

Известия вузов. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

Журнал выходит на русском языке с января 1999 года

Периодичность - 6 раз в год (сдвоенными номерами)

Главный редактор	АБДУЛЛАЗЯНОВ Э.Ю.
Второй главный редактор	PIETRO ZUNINO
Заместитель главного редактора	АХМЕТОВА И.Г.
Научный редактор	КАЛИНИНА М.В.
Редактор	ВАЛЕЕВА С.Н.

ОСНОВНЫЕ РУБРИКИ ЖУРНАЛА:

ЭНЕРГЕТИКА

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Свидетельство о регистрации СМИ:	Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – ПИ № 77-7322 от 19.02.2001 г.
Подписка:	Каталог интернет - подписки «Почта России» - индекс П6740
Сайт:	https://www.energyret.ru/
Издатель:	Казанский государственный энергетический университет
Адрес издателя:	420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
Адрес редакции:	420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
Тел./факс:	+7 (843) 527-92-76
Email:	problems_ener@mail.ru
Типография:	ИПК «Бриг», г. Казань,
Адрес типографии:	420097, г. Казань, ул. Академическая, 2, офис 009.

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ

2021
Т.23, № 5
Сентябрь-Октябрь
ISSN 1998-9903 (Print)
ISSN 2658-5456 (Online)

Решением ВАК России включен в Перечень рецензируемых научных изданий

УЧРЕДИТЕЛИ:

Министерство образования и науки РФ
Казанский государственный энергетический университет

ИЗДАТЕЛЬ:

Казанский государственный энергетический университет

Журнал освещает фундаментальные и прикладные исследования, а также дискуссионные вопросы по проблемам энергетики и связанными с ней отраслями производства и науки.

В журнале публикуются работы, соответствующие группе специальностей 05.14.00 – «Энергетика», 05.09.00 – «Электротехника», 05.11.00 – «Приборостроение, метрология и информационно-измерительные приборы и системы».

В Журнале публикуются результаты открытых научных исследований, выполняемых учеными научных учреждений, высших учебных заведений, иных организаций и граждан, ведущих научные исследования в порядке личной инициативы. Язык публикаций: русский, английский.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

АРАКЕЛЯН Э.К.

КОРОВКИН Н.В.

БУХМИРОВ В.В.

ВИНОГРАДОВ А.В.

ГУМЕРОВ Ф.Х.

ДОВГУН В.П.

ВАНЬКОВ Ю.В.

СИНЮКОВА Т.В.

ИВШИН И.В.

ЩИННИКОВ П.А.

ЛАПТЕВ А.Г.

DESHPANDE PRAVIN

ТЮТИКОВ В.В.

MICHAEL KOLCUN

ЧИЧИРОВА Н.Д.

НИКОЛАЕВА Л.А.

МИНУЛЛИН Р.Г.

САДЫКОВ М.Ф.

ЯКИМОВ Н.Д.

ФРОЛОВ В.Я.

РАССЫЛКИН А.С.

Свидетельство о регистрации СМИ:

журнал зарегистрирован в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций – ПИ № 77-7322 от 19.02.2001 г.

PROCEEDINGS OF THE HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS.
ENERGY SECTOR PROBLEMS

SCIENTIFIC &
TECHNICAL JOURNAL

2021
Vol. 23, № 5
September- October
ISSN 1998–9903 (Print)
ISSN 2658-5456 (Online)

**Founder: Kazan State Power Engineering University and the Ministry of
Education of the Russian Federation**

Publisher: Kazan State Power Engineering University

Editor-in-Chief: EDWARD Yu. ABDULLAZYANOV

Second Editor in Chief: PIETRO ZUNINO

The journal covers fundamental and applied research, as well as discussion issues on power engineering and related industries and science.

The Journal publishes the results of open scientific research carried out by scientists of scientific institutions, higher educational institutions, other organizations and citizens conducting research in the form of a personal initiative. The following materials are accepted for publication: original articles; scientific reviews; reviews; short messages; reference materials. Language of publications: Russian, English.

Sections:

POWER ENGINEERING

ELECTRIC ENGINEERING

INSTRUMENT MAKING, METROLOGY AND INFORMATION-MEASURING DEVICES AND SYSTEMS

Editorial board:

EDIK K. ARAKELYAN

VYACHESLAV V. BUKHMIROV

FARID M. GUMEROV

YURY V. VANKOV

IGOR V. IVSHIN

ANATOLY G. LAPTEV

VLADIMIR V. TYUTIKOV

NATALIYA D. CHICHIROVA

RENAT G. MINULLIN

NIKOLAY D. YAKIMOV

VLADIMIR YA. FROLOV

ANTON RASSÖLKIN

NIKOLAY V. KOROVKIN

ALEXANDR V. VINOGRADOV

VALERY P. DOVGUN

TATYANA V. SINYUKOVA

PAVEL A. SHCHINNIKOV

DESHPANDE PRAVIN

MICHAIL KOLCUN

LARISA A. NIKOLAEVA

MARAT F. SADYKOV

Address

Krasnoselskaya str. 51, 420066, Kazan, Russian Federation

Tel./fax:

+7 (843) 527-92-76

Email:

problems_ener@mail.ru

Site:

<https://www.energyret.ru/>

СОДЕРЖАНИЕ

ЭНЕРГЕТИКА

БИРЮЛИН В.И., КУДЕЛИНА Д.В., ЛАРИН О.М. Выявление источника фликера в системах электроснабжения.	3
ЛУКИЧЕВА И.А., КУЛИКОВ А.Л. Использование многомодельной прогнозной оценки состояния систем электроснабжения для обнаружения кибер-атак.	13
ШЕРЬЯЗОВ С.К., ИСЕНОВ С.С., ИСКАКОВ Р.М., КАЙДАР А.Б. Основные типы ветротурбин-генераторов в системе электроснабжения.	24
ЛАНСБЕРГ А.А., ВИНОГРАДОВ А.В. ВИНОГРАДОВА А.В. Структура парка силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ на примере электросетевой организации филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», обслуживающей сельские электрические сети.	34
СУЛТАНОВ М.М. Разработка методологии и мероприятий по обеспечению надежности оборудования энергетических систем.	46
ГРАЧЕВА Е.И., ТАБАЧНИКОВА Т.В., ШВЕЦКОВА Л.В. Методика расчета оптимального напряжения центра питания отходящей линии промышленной подстанции нефтегазодобывающего предприятия.	56
НОВОБРИЦКИЙ В.А., ФЕДОСОВ Д.С. Анализ работы устройств релейной защиты в переходном режиме, сопровождающемся насыщением трансформатора тока.	71
МОСКАЛЕНКО Н.И., АХМЕТШИН А.Р., САФИУЛЛИНА Я.С., ДОДОВ И.Р., ХАМИДУЛЛИНА М.С. Численное моделирование воздействий метеосостояния атмосферы на эффективность функционирования солнечных тепловых и электрических станций.	86
САФИН А.Р., ИВШИН И.В., ЦВЕТКОВ А.Н., ПЕТРОВ Т.И., БАСЕНКО В.Р., МАНАХОВ В.А. Развитие технологии мобильных зарядных станций для электромобилей. ...	100
ДАВЫДОВ Д.Ю., ОБУХОВ С.Г. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций.	115
ИВАНИЦКИЙ М.С. Анализ технологических условий образования и выгорания канцерогенных ПАУ в продуктах сгорания котлов.	131

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

КУЗНЕЦОВ А.В., ЮРЕНКОВ Ю.П. Возможность увеличения коммутационного ресурса жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей с составной плавкой вставкой.	139
МАРТЫНОВ К.В., ПАНТЕЛЕЕВА Л.А., ВАСИЛЬЕВ Д.А., ДРЕСВЯННИКОВА Е.В. Исследование распределения токов по фазам в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой.	150
ЧЕРВОНЕНКО А.П., КОТИН Д.А., РОЖКО А.В. Перевод нагрузки с основной сети на резервную с применением типового АВР.	160
САВЕНКО А.Е., САВЕНКО П.С. Колебания мощности в единых судовых электроэнергетических системах с гребными электрическими установками.	172
БУЛАТОВ Ю.Н., КРЮКОВ А.В., СУСЛОВ К.В. Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой.	186

CONTENTS

POWER ENGINEERING

BIRYULIN VI, KUDELINA DV, LARIN OM. Identification of the flicker source in the power supply systems.	3
LUKICHEVA IA, KULIKOV AL. The usage of power system multi-model forecasting aided state estimation for cyber attack detection.	13
SHERYAZOV SK, ISSENOV SS, ISKAKOV RM, KAIDAR AB. The main types of wind turbines-generators in the power supply system.	24
LANSBERG AA, VINOGRADOV AV, VINOGRADOVA AV. The structure of the park of power transformers with a higher voltage of 6-10 kV on the example of the electric grid organization of the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo», serving rural electric networks.	34
SULTANOV MM. Development of methodology and measures to ensure the reliability of energy systems equipment.	46
GRACHEVA EI, TABACHNIKOVA TV, SHVETSKOVA LV. The method of calculating optimal voltage of power supply center of outgoing line of field substation of oil and gas producing enterprise.	56
NOVOBRITSKY VA, FEDOSOV DS. Analysis of the operation of relay protection devices in transient mode, accompanied by saturation of the current transformer.	71
MOSKALENKO NI, AKHMETSHIN AR, SAFIULLINA YAS, DODOV IR, KHAMIDULLINA MS. Simulation of the impact of the atmospheric weather state on the efficiency of functioning of solar thermal and power plants.	86
SAFIN AR, IVSHIN IV, TSVETKOV AN, PETROV TI, BASENKO VR, MANAKHOV VA. Study of design features of mobile charging units for electric transport for development of sketch design documentation.	100
DAVYDOV DY, OBUKHOV SG. Model for evaluation of technical and economic indicators of offshore wind farms.	115
IVANITSKIY MS. Analysis of technological conditions for the formation and burnout of carcinogenic PAHS in boiler flue gases.	131

ELECTRICAL ENGINEERING

KUZNETSOV AV, YURENKOV YP. Possibility of increasing the switching resource of liquid-metal self-regulating fuses with fusion insert.	139
MARTYNOV KV, PANTELEEVA LA, VASILIEV DA, DRESVYANNIKOVA EV. Research of current distribution by phases in asynchronous electric motor with a combined winding.	150
CHERVONENKO AP, KOTIN DA, ROZHKO AV. Load switching between main power grid to the backup grid by standard automatic transfer switch.	160
SAVENKO AE, SAVENKO PS. Power oscillations in shipboard power systems with propulsion power plants.	172
BULATOV YUN, KRYUKOV AV, SUSLOV KV. The study of the isolated power supply system operation with controlled distributed generation plants, energy storage units and drive load.	186



ВЫЯВЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ФЛИКЕРА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Бирюлин¹ В.И., Куделина² Д.В., Ларин³ О.М.

