка электроснабжения, результаты расчетов показывают, что по выбранному критерию – произошло снижение недоотпуска электрической энергии на 69-84 %.

Несмотря на попытку в представленном исследовании сформулировать полноценную оптимизационную задачу, по результатам можно сделать вывод, что секционирование сети оказывает существенное влияние на улучшение надежности электроснабжения, что в целом и так не требует подтверждения. Кроме того, в качестве примера приведен участок сети, топология которого практически не встречается в реально функционирующей системе электроснабжения, как правило схема имеет достаточно большую протяженность и сложную топологию.

При этом в качестве критериев оптимального месторасположения коммутационных аппаратов приведены обобщенные рекомендации, не учитывающие ни индекс технического состояния оборудования, ни целевые значения интегральных критериев надежности электроснабжения, и, что наиболее важно, экономических ограничений капитальных затрат.

В [8] рассмотрен вопрос повышения надежности электроснабжения потребителей воздушной распределительной сети 6(10) кВ посредством применения автоматического секционирования.

Приведены показатели надежности электроснабжения, которые используются в мировой практике энергоснабжающими организациями. Также рассмотрен вопрос повышения надежности электроснабжения за счет применения пунктов секционирования, проведено обоснование замены ручного секционирования на автоматическое (децентрализованное). Выявлены преимущества применения SCADA систем. Представлена однолинейная схема полевого уровня децентрализованного принципа секционирования на базе современных аппаратных решений для наблюдаемости и управляемости воздушной распределительной сети 6(10) кВ. Представлены возможные алгоритмы функционирования реклоузеров, которые используются для реализации децентрализованного управления аварийными режимами работы распределительных сетей. Для обеспечения наиболее эффективной работы автоматического секционирования представлены основные критерии оптимизации на основании, которых определяется оптимальное место установки реклоузеров в распределительную сеть 6(10) кВ. Приведены общеизвестные формулы для расчета интегральных показателей надежности электроснабжения $SAIF$, $SAIDI$, $CAIDI$ и оценка эффективности реконструкции распределительных электрических сетей $RNRE$ (*relative network reconstruction efficiency*), которая определяется как:

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)}, \quad (7)$$

где $SAIFI$ (*System average interruption frequency index*) – индекс, характеризующий среднюю частоту отключений в энергосистеме до реконструкции; $SAIFI(0)$ – индекс, характеризующий среднюю частоту отключений в энергосистеме после реконструкции;

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{\sum_{i=1}^r N_i}, \quad (8)$$

где N_i – число потребителей в системе, у которых был перерыв электроснабжения, шт.; N_t – общее количество потребителей в системе, шт.; i – количество перерывов электроснабжения, шт.

$SAIFI$ измеряется в количестве отключений на потребителя. Данные предоставляются электрораспределительными организациями и национальными регулирующими органами за календарный год. При расчетах значений $SAIFI$ должны учитываться плановые и внеплановые отключения, а также отключения для сброса пиковых нагрузок.

Помимо научных исследований, задача выбора оптимального количества и месторасположения КА также решается и производственными предприятиями, как на уровне эксплуатации (предприятия электрических сетей), так и в проектной сфере. В частности, известно, что подход описанный в [8] применяется в действующих ТСО, кроме того, в ряде независимых ТСО (не входящих в структуру «Россетей») существуют свои подходы к выбору количества КА, в основном опирающихся на ретроспективные данные о технологических нарушениях на соответствующих участках электроснабжения и целевых значениях интегральных показателей надежности электроснабжения [9]. Помимо теоретических исследований, существуют методики, непосредственно применяющиеся в условиях действующей системы электроснабжения. Краткий анализ отмеченных методик показывает, что они сводятся к определению длины участка электроснабжения, на границах которого требуется установить КА, при этом в расчетах участвует значение желаемого (целевого) показателя надежности электроснабжения. В альтернативных методиках в качестве критерия выделения секционируемого участка предлагается учет длины отпайки и количество подключенных потребителей электрической энергии в совокупности с показателями оценки эффективности реконструкции распределительных электрических сетей $RNRE$ (ввиду того, что методики не находятся в открытом доступе, ссылки на используемые источники не приводятся).

Таким образом, анализ представленных работ показывает, что в качестве основных данных для выбора оптимального количества и месторасположения коммутационных аппаратов используются ретроспективные данные о надежности электроснабжения рассматриваемого участка, при этом не учитываются важные факторы: индекс технического состояния оборудования и возможность существенно улучшить показатели при выборе альтернативного месторасположения КА (вариативность), так как в указанных методиках предполагается однозначность как в подходе к выбору количества, так и в выборе месторасположения КА.

В целях устранения указанных недостатков, а также в рамках разработки подхода, позволяющего существенно повысить надежность электро-

снабжения, в ходе проведенного исследования разработан новый подход решения задачи выбора оптимального месторасположения и количества КА в РС 6(10) кВ, который основывается на применении теории графов методов математической комбинаторики, а также современных информационных технологий.

Существенной особенностью проведенного исследования является однозначность в выборе количества и месторасположения КА, так как расчет показателей надежности электроснабжения производится не только для выбранных вариантов, но в целом для всей сети методом последовательного перебора места установки и соответствующего расчета показателей и далее из рассчитанных значений выбирается наилучший вариант, соответствующий, при этом, оптимальным финансовым затратам.

Известно, что распределительную сеть можно представить, как совокупность отдельных изолированных участков электроснабжения, сложно взаимосвязанных между собой. При этом, для реализации разработанного подхода, каждый участок электрической схемы распределительной сети необходимо представить в виде взвешенного (т.е. каждый участок сети, включая узлы электроснабжения имеет свой весовой коэффициент) ненаправленного графа.

В качестве вершин графа обозначаются:

- точки электрических соединений потребителей;
- места соединения отпаяк воздушной линии электропередачи;
- при наличии на рассматриваемом участке распределительной сети проходной трансформаторной подстанции (ТП), данную ТП также необходимо обозначать за вершину графа;
- дополнительно в виде вершины графа выделяются точки, соответствующие местам существенного изменения условий эксплуатации воздушных линий электропередачи (переходы через автомагистрали, овраги, водоемы и т.д.).

В качестве ребер графа выступает участок линии электропередачи, заключенный между двумя вершинами графа.

Весовыми коэффициентами для решения задачи приняты следующие параметры электрической распределительной сети.

1. Индекс технического состояния (ИТС) каждого отдельного участка распределительной сети (ребра графа), рассчитываемый для распределительной электрической сети по соответствующей методике. Здесь необходимо отметить, что техническое состояние оборудования – первоисточник причины аварийных отключений, в отличие от используемых существующими методиками показателей надежности, которые являются, в частности, следствием плохого индекса технического состояния.

2. Протяженность каждого участка распределительной сети (ребра

графа) в километрах. В соответствии с ИТС рассчитывается как число повреждений на 1 км ЛЭП, для определения абсолютной величины повреждений на каждом участке сети, необходимо определить протяженность соответствующего участка и как следствие, определить вероятность повреждения на каждом конкретном участке сети, относительно вероятности отключения всей линии электропередачи в целом.

3. Количество узлов учета (приборов учета, здесь также может использоваться количество потребителей электрической энергии) для каждой вершины графа. Показатель позволит оценить потенциальное улучшение показателей надежности *SAIFI* вследствие расположения коммутационных аппаратов.

Для преобразования однолинейной схемы в граф, необходимо все вершины графа пронумеровать целыми неотрицательными числами, где цифра 0 – это центр питания рассматриваемого участка распределительной сети.

В качестве примера приведен участок реальной радиальной распределительной электрической сети (рис. 1), а на рис. 2 приведен граф схемы замещения с учетом весовых коэффициентов.

В графе, полученном на рис. 2, теоретически имеется 12 ребер, но установка коммутационного аппарата в ребро 0-2 нецелесообразна, т.к. получится дублирование головного выключателя фидера, установленного на подстанции (в вершине 0). Таким образом, для установки коммутационных аппаратов это означает, что в соответствии с формулой математической комбинаторики (9) для рассматриваемой схемы существует 2 048 комбинаций расположения коммутационных аппаратов:

$$N = 2^{n-1}, \quad (9)$$

где N – число комбинаций расстановки коммутационных аппаратов; n – число ребер графа, шт.

Необходимо отметить, что расположение коммутационных аппаратов предполагается в начало ребра (ближайшее место к центру питания линии электропередачи) с целью покрытия как можно большего потенциального участка аварийного отключения.

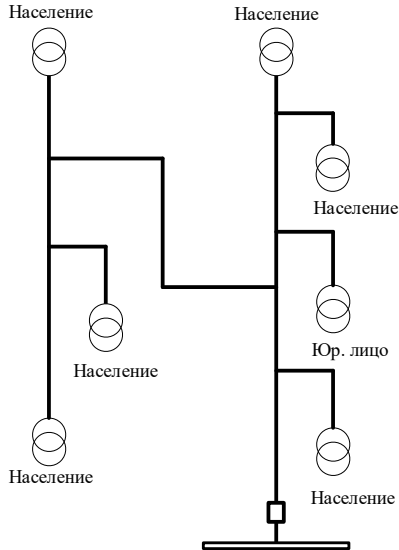


Рис. 1. Пример участка распределительной сети 6(10) кВ

Fig. 1. Example of a 6(10) kV distribution network section

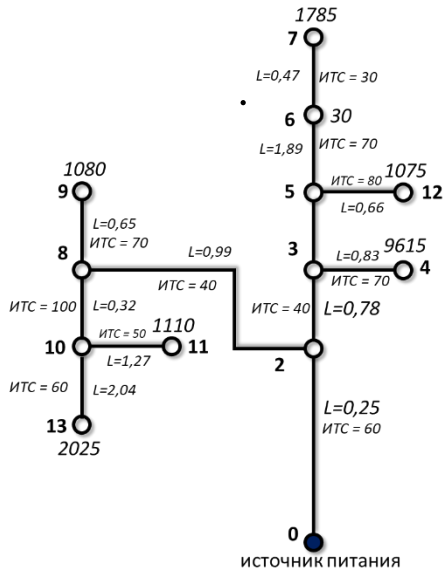


Рис. 2. Взвешенный граф участка распределительной сети 6(10) кВ

Fig. 2. Weighted graph of a 6(10) kV distribution network section

Наилучшей комбинацией, с точки зрения надежности, будет являться установка коммутационных аппаратов во все ребра, но это повлечет за собой значительный объем необходимых капитальных затрат, в связи с этим, вводится дополнительное ограничение, которое выражается в необходимости учета потенциально отключаемых потребителей при возникновении технологического нарушения:

$$\frac{N_{\text{ост}U}}{N_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_1}{100}, \quad (10)$$

где $N_{\text{ост}U}$ – число оставшихся под напряжением потребителей, шт.; $N_{\text{исхсх}}$ – общее количество потребителей, подключенных к сети, шт.; N_1 – обобщенный параметр, определяемый на основании требуемого значения показателей надежности электроснабжения.

Также, стоит отметить о малой вероятности повреждения коротких участков ЛЭП. Т.е. в качестве второго ограничения места установки КА необходимо выбрать ограничение секционируемого участка линии только те ребра графа распределительной сети, суммарная длина отключения которых будет составлять не менее рассчитанного значения обобщенного параметра N_2 , %:

$$\frac{l_{\text{ост}U}}{l_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_2}{100}, \quad (11)$$

где $l_{\text{ост}U}$ – длина линии, оставшейся под напряжением, шт.; $l_{\text{исхсх}}$ – общая длина рассматриваемого участка линии, шт.

В качестве третьего ограничения при выборе места установки КА предлагается использовать расстояние и значение обобщенного параметра N_3 , % который характеризует расстояние между устанавливаемыми КА:

$$\frac{N_{\text{ост}U}}{N_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_3}{100}, \quad (12)$$

Обобщенные параметры N_1 , N_2 , N_3 определяются персоналом предприятия электрических сетей, ответственным за эксплуатацию участка распределительной сети для каждого конкретного фидера или для всего филиала в целом.

Важно отметить, что у ПЭС есть возможность не сокращать количество потенциальных ребер для расположения коммутационных аппаратов

при неограниченном бюджете, для этого достаточно принять N_1, N_2, N_3 равными 0.

Учет обобщенных параметров N_1, N_2, N_3 при определении месторасположения КА дает возможность гибкой настройки для конкретного случая. С целью апробации расчетов, для примера, были приняты показатели $N_1 = 40 \%$, $N_2 = 10 \%$, $N_3 = 10 \%$.

С учетом принятых величин, для представленной схемы (рис. 2), возможны варианты расположения коммутационных аппаратов в ребрах: 10-11, 10-13, 10-8, 5-6, 3-5, 2-8. При этом, стоит отметить, что с учетом принятого значения $N_3 = 10 \%$ одновременно во все 6 оставшихся ребер установка коммутационных аппаратов не допустима и вместо 64 возможных, число комбинаций установки сокращается до 55 вариантов, для каждого из которых выполнен расчет соответствующих показателей надежности электропитания.

По аналогии с методикой расчета вероятности отказа основного оборудования, утвержденной приказом Минэнерго России [10], авторами исследования предлагается к использованию формула для расчета коэффициента повышения надежности сети (КПНС) вследствие отключения потенциально устанавливаемого коммутационного аппарата на рассматриваемом участке распределительной электрической сети в случае, если в ребро устанавливается КА и авария произойдет в той части схемы, которую отделяет данный КА.

Данный коэффициент рассчитывается для каждого потенциального места установки (ребра графа) коммутационного аппарата и показывает, насколько улучшится надежность сети в случае, если в ребро устанавливается коммутационный аппарат, и авария произойдет в той части схемы, которую изолирует данный коммутационный аппарат:

$$\text{КПНС} = \frac{\text{ТИ}_{\text{остУ}}}{\text{ТИ}_{\text{исхх}}} \cdot \frac{l_{\text{исхх}} - l_{\text{остУ}}}{l_{\text{исхх}}} \cdot \frac{N_{\text{остУ}}}{N_{\text{исхх}}}, \quad (13)$$

где $\text{ТИ}_{\text{исхх}}$ – технический индекс для всего участка распределительной сети; $\text{ТИ}_{\text{остУ}}$ – технический индекс для участка сети, оставшегося под напряжением.

$$\text{ТИ}_{\text{исхх}} = \sum_{i=1}^n \text{ИТС}_i \cdot \frac{L_i}{100}, \quad (14)$$

где ИТС_i – индекс, характеризующий техническое состояние каждого ребра рассматриваемого участка распределительной сети; L_i – протяженность каждого ребра рассматриваемого участка сети, км.

Согласно приведенным подходам, выполнен расчет для выбора месторасположения и количества коммутационных аппаратов для исходной схемы, представленной на рис. 1 и 2.

Согласно исходной информации для рассматриваемой схемы, произведен расчет индекса технического состояния, результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1.
Сведения об индексе технического состояния графа

Table 1.
Information about the technical condition index of the graph

№	Наименование графа	Индекс
1	Исходный граф	7,289
2	КА в ребре 8-2	4,259
3	КА в ребре 5-3	4,073
4	КА в ребре 6-5	5,825
5	КА в ребре 10-8	5,11
6	КА в ребре 10-11	6,654

Для каждого потенциального места (ребра) установки коммутационного аппарата рассчитан коэффициент повышения надежности сети, информация приведена в табл. 2.