^{1,2,3}Юго-Западный государственный университет, г. Курск, Россия

ORCID¹: 0000-0002-1681-184X, bir1956@mail.ru, ORCID²: 0000-0003-2304-9547,

mary_joy@mail.ru, ORCID³: 0000-0002-6436-997X, larin77@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть вопросы, связанные с изучением способов определения источников, нарушения качества электрической энергии в системах электроснабжения, в частности потребителей, создающих быстрые изменения напряжения или же колебания напряжения, создающих быстрые изменения светового потока в установках электрического освещения. Показать, что электроприемники с резко переменным режимом работы являются источниками колебаний потребляемого тока и напряжения в электрической сети систем электроснабжения, что в свою очередь проявляется в виде недопустимых значений одного из показателей качества электроэнергии – фликера, определяемого как субъективное восприятие колебаний светового потока осветительных приборов. Изучить возможности определения мест возникновения значительных колебаний напряжения, без применения дорогостоящих и сложных приборов для измерения значений фликера в электрической сети. Разработать упрощенный метод для определения мест нахождения потребителей электроэнергии, негативно влияющих на работу систем электрического освещения и в конечном итоге на зрение персонала. Провести проверку на компьютерной модели упрощенного метода определения мест возникновения недопустимых по своей величине колебаний напряжения, выражающихся в появлении значительных доз фликера, превышающих нормативные значения. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи использовалась компьютерная модель, созданная в пакете расширения Simulink системы научно-технических расчетов Matlab. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, рассмотрены вопросы качества электроэнергии в системах электроснабжения. Показано с использованием экспериментальных данных, что в электрических сетях возникает превышение нормативных значений доз фликера. Рассмотрена возможность использования для определения источников недопустимых доз фликера интергармонических составляющих сетевого напряжения. Приведен упрощенный способ нахождения источников фликера на основе получения значений производных токов в различных точках электрической сети. Выполнено компьютерное моделирование схемы электрической сети с электроприемниками, имеющими как спокойный, так и резко переменный характер работы. Показано, что использование значений производных тока в различных точках электрической сети позволяет выявлять источники возникновения недопустимых доз фликера. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Возникновение значительных быстрых изменений напряжения в электрической сети негативно влияют на зрение, что неизбежно сопровождается повышенной утомляемостью персонала и может привести к производственному травматизму. Результаты, полученные авторами статьи, показывают, возможность использования для определения мест возникновения больших колебаний напряжения, проявляющихся в недопустимых дозах фликера производных токов. Это следует учитывать при проведении обследований систем электроснабжения, чтобы использовать довольно простые аппаратные средства для выявления источников нарушения качества электрической энергии.

Ключевые слова: качество; напряжение; ток; электроэнергия; колебания напряжения; фликер; переменная нагрузка.

Благодарности: Исследование выполнено в рамках поддержанного ФГБОУ ВО «Юго-Западный государственный университет» гранта в соответствии со стратегией развития университета (Приоритет-2030).

Для цитирования: Бирюлин В.И., Куделина Д.В., Ларин О.М. Выявление источника фликера в системах электроснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 3-12. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-3-12.

IDENTIFICATION OF THE FLICKER SOURCE IN THE POWER SUPPLY SYSTEMS

VI. Biryulin¹, DV. Kudelina², O.M. Larin³

^{1,2,3}Southwest State University, Kursk, Russia

ORCID¹: 0000-0002-1681-184X, bir1956@mail.ru, ORCID²: 0000-0003-2304-9547,
mary_joy@mail.ru, ORCID³: 0000-0002-6436-997X, larin77@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider issues related to the study of methods for determining the sources of violations of the quality of electrical energy in power supply systems, in particular consumers which create rapid voltage changes or voltage fluctuations that create rapid changes in the luminous flux in electric lighting installations. Show that electrical receivers with a sharply variable operating mode are sources of fluctuations in the consumed current and voltage in the electrical network of power supply systems, which in turn manifests itself in the form of unacceptable values of one of the indicators of the quality of electricity - flicker, defined as the subjective perception of fluctuations in the luminous flux of lighting devices. To study the possibilities of determining the places of occurrence of significant voltage fluctuations without the use of expensive and complex instruments for measuring flicker values in the electrical network. To develop a simplified method for determining the locations of electricity consumers that negatively affect the operation of electric lighting systems and, ultimately, the vision of personnel. Conduct a check on a computer model of a simplified method for determining the places of occurrence of voltage fluctuations that are inadmissible in their magnitude, which are expressed in the appearance of significant doses of flicker that exceed the standard values. *METHODS.* Solving the problem, a computer model was used, created in the Simulink extension package of the Matlab scientific and technical calculation system. *RESULTS.* The article describes the relevance of the problem, discusses the quality of electricity in power supply systems. It has been shown using experimental data that in electrical networks there is an excess of the standard values of flicker doses. The possibility of using interharmonic components of the mains voltage to determine the sources of unacceptable doses of flicker is considered. A simplified method for finding flicker sources based on obtaining the values of the derivatives of currents at various points of the electrical network is presented. Computer simulation of an electrical network diagram with electrical receivers, which have both calm and sharply variable nature of work, has been performed. It is shown that the use of the values of the derivatives of the current at various points of the electrical network makes it possible to identify the sources of the occurrence of unacceptable doses of flicker. *CONCLUSION.* The occurrence of significant rapid voltage changes in the electrical network negatively affects vision, which is inevitably accompanied by increased personnel fatigue and can lead to industrial injuries. The results obtained by the authors of the article show that it is possible to use it to determine the places of occurrence of large voltage fluctuations, which are manifested in unacceptable doses of flicker of the derivatives of currents. It should be taken into account when conducting surveys of power supply systems in order to use fairly simple hardware to identify sources of disturbance in the quality of electrical energy.

Keywords: quality; voltage; current; electricity; voltage fluctuations; flicker; variable load.

Acknowledgments: The study was carried out within the framework of a grant supported by the South-West State University in accordance with the university development strategy (Priority-2030) №ПР2030/2021-23.

For citation: Biryulin VI, Kudelina DV, Larin OM. Identification of the flicker source in the power supply systems. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 3-12. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-3-12.

Введение

В настоящее время электрическая энергия является товарной продукцией, производимой для ее реализации потребителям. Следовательно, при поставке

электроэнергии потребителям должны соблюдаться утвержденные нормы качества электрической энергии, так как только при использовании электроэнергии надлежащего качества создаются нормальные условия работы различного электрического оборудования и электроприемников.

Само же качество электроэнергии устанавливается как степень соответствия определенных характеристик электроэнергии в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц [1]. Данные точки находятся на линии разделения поставщиков и потребителей электроэнергии по признаку собственности.

Нормативные значения данных показателей устанавливаются для параметров напряжения электрической сети [1, 2]. Эти параметры в системах электроснабжения постоянно изменяются в результате проявления различных факторов, например, суточных или сезонных изменений электрических нагрузок потребителей электроэнергии, возникновения электромагнитных помех при включении и отключении электрооборудования, также других причин, описанных в различных источниках, например [2, 3].

Одним из факторов нарушения качества электроэнергии являются колебания напряжения в электрической сети. Эти колебания неблагоприятно влияют на работу электроприемников, особенно на осветительные установки, вызывая у них быстрые изменения светового потока, воспринимаемые человеком в виде мерцания света, это явление называется фликером. Фликер вызывает у человека утомление, в связи с чем возникает увеличение брака продукции и травматизма на производстве [4 - 6].

Превышение допустимых значений кратковременной и длительной доз фликера возникает в электрических сетях с той или иной степенью повторяемости. На ниже приведенных рисунках 1 и 2 показаны суточные графики изменения показателей качества электроэнергии, относящихся к фликеру.

В различных источниках указывается, что появление значительных доз фликера связано, прежде всего, с наличием в составе потребителей электроприемников с резко переменным режимом [4-9]. Большое внимание проблеме возникновения больших доз фликера уделяется и в зарубежных источниках, что показывает значительную актуальность данной проблемы [10-15]. Выявление потребителей электроэнергии, создающих значительные колебания напряжения, может производиться приборами, предназначенными для измерений показателей качества электроэнергии. Но такие приборы имеют довольно высокую стоимость, что делает задачу разработки сравнительно простых средств определения мест возникновения фликера достаточно привлекательной и практически значимой.

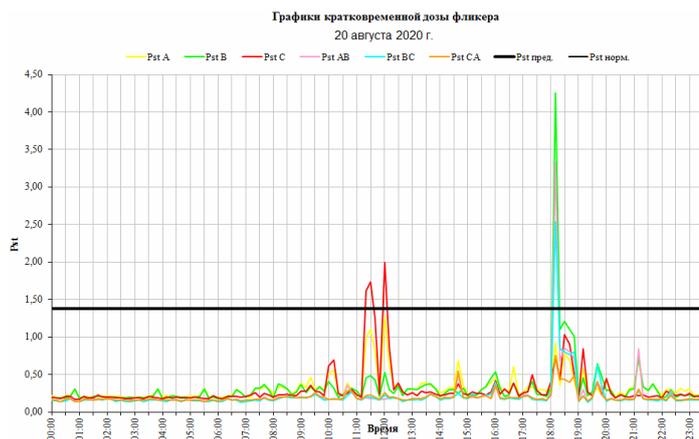


Рис. 1. Суточный график кратковременной дозы фликера *Fig. 1. Daily schedule of a short-term dose of flicker*

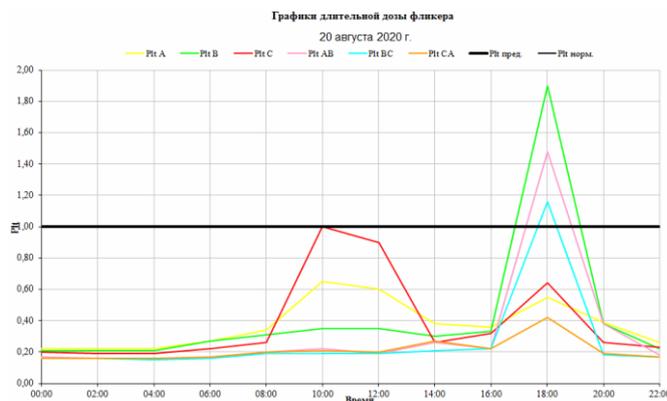


Рис.2. Суточный график длительной дозы фликера *Fig. 2. Long-term dose flicker daily schedule*

Сравнительно недавно в состав показателей качества электроэнергии введены интергармонические составляющие сетевого напряжения [1, 2], которые имеют частоту выше значения номинальной частоты 50 Гц, но не кратны ей целым числом, в отличие от высших гармоник. Появление этих составляющих вызывается электрическими нагрузками, быстро изменяющими потребление мощности из электрической сети [16]. Это обстоятельство наводит на мысль использовать для выявления источников колебаний на появление интергармонических составляющих сетевого напряжения.