Таблица 2.
Сведения о коэффициенте повышения надежности

Table 2.
Information about the reliability improvement coefficient

№	Наименование графа	Индекс
1	10-11	0,093
2	10-13	0,128
3	5-6	0,144
4	8-10	0,177
5	3-5	0,180

В целях определения оптимального числа и конкретных мест установки коммутационных аппаратов вычисляется сумма коэффициентов КПНС для каждой возможной комбинации, для которой комбинации рассчитывается эффективность капитальных вложений (ЭКВ) в соответствии с формулой:

$$\text{ЭКВ} = \frac{\sum C_{\text{рек}} - \sum C_{\text{раз}}}{\sum \text{КПНС}}, \quad (15)$$

где $\sum C_{\text{рек}}$ – сумма стоимостей реклоузеров, устанавливаемых в рассматриваемой схеме для конкретной комбинации; $\sum C_{\text{раз}}$ – сумма стоимостей разъединителей с моторным приводом, устанавливаемых в рассматриваемой схеме для конкретной комбинации; $\sum \text{КПНС}$ – сумма коэффициентов повышения надежности сети в рассматриваемой схеме для каждого потенциального места установки коммутационных аппаратов в рассматриваемой комбинации.

В качестве дополнительного критерия для выбора итогового варианта комбинации рассчитывается показатель надежности *SAIFI* после расположения коммутационных аппаратов. Величина *SAIDI* не рассчитывается, т. к. сложно достоверно определить, насколько улучшится данный показатель надежности, вследствие его сильной зависимости от времени проведения аварийно-восстановительных работ.

Ниже в табл. 3 представлена часть ранжированного списка всех возможных комбинаций расстановки коммутационных аппаратов в ребра графа с учетом описанных в данной статье критериев (в исследовании в качестве примера расчетов стоимость реклоузера была принята в размере 1 200 тыс. руб., стоимость разъединителя с моторным приводом – 600 тыс. руб.).

Таблица 3.
Сведения об эффективности реализации мероприятий

Table 3.
Information on the effectiveness of the implementation of measures

№	Расположение КА в ребрах графа	увеличение <i>SAIFI</i> на, %	ЭКВ
1	8-2	37	3 042
2	8-2, 5-3	39	3 181
3	10-8, 8-2	39	3 206
4	10-8, 5-3, 8-2	40	3 247
5	5-3	41	3 332

В рассмотренном примере комбинаций установок с соответствующими значениями улучшения показатели надежности электроснабжения и значением ЭКВ насчитывается 55 вариантов, в табл. 3 приведена лишь часть информации для формирования представления о полученных данных.

На основании ранжированного списка, персонал, ответственный за

эксплуатацию рассматриваемого участка распределительной сети, определяет оптимальную комбинацию расположения коммутационных аппаратов исходя из показателей эффективности капитальных вложений и величины улучшения показателя надежности *SAIFI*.

III. Обсуждение результатов

Проведен укрупненный анализ современного состояния подходов к выбору количества и места расположения КА в РС 6(10) кВ для обеспечения целевого уровня надежности электроснабжения, в частности рассмотрены подходы, применимые для секционированных пунктов. В основном, в качестве критериев для выбора месторасположения предлагается учитывать длину линии и информацию о годовом недоотпуске электрической энергии потребителям в результате технологического нарушения.

Исходя из недостатков рассмотренных подходов к процессу выбора количества и месторасположения КА разработаны новые критерии, которые необходимо учитывать:

- количественные критерии, определяющие надежность электроснабжения рассматриваемого участка – количество не отключенных потребителей и длину линии, оставшуюся под напряжением;
- индекс технического состояния рассматриваемого участка электроснабжения (совокупности ребер участка);
- коэффициент повышения надежности электрической сети, вследствие установки КА в ребро соответствующего графа.

Для реализации учета указанных факторов разработана методика выбора количества КА, которая основана на применении теории графов и методов математической комбинаторики. Выбор количества и месторасположения КА осуществляется путем сравнения различных вариантов и выбора наилучшего из совокупности результатов, с учетом ограничивающих факторов.

В качестве дополнительного критерия, который необходимо учитывать при выборе количества и месторасположения КА предлагается использовать значения показателя *SAIFI*, причем не абсолютное значение, а единицы прироста показателя от базового уровня.

Разработан алгоритм применения предлагаемого подхода и осуществлена практическая апробация предлагаемой методики, в результате получен перечень вариантов, из которых выбирается наиболее оптимальный.

IV. Заключение

Используемые на сегодняшний день методики определения месторасположения коммутационных аппаратов основываются на показателях надежности, которые являются следствием повреждений в сети и зачастую

причины снижения показателей надежности (поврежденные участки) к моменту осуществления расчетов уже исправлены (вследствие послеаварийных работ), что может привести к установке коммутационных аппаратов на участок с обновленным оборудованием и высоким индексом технического состояния, а также с низкой вероятностью повреждения на данном участке сети.

В предлагаемом подходе в качестве основного параметра используется первоисточник причин аварийных отключений оборудования вследствие наработки оборудования на отказ [11] – индекс технического состояния оборудования, что позволяет осуществлять расчет не на ретроспективных, а на актуальных данных электрической сети и повышает вероятность установки коммутационных аппаратов в наиболее уязвимых участках электрической сети.

Предлагаемый подход обеспечивает вариативность в расчетах благодаря параметрам N_1 , N_2 , N_3 , что позволит ПЭС увеличить/уменьшить количество комбинаций расчетов в зависимости от конкретных условий организации. Оценивается не только техническая составляющая, но и выполняется расчет стоимости оборудования, что позволяет проводить оценку технико-экономической составляющей и упрощает обоснование необходимости инвестиционных затрат.

Предлагаемая методика позволяет осуществлять окончательный выбор мест установки коммутационных аппаратов на основании технико-экономических расчетов и улучшения показателей надежности SAIFI. Данные критерии позволят ответственному за эксплуатацию сотруднику выбрать окончательное решение в зависимости от ограничений бюджета и целевого показателя надежности SAIFI.

© Рахматуллин Р.Р., 2024

© Ференец А.В., 2024

© Исаков Р.Г., 2024

© Мусаев Т.А., 2024

© Федоров О.В., 2024

Поступила в редакцию 25.07.2023

Принята к публикации 22.09.2023

Received 25.07.2023

Accepted 22.09.2023

Библиографический список

- [1] Годовой отчет за 2022 г. // АО «Сетевая компания». [Электронный ресурс]. URL: e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=1830 & url=2&attempt=1 (дата обращения 01.03.2023).
- [2] Федеральный закон от 26.03.2003 № 35 «Об электроэнергетике».

- [3] Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики»).
- [4] Приказ Министерства энергетики от 29.11.16 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению ЕНЭС и ТСО».
- [5] Приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».
- [6] Köppen D., Vladimirov O.V., Musaev T.A., Fedorov O.V. A method for choosing the optimal quantity of short-circuit indicating devices to enhance power supply reliability // E3S Web of Conferences: International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES 2019), Sep. 18-20, 2019, Kazan, Russia: EDP Sciences, 2019. Vol. 124. DOI: 10.1051/e3sconf/201912402007
- [7] Сазыкин В.Д., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6-10 кВ // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 1 (38). С. 33-39. DOI: 10.18503/2311-83-18-1(38)-33-39
- [8] Иванов Д.М. Применение автоматического секционирования в целях повышения надежности электроснабжения потребителей воздушной распределительной сети 6(10) кВ // Эпоха науки. 2022. № 30. С. 49-58.
- [9] Мусаев Т.А., Камалиев Р.Н., Шагеев С.Р. Повышение эффективности формирования целевых значений показателей надежности электроснабжения SAIFI, SAIDI для предприятий электрических сетей // Энергетик. 2018. № 8. С. 11-13.
- [10] Приказ Министерства энергетики РФ от 19.02.2019 № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа». [Электронный ресурс]. URL: //www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/ (дата обращения 23.05.2023).
- [11] Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.