Таблица

Значения интергармонических составляющих напряжения

Дата	Время	Интергармонические составляющие				
		$K_{UB\ ig(1)}$	$K_{UB\ ig(2)}$	$K_{UB\ ig(3)}$	$K_{UB\ ig(4)}$	$K_{UB\ ig(5)}$
20.08.20	17:50	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01
20.08.20	18:00	0,03	0,03	0,01	0,02	0,02
20.08.20	18:10	0,12	0,04	0,02	0,02	0,02
20.08.20	18:20	0,05	0,03	0,03	0,02	0,02
20.08.20	18:30	0,07	0,06	0,06	0,04	0,03
20.08.20	18:40	0,06	0,05	0,05	0,03	0,03
20.08.20	18:50	0,04	0,03	0,01	0,02	0,02

Для рассмотрения такой возможности обратимся к численным результатам измерений показателей качества электрической энергии на том же энергетическом объекте, для которого выше приведены графики изменения кратковременной и длительной доз фликера. Приведем в табл.1 полученные результаты измерений наибольших интергармонических, составляющих напряжения фазы В, усредненных за 10 минут, полученные в интервал времени, включающий в себя возникновение нарушения

Из этой таблицы видно, что между значениями фликера и интергармонических составляющих имеется взаимосвязь, что можно использовать для поиска мест возникновения недопустимых значений фликера. Но, аппаратная реализация такого устройства регистрации интергармоник требует использования фильтров различных частот с высоким уровнем добротности, чтобы обеспечить высокую селективность выявления интергармоник.

Поэтому для определения дозы фликера предлагаются различные способы. Так, авторы работы [4] предлагают выполнять расчет дозы фликера по следующему алгоритму:

- выполнение расчета графика электрических нагрузок отдельных электроприемников (авторы данной статьи рассматривали электроприводы);
- проведение расчета группового графика электрических нагрузок;
- осуществление расчета графика напряжения электрической сети;
- определение размахов напряжения электрической сети;
- выполнение расчета дозы фликера.

При проведении этих расчетов используется представление графиков активной $P(t)$ и реактивной $Q(t)$ мощностей речетчатыми моделями, интерполируемыми сплайн-функциями первой степени, имеющими следующий вид:

$$P(t) = \sum_i^{n-1} \sum_{t=t_i}^{t=t_{i+1}} \left(\frac{t_{i+1}-t}{t_{i+1}-t_i} \cdot P_{t_i} + \frac{t-t_i}{t_{i+1}-t_i} \cdot P_{t_{i+1}} \right), \quad (1)$$

где n – число циклов, измеренных в результате опыта; t_i – момент появления i -го экстремума; t_{i+1} – момент появления $(i+1)$ -го экстремума; P_{t_i} , $P_{t_{i+1}}$ – значение активной нагрузки в точке экстремума в момент времени t_i и t_{i+1} соответственно.

Дозу фликера авторы рассматривают как случайную величину, которая характеризуется основными числовыми характеристиками: математическим ожиданием $M[P_{sti}]$ и дисперсией $D[P_{sti}]$ для каждого момента времени t_i . Сами же величины математического ожидания $M[P_{st10}]$ и дисперсии $D[P_{st10}]$ кратковременной дозы фликера за интервал времени, равный 10 минут, как определяется нормативными документами в этой статье предлагается вычислять по следующим формулам:

$$M[P_{st10}] = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^n [M^3[P_{sti}] + 3 \cdot (M[P_{sti}] \cdot D[P_{sti}])]}. \quad (2)$$

$$D[P_{st10}] = \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{1}{3} \cdot [M^3[P_{sti}] - \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot M[P_{sti}]^2] \right)^2 \right] + D[P_{sti}]. \quad (3)$$

Проведение расчетов дозы фликера по этому алгоритму требует проведения большой подготовительной работы по получению исходной информации для проведения расчетов. Это не позволяет реализовать данный подход для выполнения обследований электрической сети системы электроснабжения с целью выявления источников больших доз фликера за ограниченный период времени.

Авторы работы [5] предлагают определять значение дозы фликера электрических сетей, к которым подключаются дуговые сталеплавильные печи, на основе значений плотности распределения вероятности колебаний напряжения. Эти расчеты должны выполняться по таким исходным данным, как сопротивление системы в месте подключения, номинальное напряжение рассматриваемой электрической сети, мощность печного трансформатора и номинальный ток печи.

Данная методика имеет ограниченную область применения, так как для ее использования необходимо проводить сбор исходной информации и проведение последующих расчетов, что не подходит для проведения инструментальных обследований электрических сетей систем электроснабжения.

Таким образом, проблема создания достаточно простых аппаратных средств, позволяющих проводить с высокой производительностью обследования электрических сетей, не привлекая для этого большое количество дорогостоящего измерительного оборудования.

Материалы и методы

Приведенные выше результаты измерений показывают, что в момент превышения норм фликера значения интергармонических составляющих возрастают по сравнению с моментами времени, когда фликер отсутствует, что теоретически может использоваться для поиска мест возникновения недопустимых значений фликера. Но на практике для выполнения этой цели потребуется разработка и применение технического устройства, содержащего большое количество частотных фильтров для выполнения одновременного измерения составляющих сетевого напряжения различных частот. Такое техническое решение неизбежно приведет к большой схемной сложности регистрирующей аппаратуры и в конечном итоге довольно высокой стоимости.

Стоит также учитывать, что применение напряжения в качестве информативного параметра не всегда может оказаться успешным. Рассмотрим пример определения дозы фликера в точке передачи электрической энергии от поставщика (энергоснабжающей организации) к потребителю. Используем для этой цели схему приведенную на рисунке 3, на которой приведена довольно простая система электроснабжения, включающая энергоснабжающую организацию с потенциальным источником фликера А, точку передачи электроэнергии ТПЭ и электрическую сеть потребителя с двумя электроприемниками Р1 и Р2, один из которых – Р1 представляет нагрузку, создающую быстрые изменения напряжения, служащие причиной недопустимой дозы фликера.

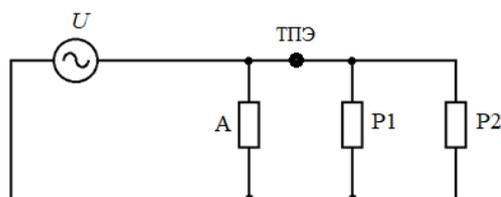


Рис. 3. Схема простой системы электроснабжения Fig. 3. Diagram of a simple power supply system

Предположим, что в точке передачи электроэнергии устанавливаются приборы для контроля показателей качества электроэнергии, в том числе и дозы фликера. Примем в качестве первого случая, что электроприемник P1 не работает в рассматриваемый момент времени, а потенциальный источник фликера A, входящий в состав энергоснабжающей организации создает недопустимо большую дозу фликера, которую фиксируют приборы, установленные в точке передачи электроэнергии. Перейдем ко второму случаю – источник фликера A1 не создает большой дозы фликера в рассматриваемый момент времени, а электроприемник P1 вызывает значительные колебания напряжения и в итоге – недопустимую дозу фликера.

Как в первом, так и во втором случае использование в качестве исходной информации значений напряжений в точке передачи электрической энергии не позволяет сделать однозначный вывод о том, где же находится источник фликера. Можно использовать для выявления расположения источника фликера дополнительную информацию, но это потребует неизбежного усложнения устройства контроля.

Например, наличие интергармонических составляющих в напряжении электрической сети само по себе не слишком информативно. Но, можно применить дополнительно фильтры для выделения из тока, протекающего от поставщика к потребителю, интергармонических составляющих и последующего нахождения фазовых углов между напряжениями интергармоник и соответствующими им токами. На основе такой информации уже можно делать выводы о месте расположения источника фликера.

Предположим, что токи интергармоник имеют фазовые углы, при которых данные тока имеют направления от энергоснабжающей организации к электрической сети потребителя. Для этого случая можно делать однозначный вывод – источник недопустимой дозы фликера находится в электрической сети энергоснабжающей организации и происходит поставка некачественной электроэнергии. В противоположном случае, когда токи интергармоник имеют направление от электрической сети потребителя к энергоснабжающей организации недопустимая доза фликера создается электроприемниками потребителя.

Рассмотрим возможность применения более простого способа поиска источника возникновения колебаний напряжения в электрической сети с использованием операций дифференцирования токов в электрической сети.

Применение этого способа основывается на высокой скорости изменения потребляемой мощности и тока электроприемником, работающим в резко переменном графике нагрузки. Для проверки возможности данного предложения произведем компьютерное моделирование работы простой схемы, содержащей два электроприемника, приведенной ниже на рисунке 4.

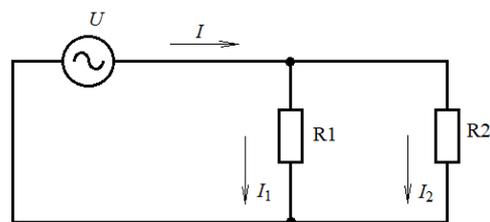


Рис. 4. Схема простейшей исследуемой электрической сети Fig. 4. Diagram of the simplest electrical network under study

Схема, приведенная на рисунке 4, содержит две нагрузки или электроприемника. Нагрузка R1 моделирует электроприемник с резко переменным режимом работы, а R2 – со спокойным режимом работы. Исходя из этого, суммарный ток I будет содержать следующие составляющие I1 - ток резко переменной нагрузки, I2 - ток спокойной нагрузки. Проведение измерений производных токов I и I2, можно выполнять с помощью хорошо

известных схем дифференцирования входного сигнала, рассмотренных во многих источниках, что позволит в случае наличия большой разницы в полученных значениях производных токов осуществить локализацию места возникновения колебаний напряжения – источника недопустимой дозы фликера.

Для исследования данной схемы авторами статьи была создана компьютерная модель с использованием пакета визуального программирования *Simulink*, входящего в состав системы научно-технических расчетов *MatLab*. Эта модель представлена на рисунке 5.

Данная модель реализует однофазную схему в соответствии с рис.4. Она содержит два блока нагрузки - *Load1* (резко переменный характер работы), *Load2* (спокойный характер работы). Ток, потребляемый этими нагрузками, измеряется блоками *Tok I1*, *Tok I2*. Суммарный ток этих двух нагрузок измеряется блоком *Tok I*, и для этого тока определяется производная блоком *Derivative1*. Измерительные блоки *Tok I21* и *Derivative2* используются для определения производной тока нагрузки *Load2* (или *R2* согласно схеме, приведенной на рисунке.3). Численные значения измеренных величин выводились на соответствующие дисплеи.

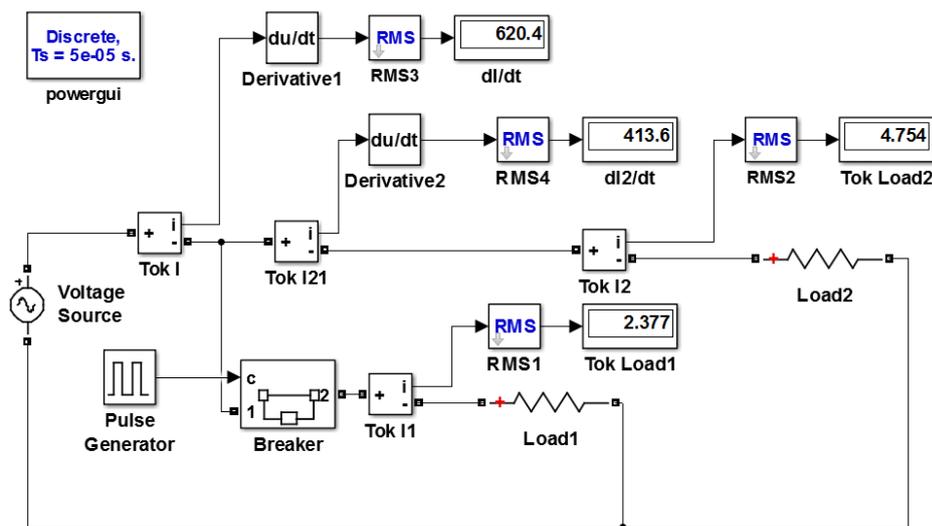


Рис. 5. Компьютерная модель простейшей исследуемой электрической сети

Fig. 5. Computer model of the simplest electrical network under study

Резко переменный режим работы нагрузки *Load1* создавался при помощи блока выключателя *Breaker*, периодически подключающего и отключающего эту нагрузку от электрической сети. Управление этим блоком осуществлялось от импульсного генератора *Pulse Generator*, параметры работы которого устанавливаются при моделировании.

Результаты

Значения контролируемых токов и производных, полученных при работе компьютерной модели, приведены на дисплеях. Для большей наглядности эти значения дополнительно рассмотрим в тексте статьи. Итак, получены следующие величины производных:

- суммарный ток двух нагрузок имеет значение производной, равное 620,4 (блок *dI/dt*);
- ток нагрузки со спокойным режимом имеет значение производной, равное 413,6 (блок *dI2/dt*).

Данные результаты показывают, что наличие нагрузки с резко переменным режимом работы приводит к тому, что в разных точках системы электроснабжения потребителей значения производных тока оказываются различными, что может служить основой для выявления мест расположения источников фликера.

Обсуждение

Для оценки места расположения источников фликера могут применяться различные способы, но большая часть их требует сложной и дорогостоящей аппаратуры. Между тем, для проведения обследований протяженных систем электроснабжения необходимо одновременное использование большого количества такой аппаратуры, что делает такие обследования дорогостоящими и практически невыполнимыми.

Если использовать достаточно простые устройства, позволяющие определять значения производных токов в разных точках электрической сети, то в этом случае можно выделять с той или иной степенью точности примерное расположение электроприемников,

создающих при своей работе значительные быстрые изменения напряжения, связанные с быстрыми изменениями тока, потребляемого этими приемниками электрической энергии из питающей сети.

Данные устройства не требуют определения большого количества параметров электрической сети (например, токов и напряжений интергармоник), имеют достаточно простую схемную реализацию и, следовательно, невысокую стоимость, что позволит применять такие устройства в достаточно большом количестве. Это обстоятельство должно обеспечить успешный поиск источников больших доз фликера и одновременно избежать применения большого количества сложной и дорогостоящей измерительной аппаратуры.

Заключение

Предложенный способ регистрации колебаний напряжения в электрических сетях позволяет сравнительно простыми аппаратными средствами достаточно точно определять электроприемники или электрооборудование, служащие причинами возникновения превышающих допустимые значения доз фликера. Также такой способ позволяет устанавливать, где именно возникают большие колебания напряжения – в электрических сетях энергоснабжающей организации или в сетях потребителя по значениям производной тока нагрузки.

Это позволяет принимать обоснованные решения как энергоснабжающей организации, так и потребителям по снижению колебаний напряжения и повышению качества электроэнергии, что в конечном итоге должно обеспечивать положительный эффект из-за уменьшения негативных последствий, возникающих при нарушениях качества электроэнергии.

Литература

1. Коверникова Л.И., Суднова В.В., Шамонов Р.Г. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению. Новосибирск: Наука, 2017. 219 с.
2. Коверникова Л.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Н. Качество электроэнергии в ЕЭС России: Текущие проблемы и необходимые решения // Электроэнергия: Передача и распределение. 2016. № 2(35). С. 28–38.
3. Дед А.В., Сикорский С.П., Смирнов П.С. Результаты измерений показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения предприятий и организаций // Омский научный вестник. 2018. № 2 (158). С. 60–64.
4. Черепанов В.В., Калинина Е.А. Расчет кратковременной дозы фликера, возникающей при стохастическом характере изменения электрических нагрузок // Фундаментальные исследования. 2016. № 11-5. С. 960-967. Доступно по URL: <http://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41284> Ссылка активна на: 19.05.2021.
5. Корнилов, Г.П., Баранкова, И.И., Лукьянов, Г.И., Карякин А.Л. Расчет кратковременной дозы фликера в электрических сетях предприятий // Электротехнические системы и комплексы. 2019. №3. С.10-15.
6. Лисицкий К.Е. Совершенствование методов и средств оценки фликера при использовании источников света с разной чувствительностью к колебаниям напряжения в электрической сети // Известия высших учебных заведений, проблемы энергетики. 2018. Т.20. №5-6. С.55-66.
7. Лисицкий К.Е. Совершенствование средств оценки и методов нормализации фликера при использовании источников света с различной чувствительностью к колебаниям напряжения в электрической сети // Промышленная энергетика. 2018. № 10. С. 15-21.
8. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации на основе согласованно настроенных регуляторов // Системы Методы Технологии. 2017. N4 (36). С.108-114.
9. Гапиров Р.А., Осипов Д.С. Нормирование интергармоник как показателя качества электроэнергии в России и за рубежом // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 5. Доступно по URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=15253>. Ссылка активна на: 14.05.2021).
10. Пономарев В.А., Моделирование электрической дуговой печи и влияние фликера на качество электроэнергии // Электроцех. 2018. №12. С. 10-12.
11. Bątkiewicz-Pantula M. Elimination of disruption on the example of flicker, 2017, Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE); 25-30 June; Koscielisko, Poland: IEEE, 2017.
12. Bątkiewicz-Pantula M. The algorithm for determining the coefficient of flicker on the example of a wind power plant, Electronics Computers and Artificial Intelligence (ECAI) 2018 10th International Conference on. 2018. pp. 1-6.
13. Maksić M., Papić I., Blažič B. «Simple Continuous Assessment of Transmission-Network Flicker Levels Caused by Multiple Sources», IEEE Transactions on Power Delivery.

2016. V.31. Issue 6. pp. 1-6.

14. Chang G.W., Lu H. J., Chuang C.S. An accurate hybrid intelligent approach for forecasting flicker severity caused by electric arc furnaces, *Elect. Power Syst. Res.* 2015. V. 121. Apr. 2015. Chia-Yi, Taiwan: National Chung Cheng University, 2015. pp. 101-108.

15. George Cristian Lazaroiu, Nicolae Golovanov, Luminita Elefterescu, et al. «Assessment of flicker perturbations in power systems with multiple disturbing consumers», *Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 2018 18th International Conference on*, pp. 1-6, 2018.

16. Li F., Gao Y., Cao Y. and Iravani R. «Improved teager energy operator and improved chirp-Z transform for parameter estimation of voltage flicker», *IEEE Trans. Power Del.* 2016. V. 31. №. 1. pp. 245-253.

17. Сендерович Г.А., Дьяченко А.В. Актуальность определения ответственности за нарушение качества электроэнергии по показателям колебаний напряжения // *Электротехника и Электромеханика*. 2016. №2. С.54–60.

18. Дворкин Д.В., Силаев М.А., Тульский В. Н. [и др.]. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии // *Электричество*. 2017. № 7. С. 12–19.

Авторы публикации

Бирюлин Владимир Иванович – канд. техн. наук, доцент кафедры электроснабжения Юго-Западного государственного университета.

Куделина Дарья Васильевна – канд. техн. наук, доцент кафедры электроснабжения Юго-Западного государственного университета.

Ларин Олег Михайлович – канд. техн. наук, доцент кафедры электроснабжения Юго-Западного государственного университета.

References

1. Kovernikova LI, Sudnova VV, Shamonov RG. *Kachestvo elektricheskoy energii: sovremennoe sostoyanie, problemy i predlozheniya po ih resheniyu*. Novosibirsk. Nauka; 2017.

2. Kovernikova LI, Tulsy VN, Shamonov RN. Electricity quality in the UES of Russia: Current problems and necessary solutions. *Electricity: Transmission and distribution*. 2016; 2 (35):28–38.