References

- [1] Godovoj otchet za 2022 g. [Annual report for 2022], JSC “Grid Company”. [Online]. Available at: e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=1830&ype=2&attempt=1 [Accessed: Mar. 1, 2023] (in Russian).
- [2] Federal Law of March 26, 2003 No. 35 “Ob elektroenergetike [On Electric Power Industry]” (in Russian).
- [3] Decree of the Government of the Russian Federation dated Dec. 1, 2009 № 977 “Ob investicionnyh programmah sub"ektov elektroenergetiki” (vmeste s “Pravilami utverzhdeniya investicionnyh programm sub"ektov elektroenergetiki”, “Pravilami osushchestvleniya kontrolya za realizaciej investicionnyh programm sub"ektov elektroenergetiki”) [“On investment programs of electric power industry entities”] (together with the “Rules for approving investment programs of electric power industry

- entities”, “Rules for monitoring the implementation of investment programs of electric power industry entities”]) (in Russian).
- [4] Order of the Ministry of Energy dated Nov. 29, 2016 No. 1256 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazanij po raschetu urovnya nadezhnosti i kachestva postavlyaemykh tovarov i okazyvaemykh uslug dlya organizacij po upravleniyu ENES i TSO [On approval of methodological guidelines for calculating the level of reliability and quality of supplied goods and services provided for organizations managing the UNEG and TSO]” (in Russian).
- [5] Order of the Federal Tariff Service dated 06.08.2004 No. 20-e/2 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazanij po raschetu reguliruemym tarifov i cen na elektricheskuyu (teplovuyu) energiyu na roznichnom (potrebitel'skom) rynke [On approval of guidelines for calculating regulated tariffs and prices for electric (heat) energy in the retail (consumer) market]” (in Russian).
- [6] D. Köppen, O.V. Vladimirov, T.A. Musaev and O.V. Fedorov, “A method for choosing the optimal quantity of short-circuit indicating devices to enhance power supply reliability”, in proc. E3S Web of Conferences: International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES 2019), Sep. 18-20, 2019, Kazan, Russia, vol. 124. DOI: 10.1051/e3sconf/201912402007
- [7] V.D. Sazykin, A.G. Kudryakov and A.A. Bagmetov, “Criteria for optimizing the place of reclaimer installation in the 6-10 Kv distribution network”, *Electrical systems and complexes*, vol. 1, no. 38, pp. 33-39, 2018. DOI: 10.18503/2311-83-18-1(38)-33-39
- [8] D.M. Ivanov, “Application of automatic sectioning to increase reliability of power supply to consumers of 6(10) kV overhead distribution network”, *Era of Science*, no. 30, pp. 49-58, 2022.
- [9] T.A. Musaev, R.N. Kamaliev and S.R. Shageev, “Povyshenie effektivnosti formirovaniya celevykh znachenij po-kazatelej nadyozhnosti elektrosnabzheniya SAIFI, SAIDI dlya predpriyatij elektricheskikh setej [Increasing the efficiency of forming target values of power supply reliability indicators SAIFI, SAIDI for electrical network enterprises]”, *Energetik*, no. 8, pp. 11-13, 2018 (in Russian).
- [10] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Feb. 19, 2019 No. 123 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazanij po raschetu veroyatnosti otkaza funkcional'nogo uzla i edinicy osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i ochenki posledstvij takogo otkaza [On approval of guidelines for calculating the probability of failure of a functional unit and a unit of main technological equipment and assessing the consequences of such failure]”. [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/) [Accessed: May 23, 2023] (in Russian).
- [11] Yu.B. Guk, *Teoriya nadezhnosti v elektroenergetike [Reliability theory in the electric power industry]*. Leningrad: Energoatomizdat. Leningr. otd-nie, 1990 (in Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рахматуллин Руслан Ринатович, аспирант Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Ruslan R. Rakhmatullin, graduate student of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Ференец Андрей Валентинович, кандидат технических наук, профессор Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Andrei V. Ferenc, Cand. Sci. (Eng.), professor of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Исаков Руслан Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Ruslan G. Isakov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Мусаев Тимур Абдулаевич, кандидат технических наук, начальник отдела анализа потерь электрической энергии АО «Сетевая компания», г. Казань, Российская Федерация.

Timur A. Musaev, Cand. Sci. (Eng.), head of department of power loss analysis of the JSC “Grid company”, Kazan, Russian Federation.

Федоров Олег Васильевич, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Oleg V. Fedorov, Doc. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.

УДК 621.311.26

EDN RNQHFY

НАДЕЖНОСТЬ МОРСКИХ УСТАНОВОК ПО ПРЕОБРАЗОВАНИЮ ЭНЕРГИИ В РАМКАХ КОМБИНИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА

Д.А. УстиновORCID: **0000-0002-1302-0743** e-mail: **ustinov_da@pers.spmi.ru**

Санкт-Петербургский горный университет

*Санкт-Петербург, Россия***Е.Р. Шафхатов**ORCID: **0009-0009-5828-5348** e-mail: **ershat11@mail.ru**

Санкт-Петербургский горный университет

Санкт-Петербург, Россия

Рассматривается один из аспектов интеграции морских преобразователей энергии, необходимой для сбалансированного развития морских энергетических технологий: синергетический эффект от использования ветрогенераторов и волновых преобразователей при их комбинировании с учетом теневого эффекта. Оценка надежности комбинированной системы с морскими преобразователями энергии необходима для выявления возможных преимуществ на раннем этапе проектирования и при дальнейшем эксплуатации. Показано, как с помощью различных топологий расположения ветровых турбин и преобразователей волн относительно друг друга в одной системе возможно повысить надежность работы всего комплекса.

Целью исследования является изучение синергетических эффектов от интеграции в одну систему морских преобразователей энергии, что позволит расширить зону применения этих ресурсов и оптимизировать использование морской среды.

Ключевые слова: волновые преобразователь энергии, комбинированная система, морская ветровая установка, показатели надежности, теневой эффект.

Для цитирования: Устинов Д.А., Шафхатов Е.Р. Надежность морских установок по преобразованию энергии в рамках комбинированного комплекса // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 123-134. EDN RNQHFY

RELIABILITY OF OFFSHORE ENERGY CONVERSION INSTALLATIONS WITHIN COMBINED COMPLEX

D.A. Ustinov

ORCID: 0000-0002-1302-0743 e-mail: ustinov_da@pers.spmi.ru
Saint-Petersburg Mining University
Saint Petersburg, Russia

E.R. Shafhatov

ORCID: 0009-0009-5828-5348 e-mail: ershat11@mail.ru
Saint-Petersburg Mining University
Saint Petersburg, Russia

Abstract. An important factor for the balanced development of marine energy technologies is the optimization of resource exploitation, and a common task for both industries is to reduce costs, which implies the possibility of integration of marine energy converters. This paper considers a feature of this integration: the synergistic effect of wind generators and wave converters when combined with the shadow effect. Reliability assessment of a combined system with offshore energy converters is necessary to identify possible advantages at an early design stage and in their future use. This paper shows how different topologies of wind turbines and wave converters in relation to each other in one system can be used to improve the reliability of the whole system.

The aim of the study is to investigate the synergistic effects of integrating marine energy converters into one system, which will expand the area of application of these resources and optimize the use of the marine environment.

Keywords: combined system, reliability indices, shadow effect, offshore wind turbine, wave energy converter.