3. Dedov AV, Sikorskiy SP, Smirnov PS. Results of measurements of power quality indicators in power supply systems of enterprises and organizations. *Omsk Scientific Bulletin*. 2018; 2 (158):60–64. doi: 10.25206/1813-8225-2018-158-60-64.

4. Cherepanov VV, Kalinina EA. Calculation of the short-term dose of flicker arising from the stochastic nature of the change in electrical loads. *Fundamental research*. 2016; 5(11): 960-967.

5. Kornilov GP, Barankova II, Lukyanov GI, Karyakin AL Calculation of the short-term dose of flicker in the electrical networks of enterprises. *Electrotechnical systems and complexes*. 2019; 3:10-15. doi: 10.18503/2311-8318-2019-3(44)-10-15.

6. Lissitzky KE. Improvement of methods and means for assessing flicker when using light sources with different sensitivity to voltage fluctuations in the electrical network. *News of higher educational institutions, energy problems*. 2018; V.20; 5-6: 55-66.

7. Lissitzky KE. Improvement of assessment tools and methods of flicker normalization when using light sources with different sensitivity to voltage fluctuations in the electrical network. *Industrial energy*. 2018; 10: 15-21.

8. Bulatov YuN, Kryukov AV. Elimination of flicker in networks with distributed generation installations based on coordinated controllers. *Systems Methods Technologies*. 2017; 4(36):108-114. doi: 10.18324 / 2077-5415-2017-4-108-114.

9. Gapirov RA, Osipov DS. Standardization of interharmonics as an indicator of the quality of electricity in Russia and abroad. *Modern problems of science and education*. 2014; 5. Available at: URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=15253>. Access to: 19.05.2021.

10. Ponomarev VA. Simulation of an electric arc furnace and the influence of flicker on the quality of electricity. *Electrical shop*. 2018; 12:10-12.

11. Bałkiewicz-Pantula M. Elimination of disruption on the example of flicker, 2017, *Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*; 25-30 June; Koscielisko, Poland: IEEE, 2017. doi: 10.1109 / PAEE.2017.8009000.

12. Marta Bałkiewicz-Pantula. The algorithm for determining the coefficient of flicker on the example of a wind power plant, *Electronics Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, 10th International Conference; 28-30 June; Lasi, Romania: IEEE, 2018. pp. 1-6. 2018. doi: 10.1109 / ECAI.2018.8679059.

13. Maksić M, Papić I, Blažič B. Simple Continuous Assessment of Transmission-Network Flicker Levels Caused by Multiple Sources, *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2016;31(6):2546–2552. doi: 10.1109/TPWRD.2015.2502984.

14. Chang G.W, Lu HJ, Chuang CS. An accurate hybrid intelligent approach for forecasting flicker severity caused by electric arc furnaces, *Elect. Power Syst. Res.* 2015;121:101-108. Apr. 2015. Chia-Yi, Taiwan: National Chung Cheng University. doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.007.

15. Lazaroiu GC, Golovanov N, Elefterescu L, Roscia M, Zaninelli D. Assessment of flicker perturbations in power systems with multiple disturbing consumers, *Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 2018 18th International Conference*. 2018. pp. 1-6. doi: 10.1109 / ICHQP.2018.8378847.

16. Li F, Gao Y, Cao Y, Iravani R. Improved teager energy operator and improved chirp-Z transform for parameter estimation of voltage flicker, *IEEE Trans. Power Del.* 2016;31:245-253. Feb. doi: 10.1109/TPWRD.2015.2448943.

17. Senderovich GA, Dyachenko AV. Relevance of determining responsibility for violation of the quality of electricity by indicators of voltage fluctuations. *Electrotechnics and Electromechanics*. 2016; 2:54–60.

18. Dvorkin DV, Silaev MA, Tulsy VN, et al. Problems of assessing the consumer's contribution to the distortion of the quality of electricity. *Electricity*. 2017; 7:12–19. doi: 10.24160 / 0013-5380-2017-7-12-19.

Authors of the publication

Vladimir I. Biryulin – Southwest State University. Email: bir1956@mail.ru.

Daria V. Kudelina – Southwest State University. Email: mary_joy@mail.ru.

Oleg M. Larin – Southwest State University. Email: larin77@mail.ru.

Получено

13.10.2021г.

Отредактировано

21.10.2021г.

Принято

21.10.2021г.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМОДЕЛЬНОЙ ПРОГНОЗНОЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ КИБЕР-АТАК

И.А. Лукичева, А.Л. Куликов

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

lukicheva.ir@gmail.com, inventor61@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Интеллектуальные электрические сети предполагают широкое использование информационной инфраструктуры. Такая совокупная киберфизическая система может подвергаться воздействию кибератак. Одним из способов противодействия кибератакам является оценка состояния, позволяющая уточнять показания установленных в сети измерителей параметров электрической сети, а также использовать избыточность измерений для фильтрации поврежденных данных. В частности, при подмене реального измерения фальшивым или сбое в функционировании каналов связи возможно обнаружение ложных данных и их восстановление. Однако существует класс кибератак с вводом неверных данных, направленный на искажение результатов оценки состояния. Целью исследования было разработать алгоритм оценки состояния, сохраняющий высокую точность в условиях кибер-атак. *МЕТОДЫ.* Авторами предлагается метод прогнозируемой оценки состояния, основанный на многомодельном дискретном следящем оценивании параметра фильтром Калмана. Многомодельная оценка определяется как взвешенная сумма одномодельных оценок, полученных с использованием различных переходных моделей. Обнаружение кибератаки реализуется с помощью инновационного анализа и анализа невязки измерения и оценки. Анализ работы предложенного алгоритма производился с помощью имитационного моделирования на примере 30-ти узловой схемы IEEE в программном комплексе MatLab. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана кибер-атака с вводом неверных данных и ее специфика воздействия на оценку состояния. Разработан алгоритм многомодельной прогнозируемой оценки состояния, позволяющий обнаруживать кибер-атаку и восстанавливать искаженные данные. Выполнено моделирование работы алгоритма и доказана его эффективность. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Результаты показали точность обнаружения кибератаки 100% в случае больших внесенных искажений параметров. Использование многомодельной прогнозируемой оценки состояния является эффективным методом защиты от воздействия кибер-атак на энергосистему.

Ключевые слова: авторегрессия; векторная авторегрессия; кибератака, оценка состояния; фильтрация Калмана; экспоненциальное сглаживание Хольта; электроэнергетическая система.

Для цитирования: Лукичева И.А., Куликов А.Л. Использование многомодельной прогнозной оценки состояния систем электроснабжения для обнаружения кибер-атак // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С.13-23. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-13-23.

THE USAGE OF POWER SYSTEM MULTI-MODEL FORECASTING AIDED STATE ESTIMATION FOR CYBER ATTACK DETECTION

IA. Lukicheva, AL. Kulikov

Nizhny Novgorod State Technical University R.E. Alekseeva,
Nizhny Novgorod, Russia

lukicheva.ir@gmail.com, inventor61@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Smart electrical grids involve extensive use of information infrastructure. Such an aggregate cyber-physical system can be subject to cyber attacks. One of

the ways to counter cyberattacks is state estimation. State Estimation is used to identify the present power system operating state and eliminating metering errors and corrupted data. In particular, when a real measurement is replaced by a false one by a malefactor or a failure in the functioning of communication channels occurs, it is possible to detect false data and restore them. However, there is a class of cyberattacks, so-called False Data Injection Attack, aimed at distorting the results of the state estimation. The aim of the research was to develop a state estimation algorithm, which is able to work in the presence of cyber-attack with high accuracy. **METHODS.** The authors propose a Multi-Model Forecasting-Aided State Estimation method based on multi-model discrete tracking parameter estimation by the Kalman filter. The multimodal state estimator consisted of three single state estimators, which produced single estimates using different forecasting models. In this paper only linear forecasting models were considered, such as autoregression model, vector autoregression model and Holt's exponential smoothing. When we obtained the multi-model estimate as the weighted sum of the single-model estimates. Cyberattack detection was implemented through innovative and residual analysis. The analysis of the proposed algorithm performance was carried out by simulation modeling using the example of a IEEE 30-bus system in Matlab. **RESULTS.** The paper describes a false data injection cyber attack and its specific impact on power system state estimation. A Multi-Model Forecasting-Aided State Estimation algorithm has been developed, which allows detecting cyber attacks and recovering corrupted data. Simulation of the algorithm has been carried out and its efficiency has been proved. **CONCLUSION.** The results showed the cyber attack detection rate of 100%. The Multi-Model Forecasting-Aided State Estimation is a protective measure against the impact of cyber attacks on power system.

Keywords: autoregression; cyberattack; electric power system; Holt exponential smoothing; Kalman filtering; state estimation; vector autoregression.

For citation: Lukicheva IA, Kulikov AL. The usage of power system multi-model forecasting aided state estimation for cyber attack detection. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5):13-23. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-13-23.

Введение

Интеллектуальные электрические сети предполагают широкое использование информационной инфраструктуры. Такая совокупная киберфизическая система может подвергаться воздействию кибератак. Искажения данных от систем SCADA и СМНР, нарушение работы каналов связи, потеря измерений, вызванные кибератаками, могут привести к нарушениям и отказам функционирования ЭЭС. Поэтому важно сохранить достоверность и полноту информации информационно-коммуникационной и технологической систем под воздействием кибератак.

Встречаются следующие кибератаки с воздействием на функционирование энергосистемы: атаки внедрения ложных данных, переполнение буфера, *spoofing*, атаки повторного производства, подделка устройства, *DOS*-атаки, атака «человек посередине», компрометация маршрутизаторов связи, а так же [1]. Одним из способов противодействия кибератакам является статистическая обработка измерительной информации, например, оценка состояния (ОС). ОС позволяет уточнять показания установленных в сети измерителей параметров электрической сети, а также использовать избыточность измерений для фильтрации поврежденных данных. В частности, при подмене реального измерения фальшивым или сбое в функционировании каналов связи возможно обнаружение искаженных данных и их восстановление. Специфичной кибератакой для энергосистемы атака внедрения ложных данных (*false data injection attack - FDIA*), которая позволяет снизить точность результатов оценки состояния, оставаясь незамеченным [2]. Искаженные данные могут привести к неправильным управляющим воздействиям, и, следовательно, к неэффективной работе ЭЭС и даже аварии.

В литературе представлены различные меры защиты от кибератак. Бобба и другие в [3] предложили защищать определённый набор критически важных измерений вместо того, чтобы разрабатывать новые алгоритмы обнаружения кибервторжений. При альтернативном подходе авторами [4] после каждой операции оценки состояния вводится проверка полученных результатов на принадлежность к модели марковской цепи. Если оцененное значение не удовлетворяет требованиям принадлежности к марковской цепи, указывается большая вероятность присутствия кибератаки. Новая схема обнаружения была предложена в [5] с использованием графа марковской цепи для фазовых углов. В [6] метод Кульбака-Лейблера был использован для определения расстояния между

распределениями вероятностей, сформированных для наблюдаемых отклонений. Метод следящего оценивания на основе калмановской фильтрации был предложен в [7]. Следует отметить, что указанные выше подходы не используют возможность повышения вероятности обнаружения кибератаки за счет использования пространственного подхода в дополнение к временному. В [8] предлагается применение медианной фильтрации с использованием информации с соседних узлов. При этом для эффективности определения кибератак необходимо точное знание параметров электрической сети, что не всегда бывает возможным. Алгоритм, основанный на сопоставлении реальных и модельных данных, предложенный в [9] позволяет реализовать эффективную фиксацию факта кибератаки, однако требует предварительного расчета нормальных и аварийных режимов электрической сети с получением токов по ветвям для различных сценариев.

Авторами предлагается использование метода многомодельной прогнозируемой оценки состояния для обнаружения кибератак с помощью комбинации инновационного анализа и анализа невязки измерения и оценки. Отличиями предложенного метода по сравнению с существующими является большая точность оценки по сравнению с одномодельными методами оценки энергосистем, обладающими быстроизменяющимися динамическими режимами, одновременное использование пространственного и временного подходов для оценки параметров за счет использования нескольких одномодельных оценщиков параллельно, прогнозирование изменения параметра для проведения инновационного анализа и замены результата искаженной оценки до проверки на кибератаку на прогнозное значение оценки в случае наличия кибератаки, что делает процесс ОС непрерывным и предотвращает потерю наблюдаемости сети, а так же вычислительная простота.

Материалы и методы

Алгоритм внедрения ложных данных

Атака внедрения ложных данных (FDIA) направлена на искажение результатов ОС [2]. Основная идея такой атаки заключается в том, чтобы ввести ложные данные в массив измерений таким образом, чтобы невозможно было их определить с помощью традиционной процедуры обнаружения плохих данных (ОПД), и в следствии этого сделать результаты оценки состояния некорректными. Данный подход основывается на том, что большинство техник определения плохих данных базируется на предположении, что квадрат разницы между значениями измерений и соответствующих им оценок становится выше порогового значения в случае присутствия плохих данных в массиве измерений. Однако, существует возможность определить такой вектор ложных измерений, что это предположение будет неверным, и ложные измерения не будут обнаружены и использованы в оценке состояния.

Базовый принцип создания атаки с вводом неверных данных заключается в следующем. Пусть вектор оценки состояния содержит n переменных состояния x_1, \dots, x_n и m измерений y_1, \dots, y_m . Взаимосвязь между состоянием и измерениями описывается матрицей H размерностью $m \times n$ в случае линейной оценки состояния

$$x = Hy. \quad (1)$$

Предположим, что y_a – вектор измерений, содержащий плохие данные, введенные злоумышленником:

$$y_a = y + a, \quad (2)$$

где $y = (y_1, \dots, y_m)$ – первоначальный вектор измерений (до действий злоумышленника), $a = (a_1, \dots, a_m)$ – вектор атаки, где $a_i = 0$, если i -ое измерение не атаковано.

Чтобы измерения с ошибкой y_a успешно прошли процедуру ОПД, должны выполняться условия:

$$a = Hc, \quad (3)$$

$$\hat{x}_a = x + c, \quad (4)$$

где $c = [c_1, \dots, c_m]$ – любой случайный вектор, \hat{x}_a – вектор оценки состояния, полученный с использованием атакованных измерений y_a .

В статье рассматривается вариант случайной атаки FDIA, когда вектор c может принимать произвольные значения. Вектор атаки $a' = (a_1, \dots, a_k)^T$, состоящий из ненулевых элементов:

$$a' = (I - B'^{-1}B)d, \quad (5)$$

где B – матрица размерностью $m \times m$, I – единичная матрица, d – произвольный ненулевой вектор

$$B = H(H^T H)^{-1} H^T - I. \quad (6)$$

При выполнении условий (6)-(10) невязка между измеренными значениями параметров и оценкой состояния в случае будет равной невязке, если бы измерения не были изменены измерениями:

$$r_a = z_a - H\hat{x}_a = z + a - H(\hat{x} + c) = (z - H\hat{x}) + (a - Hc) = r. \quad (7)$$

Следовательно, процедура ОПД на основе значения невязки не позволяет определить наличие атаки FDI и атакованные измерения используются для ОС, внося ошибки в ее результаты.

Многомодельная прогнозируемая оценка состояния

Эффективной мерой защиты от кибератак является прогнозируемая оценка состояния (ПОС). ПОС является частным случаем динамической оценки состояния, получаемой в результате упрощения математической модели динамической системы [11]:

$$x_k = f(x_k, u_k, w_k, k), \quad (8)$$

где k - номер отсчета, x - вектор состояния, u - управляющее воздействие, w - параметр, характеризующий точность модели, f - нелинейная функция. В ПОС принимаются допущения, что время дискретизации достаточно мало, так что нелинейную модель изменения параметра можно представить линейной, и погрешность модели описывается Гауссовским законом распределения с математическим ожиданием равным нулю, и постоянной ковариационной матрицей.

Принимая во внимание данные допущения, получаем линейную модель прогнозируемой оценки:

$$x_k = F_{k-1}x_{k-1} + G_{k-1} + w_{k-1}, \quad (9)$$

$$y_k = h(x_k) + v_k \quad (10)$$

где F_k - функция, описывающая переходную матрицу состояния, G_k - параметр отражающий тренд изменения состояния, w_k - ошибка прогнозирования, распределенная по Гауссовскому закону распределения с математическим ожиданием равным нулю, и ковариационной матрицей Q , $h(x_k)$ - функция взаимосвязи состояния x_k и измерения y_k

ПОС имеет несколько преимуществ перед СОС:

- В СОС используется один снимок измерений. Избыточность измерений имеет решающее значение, т.к. система должна быть наблюдаемой. Поэтому требуется более или менее централизованный подход для сбора всех измерений, охватывающих анализируемую область. Однако возможны потери или задержки связи, которые могут затруднить расчет состояния. В ПОС измерения различных узлов могут обрабатываться независимо, поэтому оценка состояния может выполняться децентрализованно.

- СОС чувствителен к неверным данным, а, следовательно, и кибератакам, которые имеют размытый эффект искажения на результаты оценки. ПОС использует информацию о предыдущих состояниях, что позволяет проводить инновационный анализ. Анализ инноваций может помочь обнаружить аномалии. Тогда ошибочные или потерянные измерения можно заменить прогнозом состояния.

- Результаты ПОС могут быть использованы в качестве псевдоизмерений для повышения наблюдаемости сети и избыточности измерений для увеличения точности СОС

- Комбинация инновационного анализа и анализа невязки измерений и оценки теста позволяет различать внезапные изменения в системе, неверные данные или кибератаки, ошибку конфигурации сети, ошибку сетевых параметров [12].

- ПОС позволяет нам наблюдать динамику состояния квазистатической энергосистемы, что очень важно в электрических сетях с стохастическим характером нагрузки и генерации.

- Прогнозирование оценок состояния позволяет предотвратить развитие аварийных событий, определить неверные данные и кибератаки, а также выявить внезапные изменения в системе, топологические ошибки и другие аномалии.

- Эти преимущества в сочетании с довольно точными и быстрыми методами прогнозирования и фильтрации делают ПОС важной процедурой в системе управления и мониторинга электрической сети.

Для решения задач ПОС на практике наибольшее распространение получил фильтр Калмана. Фильтр Калмана – рекурсивный фильтр, оценивающий вектор

состояния динамической системы с использованием ряда неполных и искаженных («зашумленных») измерений [13]. Задача калмановской фильтрации состоит в определении математического ожидания и дисперсии оцениваемого параметра x_k , изменяющегося по определенному закону, на основе измерений y_k .

Оценка производится в соответствии с уравнениями (11)-(15).

$$\tilde{x}_k = F_{k-1} \hat{x}_{k-1} + u_{k-1}, \quad (11)$$

$$\tilde{P}_k = F_{k-1} \hat{P}_{k-1} F_{k-1}^T + Q_{k-1}, \quad (12)$$

$$\hat{x}_k = \tilde{x}_k + K_k (y_k - H_k \tilde{x}_k), \quad (13)$$

$$P_k = (I - K_k H_k) \tilde{P}_k, \quad (14)$$

$$K_k = \tilde{P}_k H_k^T (H_k \tilde{P}_k H_k^T + R_k)^{-1}, \quad (15)$$

где \tilde{x}_k - априорная оценки состояния, \hat{x}_k - апостериорная оценка состояния, \tilde{P}_k - ковариация априорной оценки состояния, \hat{P}_k - ковариация апостериорной оценки состояния, K_k - коэффициент усиления Калмана.

Фильтр Калмана эффективен с учетом следующих допущений:

1. Ошибки оценки параметров и измерений распределены по нормальному закону с математическим ожиданием равным нулю;
2. Ковариации ошибок оценки параметров и измерений известны;
3. Известна точная математическая модель пересчета параметров от шага к шагу.

Авторами предлагается многомодельная прогнозируемая оценка состояния (ММПОС), позволяющая реализовать одновременно несколько процедур фильтрации Калмана (13)-(17) с использованием различных переходных моделей F_k , так как:

1. В реальности в электроэнергетических системах, для которых характерны быстроизменяющиеся динамические режимы, например, в микросетях с возобновляемыми источниками энергии, вышеуказанные допущения не соблюдаются полностью. Из-за случайного поведения нагрузок и режимов возобновляемых источников энергии не существует единой универсальной модели перехода, с помощью которой можно было бы точно прогнозировать изменения оцениваемого параметра во времени. На разных временных отрезках различные переходные модели могут показывать лучшие результаты. Поэтому ММПОС имеет меньшую ошибку, чем одномодельная оценка.