For citation: D.A. Ustinov and E.R. Shafhatov, "Reliability of offshore energy conversion installations within combined complex", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 123-134, 2024. EDN RNQHFY

I. Введение

В связи с растущим спросом на электроэнергию и политикой компаний, ориентированной на сокращение выбросов CO₂, развитие морских альтернативных источников выходит на новый уровень [1]. За 2019 г. было введено новых 6,1 ГВт новых мощностей ветрогенераторов, установленных в море. Лидером здесь стал Китай, установив ветрогенераторы мощностью 2,4 ГВт, затем следует Великобритания (1,8 ГВт) и Германия (1,1 ГВт).

С 2013 г. рынок морских ветрогенераторов в среднем увеличивается на 24 %, в результате чего общий объем установок достигает 29,1 ГВт (5 % от общей ветроэнергетической мощности в мире на конец 2019 г. (рис. 1)).

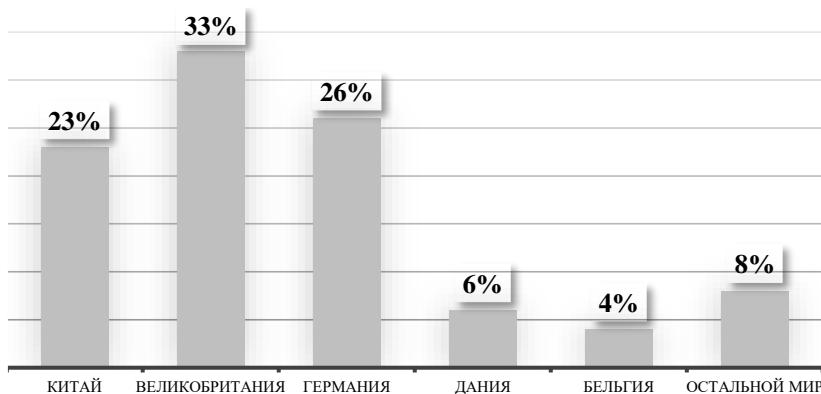


Рис. 1. График новых установок морских ветрогенераторов по странам [2]

Fig. 1. Graph of new offshore wind turbine by country [2]

Для решения нынешнего энергетического кризиса и проблем загрязнения окружающей среды энергия волн может играть важную роль в удовлетворении спроса на электроэнергию [3].

Побережья континентов, обращенные к западу, как правило, обладают лучшими энергетическими ресурсами волн (рис. 2). Существует также сильная сезонная изменчивость; ресурс энергии волн зимой, как правило, намного больше, чем летом. Однако, как и в случае с ветром, волны имеют непостоянный характер действия, и поэтому выходная мощность может значительно колебаться. Эта изменчивость может препятствовать подаче энергии потребителю из-за возникающей нестабильности в энергосистеме.

Одним из решений снижения влияния изменчивости выходной мощности является создание комбинированной системы, состоящей из морских ветрогенераторов и волновых преобразователей, что подразумевает их сочетание на одном и том же пространстве: создание единой энергетической системы.

II. Комбинированные системы и эффект тени

Под комбинированной системой подразумевается объединение ветровых и волновых преобразователей в единую систему, заключенную в пределах одной морской зоны, с общей инфраструктурой электрических сетей, логистикой сервиса и эксплуатации, а также системой оснований и фундаментов конструкций.

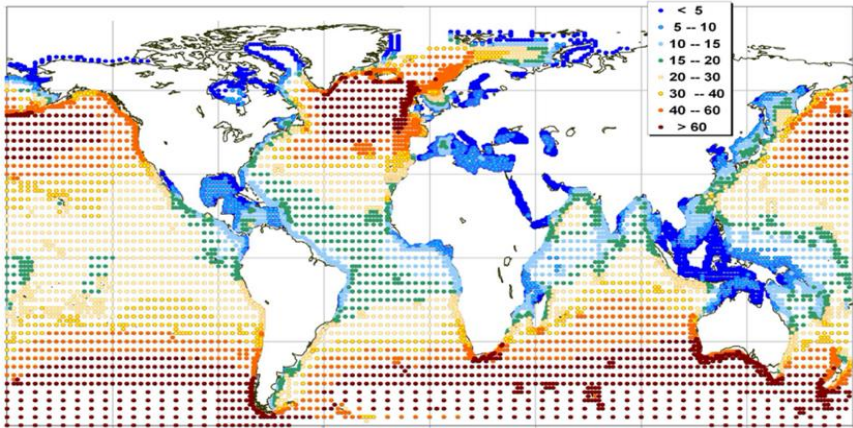


Рис. 2. Среднегодовой мировой ресурс мощности волн в кВт на метр длины гребня волны [4]

Fig. 2. Average annual world resource of wave power in kW per meter of wave crest length [4]

В зависимости от расположения в морской акватории преобразователей они делятся на независимые и комбинированные (рис. 3).

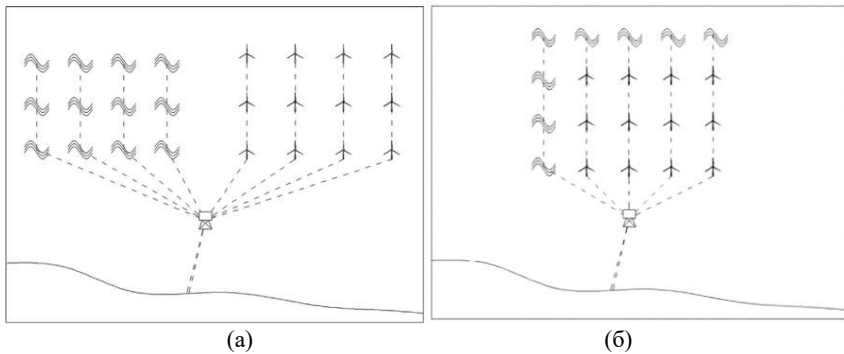


Рис. 3. Схема: совместно расположенного независимого массива (а); совмещенных комбинированных систем – периферийно распределенный массив (б)

Fig. 3. Scheme of jointly located independent array (a); combined systems – peripherally distributed array (b)

В [5] были подробно рассмотрены различные конфигурации размещения волновых и ветровых установок, которые используют одну морскую

зону. Комбинированные морские установки имеют ряд положительных эффектов, комбинированное использование волн и морского ветра увеличивает генерацию энергии на единицу площади, способствуя тем самым более устойчивому использованию возобновляемых источников энергии [6-8].

Установлено, что при конфигурации моделей (рис. 3, б) формируется барьер для набегающих волн, создающий «эффект тени» [9, 10]. Это эффект использования волновых установок для защиты внутренней части массива, состоящей из морских ветроустановок и уменьшения высоты волны на ее внутренней части, который не только создает погодные окна для ремонтных бригад, но также уменьшает нагрузку на конструкцию и якорную систему, используемую для крепления установок [11].

Для анализа используется показатель эффекта тени [10]. Показатель значительного снижения высоты волны вдоль горизонтального ряда j ветроустановок (*significant wave height reduction along the wind turbine column – HRC_j*) оценивает влияние теневого эффекта на ветрогенераторы по мере увеличения расстояния от них по отношению к волновым преобразователям [10]. Он рассчитывается по формуле:

$$HRC_j = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \frac{H_{Si} - H_{SWECi}}{H_{Si}}, \quad (1)$$

где индекс i обозначает конкретную турбину ряда j ветропарка; n – общее количество турбин в соответствующем горизонтальном ряду j ; H_{Si} и H_{SWECi} – значительная высота падающей волны на i -й турбине в базовом сценарии (без волновых преобразователей) и с размещенными волновыми преобразователями, соответственно.

При изменении расстояния между волновыми преобразователями наблюдается рассеивание волн внутри комбинированной системы, что создает более благоприятные условия для работы ветрогенераторов и погодные окна для их обслуживания. Было доказано, что уменьшение высоты волн внутри комбинированной системы может достигать 27,42 % [9].

Оценку эффективности комбинированных установок выполним с помощью показателей, характеризующих надежность: вероятности безотказной работы, коэффициента готовности, среднего времени технического обслуживания с учетом эффекта тени.

III. Надежность комбинированного комплекса

Развитие анализа надежности для морских систем является сложной и важной задачей, так как последствия отказов потребуют дорогостоящих ремонтов в условиях морской среды. Поэтому прогноз интенсивности отказов и работоспособности установок следует сделать максимально точным, с возможностью дальнейших усовершенствований [12].

Для моделирования надежности и безопасности сложных структур ввиду сильной взаимосвязанности параметров необходимо использовать программные комплексы, включающие в себя всю совокупность методов как статических, так и динамических моделей. При этом должны быть реализованы комплексные алгоритмы прогнозирования безотказности, ремонтпригодности, анализа видов и последствий отказов [13, 14]. В работе использован программный комплекс ПК «Арбитр», в котором в качестве исходной структурной схемы используются схемы функциональной целостности (СФЦ). СФЦ – это графический способ представления исследуемых свойств системных объектов для построения структурных схем для расчета показателей надежности [15].

На рис. 4 представлена общая структура комбинированной системы, которая может быть использована для оценки морских возобновляемых энергетических систем с целью выявления ограничений и возможных областей улучшения для конкретных устройств или объектов. Она включает в себя основные элементы волнового преобразователя (элементы 1...7) и ветроустановки (элементы 8...14), подключенных к одной системе шин (15). Интенсивности отказов элементов волновых преобразователей и ветрогенераторов приведены в табл. 1.

Таблица 1.
**Интенсивности отказов элементов
волнового преобразователя и ветрогенератора [16, 17]**

Table 1.
Failure rates of wave converter and wind generator elements [16, 17]

Волновой преобразователь		Ветрогенератор	
Компоненты	λ_c [1/год]	Компоненты	λ_c [1/год]
Якорная система	0,185	Якорная система	0,185
Конструкция	0,001	Конструкция	0,089
Волновой преобразователь	2,4	Ветрогенератор	0,4
Шина электрическая	0,01	Шина электрическая	0,01
Выключатель	0,26	Выключатель	0,26
Шлангокабель	0,04	Шлангокабель	0,04
Преобразователь DC/AC	0,08	Преобразователь AC/AC	0,08

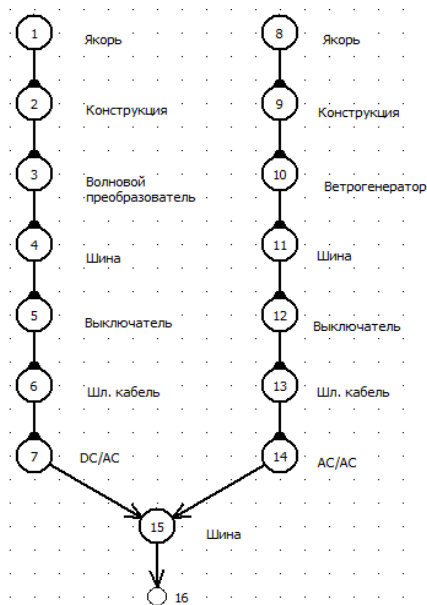


Рис. 4. Функциональная схема комбинированных морских установок (составлена в программе ПК «Арбитр»)

Fig. 4. Functional diagram of combined offshore installations (compiled in the program PC «Arbitr»)

Выполним оценку показателей надежности электроснабжения объекта 16 (рис. 4) при комбинированной работе двух установок: ветровой и волновой. При этом учитывается, что объект 16 находится в рабочем состоянии, если он получает питание либо от волновой установки, либо от ветроустановки, либо от одновременно работающих волнового преобразователя и ветрогенератора.

На рис. 5 и 6 показаны диаграммы положительных вкладов ветро-волновой установки без учета теневого эффекта и с учетом теневого эффекта. Вклад каждого элемента в возможное увеличение вероятности безотказной работы системы – ΔP_i . Он равен изменению вероятности безотказной работы системы при изменении вероятности безотказной работы элемента от текущего значения до 1.

Коэффициент готовности ветровой установки $K_T = 0,9995$, среднее время восстановления $T_B = 38,9$ ч, наработка до отказа 10,03 лет, вероятность безотказной работы $P = 0,905$.

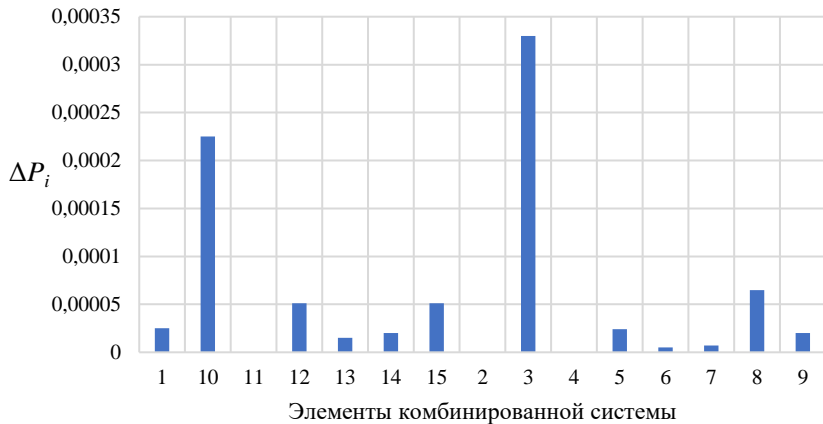


Рис 5. Схема положительных вкладов морских установок без учета теневого эффекта

Fig. 5. Scheme of positive contributions of offshore installations without shadow effect

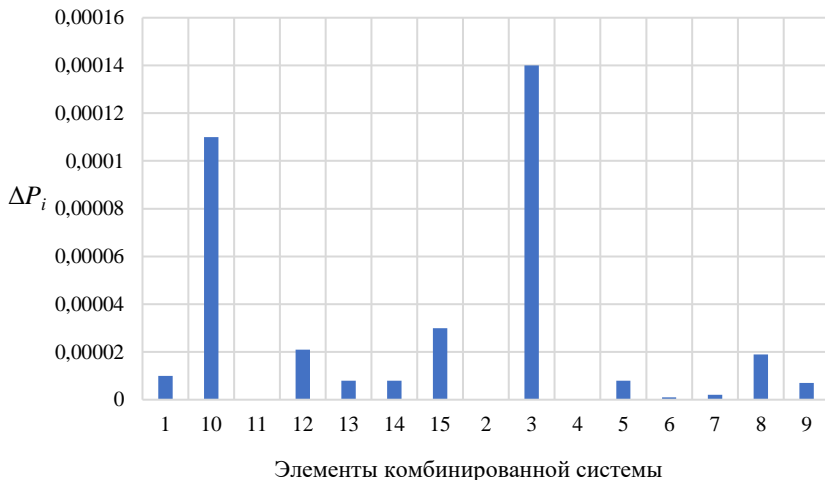


Рис. 6. Схема положительный вкладов морских установок с учетом теневого эффекта

Fig. 6. Scheme of positive contributions of offshore installation taking into account the shadow effect

Теневой эффект учтем путем снижения волновой нагрузки на якорную систему, а также уменьшения времени обслуживания за счет увеличения количества дней в году, в течение которых будет возможен допуск к ветрогенераторам из-за допустимой высоты волн.

Коэффициент готовности ветровой установки $K_T = 0,9998$, среднее время восстановления $T_B = 25,05$ ч, наработка до отказа 14,48 лет, вероятность безотказной работы $P = 0,933$.