2. Для обнаружения кибератаки эффективно использовать несколько оценок, чтобы избежать вероятности искажения результирующей оценки в случае выбора модели с чувствительностью к неверным данным.

Общее схематическое изображение алгоритма многомодельной оценки представлено на рисунке 1.

В данной работе анализировалась ММПОС на примере многомодельного оценивателя, состоящего из трех одномодельных фильтра Калмана с авторегрессионной переходной моделью первого порядка, векторной авторегрессионной моделью первого порядка и моделью экспоненциальное сглаживание Хольта.

1) Экспоненциальное сглаживание Хольта.

Прогнозное значение параметра определяется как сумма экспоненциально-сглаженного значения параметра a_k и тренда его изменения b_k

$$\tilde{x}_{k+1} = a_k + b_k. \quad (16)$$

Экспоненциально-сглаженное значение параметра и тренд так же оцениваются на каждом шаге:

$$a_k = \alpha \tilde{x}_k + (\alpha - 1) \tilde{x}_{k-1}, \quad (17)$$

$$b_k = \beta [a_k - a_{k-1}] + (1 - \beta) b_{k-1}, \quad (18)$$

где α и β - сглаживающие коэффициенты, принимающие значения от 0 до 1.

Параметры сглаживания Холта были выбраны равными: $\alpha = 0,5$ и $\beta = 0,8$ [13].

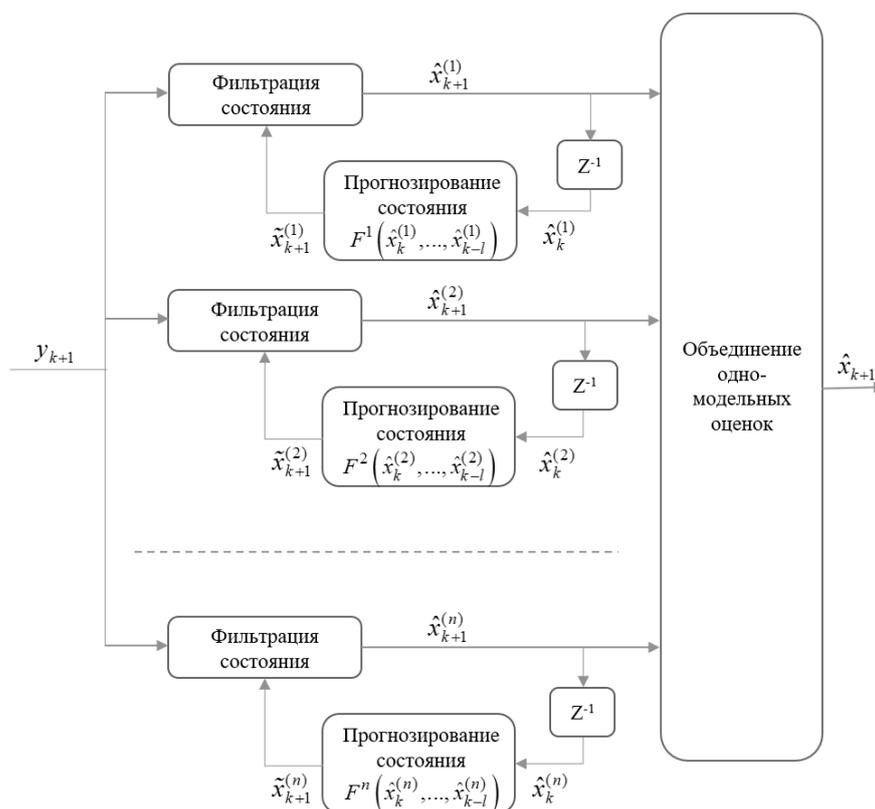


Рис. 1. Структура многомодельной прогнозируемой оценки состояния *Fig.1. The structure of Multi-Model Forecasting State Estimation*

Переходные модели используемые в ММПОС

2) Модель авторегрессии первого порядка AR.

Использование авторегрессионного анализа эффективно, с точки зрения вычислительной нагрузки, поэтому этот метод широко используется в алгоритмах ПОС.

Модель $AR(p)$ – это модель, в которой значения временного ряда в текущий момент линейно зависят от предшествующих значений того же ряда. Параметр p соответствует количеству используемых предшествующих наблюдений.

$$x_{k+1} = \sum_{i=1}^p \phi_i x_{k+1-i} + \varepsilon_{k+1}, \tag{19}$$

где ϕ_i – авторегрессионный коэффициент i -го порядка, ε_{k+1} – белый шум с нулевым средним и инвариантной во времени ковариационной матрицей.

3) Модель векторной авторегрессии первого порядка VAR

VAR модель порядка (p) вычисляется согласно выражению

$$x_{k+1} = \Phi_1 x_k + \Phi_2 x_{k-1} + \dots + \Phi_n x_{k-n+1} + \varepsilon_{k+1}, \tag{20}$$

где Φ_i – матрица коэффициентов $n \times n$.

Результирующая оценка ММПОС формируется как взвешенной суммы одномодельных оценок по критерию оптимальности равному минимуму ковариации результирующей многомодельной оценки [15].

В итоге результирующая оценка формируется на основе равенства:

$$\hat{x} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n (\Sigma^{(j)})^{-1} \right)^{-1} \cdot (\Sigma^{(i)})^{-1} \hat{x}^{(i)}, \tag{21}$$

где $\Sigma^{(i)}$ – ковариационная матрица i -й оценки $\hat{x}^{(i)}$

Обнаружение кибератаки

Обнаружение кибератаки реализуется с помощью инновационного анализа и анализа невязки измерения и оценки [16].

В момент времени t , соответствующему отсчету k , нормализованный вектор невязки равен:

$$\zeta_k^n(i) = \frac{y(i)_k - \hat{x}(i)_k}{\sqrt{E_k(i,i)}}, \quad (22)$$

где $y(i)_k$ – измерение i -ого параметра в момент времени k , $\hat{x}(i)_k$ – апостериорная оценка i -ого параметра в момент времени k , $E_k(i,i)$ – дисперсия невязки i -ого параметра в момент времени k .

Нормализованный инновационный вектор:

$$v_k^n(i) = \frac{y(i)_k - \tilde{x}(i)_k}{\sqrt{Y_k(i,i)}}, \quad (23)$$

где $\tilde{x}(i)_k$ – априорная оценка i -ого параметра в момент времени k , $Y_k(i,i)$ – дисперсия инновации i -ого параметра в момент времени k .

Для определения кибератаки задаются пороговые значения $v_k^{n,\max}$ и $\zeta_k^{n,\max}$, при превышении значения которых, соответствующее измерение маркируется подозрительным и заменяется на прогнозное значение оценки.

Моделирование

Моделировалась 30-ти узловая схема IEEE (рис. 2) [17], в которой дополнительно имитировалась установка ветрогенераторов на шинах 14, 16, 27. Ветровая генерация составила около 5% от общей генерируемой мощности в системе. Данные о паттерне изменения ветрогенерации и нагрузки были взяты из открытых отчетов администрации энергокомпании Боневил (*Bonneville Power Administration (BPA)*) [18]. Потребление и производство электроэнергии в системе были распределены между узлами пропорционально исходным значениям схемы [17]. Для увеличения частоты дискретизации измерительных сигналов пятиминутные интервалы были линейно экстраполированы, таким образом шаг между измерениями составил 30 секунд. В некоторые моменты времени различные узлы соответствовали разному паттерну изменения нагрузки/генерации. Так же были добавлены случайные флуктуации, характерные для ветрогенерации.

Вектор состояния, включающий комплексные значения напряжений всех узлов, был получен путем расчета оптимального потокораспределения в пакете *PowerModels* программного комплекса *Julia*. Измерения моделировались путем добавления к значениям углов и амплитуды напряжения шума с Гауссовским распределением. Стандартное отклонение по углам составило 0.02 градуса, по амплитудам – 0.5%, что соответствует требованиям по точности устройств векторных синхронизированных измерений [19].

Для имитации кибератаки было произведено 300 расчетов, где в момент времени t_{attack} определялись случайный вектор атаки a и искаженные измерения y_a по выражениям (3)-(6). Задавалось, что атакованы 30% измерений комплексных значений напряжений и токов. Вектор измерений y_a подавался на вход ММП ОС, где производилась оценка состояния. Затем выполнялась проверка на наличие кибератаки и в случае обнаружения кибератаки результат оценки заменялся взвешенным прогнозируемым значением

$$\tilde{x} = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^n (\Sigma^{(j)})^{-1} \right)^{-1} \cdot (\Sigma^{(i)})^{-1} \tilde{x}^{(i)} \quad (24)$$

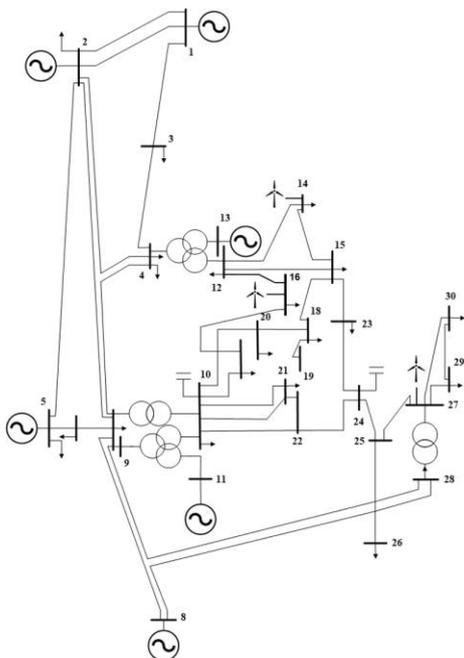


Рис. 2. Схема 30-ти узловой энергосистемы IEEE Fig. 2. Scheme of a 30-bus IEEE power system IEEE

Результаты

Результаты предложенного алгоритма представлены на рисунке 3 и в таблице.

На рисунке 3 изображены измерения фазового угла напряжения в узле 13 за период времени. В момент отсчета $k=500$ происходит атака, которая искажает измерение. Алгоритм обнаружения атаки ММПОС определил подозрительное измерение, которое было заменено прогнозной оценкой. Таким образом процесс оценки остался непрерывным с сохранением требуемой точности.