Из представленных результатов видно, что эффект тени от применения волновых установок приводит к улучшению значения коэффициента готовности, среднего времени восстановления, наработки на отказ и вероятности безотказной работы: коэффициент готовности повысился на 0,3 %, среднее время восстановления снизилось на 55 %, наработка до отказа увеличилась на 44 %, вероятность безотказной работы увеличилась на 3 %.

IV. Выводы и перспективы

В данной работе представлены показатели надежности при совместном размещении волновых и морских ветряных электростанций с учетом эффекта тени, создаваемого волновыми станциями при их совместном размещении с морскими ветровыми установками.

Представлена методика определения надежности комбинированной системы морских установок, учитывающая такие показатели как, значения коэффициента готовности, среднего времени восстановления, наработки на отказ и вероятности безотказной работы. Результаты получены в программе ПК-Арбитр.

© Устинов Д.А., 2024

© Шафхатов Е.Р., 2024

Поступила в редакцию 11.05.2023

Принята к публикации 14.08.2023

Received 11.05.2023

Accepted 14.08.2023

Библиографический список

- [1] Zhukovskiy Y.L., Lavrik A.Y., Buldysko A.D. Energy demand side management in stand-alone power supply system with renewable energy source // International conference on innovations, physical studies and digitalization in mining engineering 2020, IPDME 2020, Apr. 23-24, 2020, Saint Petersburg, Russia: IOP Publishing Ltd, 2020. Vol. 1753. P. 012059. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012059
- [2] Global Wind Atlas. [Электронный ресурс]. URL: <https://globalwindatlas.info> (дата обращения 15.02.2023).
- [3] GWEC. Global Wind Energy Council. Global Offshore Wind Report 2020. [Электронный ресурс]. URL: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/> (дата обращения: 15.02.2023).

- [4] Mork G., Barstow S., Pontes M.T., Kabuth A. Assessing the global wave energy potential // 29th International Conference on Ocean, Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Jun., 2010, Shanghai, China: // Proceedings of OMAE2010, 2010. P. 447-454. DOI: 10.1115/OMAE2010-20473
- [5] Pérez-Collazo C., Greaves D., Iglesias G. A review of combined wave and offshore wind energy // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. № 42. P. 141-153. DOI: 10.1016/j.rser.2014.09.032
- [6] Casale C., Serri L., Stolk N., Yildiz I., Cantu M. Synergies, innovative designs and concepts for multipurpose use of conversion platforms, Tech. rep., Results of ORECCA Project-WP4, 2012.
- [7] Pérez C., Iglesias G. Integration of wave energy converters and offshore windmills // 4th International conference on ocean energy (ICOE), Oct., 2012, Dublin, Ireland.
- [8] Fernandez Chozas J., Kofoed J.P., Sørensen H.C. Predictability and variability of wave and wind: wave and wind forecasting and diversified energy systems in the Danish North Sea. Aalborg: Aalborg University, 2013. – 156 p.
- [9] Carballo R., Iglesias G. Wave farm impact based on realistic wave-WEC interaction // Energy. 2013. Vol. 51. P. 216-229. DOI: 10.1016/j.energy.2012.12.040
- [10] Perez-Collazo C., Astariz S., Abanades J., Greaves D., Iglesias G. Co-located wave and offshore wind farms: a preliminary case study of an hybrid array // International Conference in Coastal Engineering (ICCE), June, 2014, Seoul, South Korea. Vol. 34. DOI: 10.9753/icce.v34.structures.33
- [11] Абрамович Б.Н., Веприков А.А., Сычѐв Ю.А., Лях Д.А. Использование активных преобразователей электроэнергии в промышленных источниках постоянного тока для питания электролизеров // Цветные металлы. 2020. № 2. С. 95-100. DOI: 10.17580/tsm.2020.02.13
- [12] Sychev Y.A., Aladin M.E., Serikov V.A. Developing a hybrid filter structure and a control algorithm for hybrid power supply // International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS). 2022. № 13 (3). P. 1625-1634. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i3.pp1625-1634
- [13] Бельский А.А., Скамбин А.Н., Васильков О.С. Применение гибридных накопителей электроэнергии для выравнивания графика нагрузки предприятий // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2020. № 63 (3). С. 212-222. DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-3-212-222
- [14] Zhukovskiy Y., Stoianova A., Tsvetkov P., Buldysko A., Malkova Y., Koshenkova A. Scenario modeling of sustainable development of energy supply in the Arctic // Resources. 2021. № 10 (12). DOI: 10.3390/resources10120124
- [15] О программном комплексе // ПК-Арбитр. [Электронный ресурс] URL: <https://szma.com/arbitr> (дата обращения 15.02.2023).
- [16] Thies P.R., Flinn J., Smith G.H. Reliability assessment and criticality analysis for wave energy converters // 8th European Wave and Tidal Energy Conference, Jan., 2009, Uppsala, Sweden.
- [17] Carroll J. Reliability comparison of wind turbines with DFIG and PMG drive trains // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Jul. 26-30, 2015, Denver, CO, USA: IEEE, 2015. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286449

References

- [1] Y.L. Zhukovskiy, A.Y. Lavrik and A.D. Buldysko, “Energy demand side management in stand-alone power supply system with renewable energy source”, in proc. *International conference on innovations, physical studies and digitalization in mining engineering 2020, IPDME 2020*, Apr. 23-24, 2020, Saint Petersburg, Russia, vol. 1753, pp. 012059. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012059
- [2] Global Wind Atlas. [Online]. Available at: <https://globalwindatlas.info> [Accessed: Feb. 15, 2023].
- [3] GWEC. Global Wind Energy Council. Global Offshore Wind Report 2020. [Online]. Available at: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/> [Accessed: Feb. 15, 2023].
- [4] G. Mork, S. Barstow, M.T. Pontes and A. Kabuth, “Assessing the global wave energy potential”, in proc. *29th International Conference on Ocean, Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Jun., 2010, Shanghai, China, pp. 447-454. DOI: 10.1115/OMAE2010-20473
- [5] C. Pérez-Collazo, D. Greaves and G. Iglesias, “A review of combined wave and offshore wind energy”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 141-153, Feb. 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2014.09.032
- [6] C. Casale, L. Serri, N. Stolk, I. Yildiz and M. Cantu. Synergies, innovative designs and concepts for multipurpose use of conversion platforms, Tech. rep., Results of ORECCA Project - WP4, 2012.
- [7] C. Pérez and G. Iglesias, “Integration of Wave Energy Converters and Offshore Windmills, in proc. *4th International conference on ocean energy (ICOE)*, Oct., 2012, Dublin, Ireland.
- [8] J. Fernandez Chozas, J.P. Kofoed and H.C. Sørensen, *Predictability and variability of wave and wind: wave and wind forecasting and diversified energy systems in the Danish North Sea*. Aalborg: Aalborg University, 2013.
- [9] R. Carballo and G. Iglesias, “Wave farm impact based on realistic wave-WEC interaction”, *Energy*, vol. 51, pp. 216-229, 2013. DOI: 10.1016/j.energy.2012.12.040
- [10] C. Perez-Collazo, S. Astariz, J. Abanades, D. Greaves and G. Iglesias, “Co-located wave and offshore wind farms: a preliminary case study of an hybrid array”, in proc. *International Conference in Coastal Engineering (ICCE)*, Jun., 2014, Seoul, South Korea, vol. 34. DOI: 10.9753/icce.v34.structures.33
- [11] B.N. Abramovich, A.A. Veprikov, Y.A. Sychev and D.A. Lyakh, “Use of active power transducers in industrial DC power systems supplying electrolysis cells”, *Non-ferrous metals*, vol. 2, pp. 95-100, 2020. DOI: 10.17580/tsm.2020.02.13
- [12] Y.A. Sychev, M.E. Aladin and V.A. Serikov, “Developing a hybrid filter structure and a control algorithm for hybrid power supply”, *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 13, no. 3, pp. 1625-1634, Sep. 2022. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i3.pp1625-1634
- [13] A.A. Belsky, A.N. Skamyin and O.S. Vasilkov, “The use of hybrid energy storage devices for balancing the electricity load profile of enterprises”, *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*, vol. 63, no. 3, pp. 212-222, 2020. DOI: 10.21122/1029-7448-2020-63-3-212-222

- [14] Y. Zhukovskiy, A. Stoianova, P. Tsvetkov, A. Buldysko, Y. Malkova and A. Koshenkova, "Scenario modeling of sustainable development of energy supply in the Arctic", *Resources*, vol. 10, no. 12, 2021. DOI: 10.3390/resources10120124
- [15] О программном комплексе [About the software package]. [Online]. Available at: <https://szma.com/arbitr> [Accessed: Feb. 15, 2023] (in Russian).
- [16] P.R. Thies, J. Flinn and G.H. Smith, "Reliability assessment and criticality analysis for wave energy converters", in proc. *8th European Wave and Tidal Energy Conference*, Jan., 2009, Uppsala, Sweden.
- [17] J. Carroll, "Reliability comparison of wind turbines with DFIG and PMG drive trains", in proc. *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 26-30, 2015, Denver, CO, USA. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286449

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Устинов Денис Анатольевич, кандидат технических наук, доцент Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация.

Denis A. Ustinov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

Шафхатов Ершат Рашитович, аспирант Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация.

Ershat R. Shafhatov, postgraduate student of the Saint-Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

ХРОНИКА

**ПАМЯТИ АНАТОЛИЯ ВИКТОРОВИЧА КУЗНЕЦОВА
(27.04.1951 – 28.11.2023)**

Кузнецов Анатолий Викторович – доктор технических наук, старший научный сотрудник, Почетный работник высшего профессионального образования РФ, Изобретатель СССР. Окончил Ульяновский политехнический институт по специальности «Электроснабжение» в 1974 году. С 1991 года занимал должность доцента кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов», с 2013 года – должность заведующего кафедрой «Электроснабжение» ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет».

В 1988 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Применение жидкометаллических предохранителей для защиты полупроводниковых аппаратов управления в системах электроснабжения до 1000 В». В 2004 г. защитил докторскую диссертацию на тему «Повышение эффективности функционирования устройств управления передачей электроэнергии в системах электроснабжения потребителей».

Особую роль в жизни Анатолия Викторовича занимала научно-исследовательская деятельность. Он полностью посвятил себя развитию вопросов математического моделирования и исследования моделей функционирования электротехнических комплексов и систем, а также их элементов. Им были созданы принципиально новые аппараты защиты на основе жидкометаллических предохранителей, инженерные методики расчета снижения потерь активной мощности при компенсации реактивной мощности в сети потребителей, математическая модель определения принадлежности потребителя – генератора гармоник к категории явно выраженного или скрытого и т.п.

А.В. Кузнецов – автор более 140 научных трудов, среди которых научные статьи, в том числе, из списка ВАК и баз данных Scopus и Web of Science, патенты на авторские свидетельства и изобретения, монографии, учебные пособия. С 2018 по 2021 гг. под его руководством были реализованы два гранта РФФИ. Кандидатская диссертация одного из аспирантов Анатолия Викторовича была отмечена Высшей аттестационной комиссией как лучшая в России в 2023 г.

Научно-исследовательская деятельность Анатолия Викторовича была неразрывно связана с педагогической. За время его руководства кафедрой впервые была открыта магистратура, которая ежегодно успешно выпускает магистрантов.

Главная заслуга Анатолия Викторовича заключается в том, что он старался привить молодому поколению еще со студенческой скамьи любовь к науке и всячески развивал в них интерес к научно-исследовательской деятельности.

Об Анатолии Викторовиче скорбят родные и близкие, друзья, ученые, коллеги и студенты.

**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 2024

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, associate professor of the S. Seifullin Kazakh Agro-Technical University (Astana, Republic of Kazakhstan)
Gennadiy Yakovlevich Vagin	Doctor of technical sciences, professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Leonid Abramovich German	Doctor of technical sciences, professor, professor SSTU Branch in Nizhny Novgorod (Nizhny Novgorod, Russia)
Valery Gennadievich Goldstein	Doctor of technical sciences, professor, professor SSTU (Samara, Russia)
Igor Vasilevich Gulyaev	Doctor of technical sciences, professor, 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, associate professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Viktor Nikolaevich Mescheryakov	Doctor of technical sciences, professor, head of the chair LSTU (Lipetsk, Russia)
Georgy Borisovich Onishchenko	Doctor of technical sciences, professor, scientific director LLC «STC Drive Technique» (Moscow, Russia)
Aleksandr Sergeevich Plekhov	Candidate of technical sciences, associate professor, associate professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Aleksandr Yur'evich Smirnov	Doctor of technical sciences, associate professor, leading design engineer JSC «Afrikantov OKBM» (Nizhny Novgorod, Russia)
Vitezslav Styskala	Dr. Ing., Ph. D., associate professor VSB – Technical University of Ostrava (Ostrava-Poruba, Czech Republic)
Vladimir Georgievich Titov	Doctor of technical sciences, professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Oleg Stanislavovich Khvatov	Doctor of technical sciences, professor, head of the chair FFEI HE «VSUWT» (Nizhny Novgorod, Russia)
Yuriy Ivanovich Khokhlov	Doctor of technical sciences, professor, professor FSAEIH SUSU (NRU) (Chelyabinsk, Russia)
Alexandr Ivanovich Chivenkov	Doctor of technical sciences, associate professor, professor NNSTU (Nizhny Novgorod, Russia)
Roustiam Chakirov	Dr.-Ing., Prof. Dr., professor H-BRS (Germany)

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

ISSN 2658-6754

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

© Nizhny Novgorod State Technical University
n.a. R.E. Alekseev, 2024

CONTENT

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS	4
E.S. Andreenkov. Control of power converters in DC microgrids with RES	4
V.V. Cherepanov, A.K. Toropova. Calculating spectral composition of rectifier currents of eight-foot veneer peeling machine main drive	25
S.V. Popov, O.A. Burmakin, V.V. Gulyaev. Simulation of transformer start-up of asynchronous motor from ship's network	36
A.N. Fitasov, S.A. Petritsky, A.M. Mamonov. Control charts for monitoring the quality of electrical energy in industrial power supply systems.....	46
POWER INDUSTRY	58
A.L. Kulikov, V.Yu. Osokin. Finding the location of double ground faults in distribution networks with isolated neutral	58
A.V. Kryukov, K.V. Suslov, Nguyen Quoc Hieu. Modeling of modes of traction power supply systems equipped with inverter generation units...	70
A.V. Kuznetsov, V.V. Chikin. A new approach to building a model of power quality management based on indicators caused by generation of harmonic current components by nonlinear consumer loads.....	86
R.R. Rakhmatullin, A.V. Ferenc, R.G. Isakov, T.A. Musaev, O.V. Fedorov. Development of modern approaches to choosing the optimal location of switching devices in 6(10) kV distribution network.....	101
D.A. Ustinov, E.R. Shafhatov. Reliability of offshore energy conversion installations within combined complex.....	123
CRONICLE	135
In memory of Anatoly Viktorovich Kuznetsov (27.04.1951 – 28.11.2023)..	135

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

№ 1

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

Редакция:

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

Свободная цена

Подписано в печать 15.03.2024. Дата выхода в свет: 28.03.2024

Формат 60x84 ¹/₁₆. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Усл. печ. л. 7,3. Тираж 100 экз. Заказ .

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

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