Доля обнаруженных атак составила 100%. Стоит отметить, что такая высокая точность возникает в случае больших значений вектора атаки a . При искажениях злоумышленниками измерений в рамках их погрешности атака может быть не обнаружена, однако в этом случае она и не может нанести ущерба. Предложенный метод также характеризуется малым числом ложных определений кибератак. При этом ложное срабатывание не приводит к потере наблюдаемости энергосистемы, так как исключенное измерение заменяется прогнозной оценкой состояния.

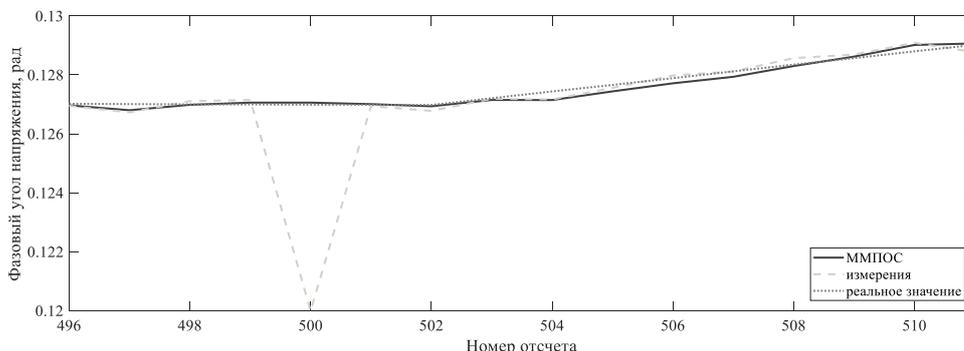


Рис. 3. Результаты предложенного метода обнаружения кибератаки на примере фазового угла напряжения в узле 13. Fig. 3. Results of detection of the cyberattack on voltage phase angle at node 13 by the proposed method

Результаты определения кибератак с вводом неверных данных методом ММПОС

Доля обнаруженных кибератак	Доля необнаруженных кибератак	Доля определений отсутствия кибератак	Доля ложных определений наличия кибератак
100%	0%	99,66%	0,34%

Выводы

Специфической кибератакой для энергосистемы является атаки внедрения ложных данных, мерой защиты от которой выступает статистическая обработка измерительной информации, а именно - оценка состояния параметров режима энергосистемы.

Предлагаемый метод показывает высокую точность определения кибератак при низком уровне ложных срабатываний.

Предлагаемый метод обнаружения кибератак не требует централизованного подхода и может быть реализован в отдельных устройствах защиты и управления электрической сети.

При наличии кибератаки искаженные измерения удаляются и производится замена на значения прогнозируемой ОС для исключения влияния атакованных измерений на результаты ОС. Таким образом, сохраняется непрерывность ОС и предотвращается потеря наблюдаемости энергосистемы.

Литература

1. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка качества данных SCADA и WAMS при кибератаках на информационно-коммуникационную инфраструктуру ЭЭС // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2020. № 1(17). С. 69-78.
2. Liu Y., Ning P., and K. Reiter M. False data injection attacks against state estimation in electric power grids. ACM Transactions on Information and System Security (TISSEC). 2011. V. 14. № 1. p. 13.
3. Bobba R.B., Rogers K., Wang Q., et al. Detecting false data injection attacks on DC state estimation. In: Proceedings of First Workshop on Secure Control Systems (SCS 2010), Stockholm, Sweden (April 2010).
4. Karimipour H and Dinavahi V. On false data injection attack against dynamic state estimation on smart power grids. In 2017 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE). 2017. pp. 388-393.
5. Moslemi R., Mesbahi A., and Velni J. M. A fast, decentralized covariance selection-based approach to detect cyber attacks in smart grids. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017.
6. Li S., Imaz Y.Y., Wang X. D. Quickest detection of false data injection attack in wide-area smart grids. IEEE Trans. Smart Grid. 2015. V. 6. № 6. pp. 2725-2735.
7. Esmalifalak M., Shi G., Han Z and Song L.Y. Bad data injection attack and defense in electricity market using game theory study. IEEE Trans. Smart Grid. 2013. V. 4. №. 1. pp. 160-169.
8. Куликов А.Л., Шарафеев Т.Р., Осокин В.Ю. Методы обнаружения кибератак и анализа сценариев кибернападений на электроэнергетические системы. Вестник НГИЭИ. 2017. Т.10. № 77.
9. Лукичева И.А., Куликов А.Л. 2019. Повышение точности оценки состояния электрической сети в условиях кибератак с использованием медианной фильтрации. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2019. Т.23. № 2 (145).
10. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
11. Zhao J., Comer-Exposito A., Netto M et al. Power System Dynamic State Estimation: Motivations, Definitions, Methodologies, and Future Work // IEEE Transactions on Power Systems. 2019. V. 34, №. 4. pp. 3188–3198.
12. Do Coutto Filho, Milton Brown, and Julio Cesar Stacchini de Souza. Forecasting-aided state estimation. Pt I: Panorama. IEEE Transactions on Power Systems. 2009. pp.1667-1677.
13. Радиоэлектронные системы: Основы построения и теория. Справочник. 2-е изд. перераб. и доп. / под ред. Я.Д. Ширмана. М.: Радиотехника, 2007. 512 с.
14. Da Silva A.L, Do Coutto Filho M., Cantera J. An efficient dynamic state estimation

algorithm including bad data processing // IEEE transactions on Power Systems. 1987. V. 2, no. 4. pp. 1050–1058.

15. An elementary introduction to Kalman filtering / Y. Pel, S. Biswas, D.S. Fussell, K. Pingali // Communications of the ACM 62.11. 2019. pp. 122–133.

16. Geetha SJ, Chakrabarti S, Rajawat K, et al. An asynchronous decentralized forecasting-aided state estimator for power systems. IEEE Transactions on Power Systems. 2019. V. 34(4). pp. 3059-3068.

17. Liao Yizheng, Yang Weng, Guangyi Liu, Ram Rajagopal Urban mv and lv distribution grid topology estimation via group lasso // IEEE Transactions on Power Systems 34.1. 2018. V. 34(1). pp. 12–27.

18. Administration B. P. (2012) Wind generation total load in the bpbalancing authority. Available at <http://transmission.bpa.gov/business/operations/wind>.

19. Meliopoulos, Madani V., Novosel D, et al. Synchrophasor measurement accuracy characterization // North American Synchro Phasor Initiative Performance & Standards Task Team (Consortium for Electric Reliability Technology-Solutions). 2007. V. 10.

Авторы публикации

Лукичева Ирина Александровна – стажер-исследователь Сколковского института науки и технологий центра Энергетических наук и технологий, Москва, Россия.

Куликов Александр Леонидович – д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника», Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева».

References

1. Kolosok IN, Gurina LA. Quality Assessment of SCADA and WAMS Data in the Case of Cyberattacks on Information and Communication Infrastructure of EPS . *Information and mathematical technologies in science and management*. 2020;1(17): 69-78.

2. Liu Y, Ning P and Reiter MK. False data injection attacks against state estimation in electric power grids. *ACM Transactions on Information and System Security (TISSEC)*. 2011;14(1):13.

3. Bobba RB, Rogers K, Wang Q, et al. Detecting false data injection attacks on DC state estimation. *Proceedings of First Workshop on Secure Control Systems (SCS 2010)*, Stockholm, Sweden (April 2010).

4. Karimipour H and Dinavahi V. *On false data injection attack against dynamic state estimation on smart power grids*. 2017 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE). 2017. pp. 388-393.

5. Moslemi R., Mesbahi A., and Velni J. M. *A fast, decentralized covariance selection-based approach to detect cyber attacks in smart grids*. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017.

6. Li S, Imaz YY and Wang XD. Quickest detection of false data injection attack in wide-area smart grids. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2015;6(6):2725-2735.

7. Esmalifalak M, Shi G, Han Z, et al. Bad data injection attack and defense in electricity market using game theory study. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2013;4(1):160-169.

8. Kulikov AL, Sharafiev T.R, Osokin V.U. Methods of Detecting Cyber Attacks and Analysis of Scenarios of Cyber Attacks on the Power System. *Bulletin NGIEI*. 2017(10 (77)).

9. Lukicheva IA, Kulikov AL. Povyshenie tochnosti otsenki sostoyaniya elektricheskoi seti v usloviyakh kiberatak s ispol'zovaniem mediannoi fil'tratsii. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2019;23:2 (145).

10. Gamm AZ. Statistical methods for the power systems state estimation. M.: Nauka, 1976, 220 p.

11. Zhao A. Comer-Exposito, Netto M, et al. *Power System Dynamic State Estimation: Motivations, Definitions, Methodologies, and Future Work*. IEEE Transactions on Power Systems. 2019;34(4):3188–3198. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2894769.

12. Do Coutto Filho, Milton Brown, and Julio Cesar Stacchini de Souza. *Forecasting-aided state estimation-Part I: Panorama*. IEEE Transactions on Power Systems 24.4 (2009): 1667-1677.

13. Hirman S. YAD. Radioelektronnye sistemy: Osnovy postroeniya i teoriya. Spravochnik. Electronic systems: Basics of construction and theory. Izd. 2-e pererab. i dop. M.: Radiotekhnika, 2007. 512 p.

14. Da Silva A.L, Do Coutto Filho M, Cantera J. An efficient dynamic state estimation algorithm including bad data processing // IEEE transactions on Power Systems. 1987;2(4):1050–1058.

15. Pel Y, Biswas S, Fussell DS, et al. *An elementary introduction to Kalman filtering*. Communications of the ACM 62.11. 2019. pp. 122–133.

16. Geetha SJ, Chakrabarti S, Rajawat K, Terzija V. *An asynchronous decentralized forecasting-aided state estimator for power systems*. IEEE Transactions on Power Systems. 2019 Jan 31;34(4):3059-68.

17. Liao Yizheng, Yang Weng, Guangyi Liu, Ram Rajagopal. Urban mv and lv distribution grid topology estimation via group lasso. IEEE Transactions on Power Systems 34.1. 2018. pp. 12–27.

18. Administration BP. (2012) Wind generation total load in the bpbalancing authority. [Online]. Available at <http://transmission.bpa.gov/business/operations/wind>

19. Meliopoulos A, Madani V, Novosel D, et al. Synchrophasor measurement accuracy characterization. North American Synchro Phasor Initiative Performance & Standards Task Team (Consortium for Electric Reliability Technology-Solutions). 2007. V. 10.

Authors of the publication

Irina A. Lukicheva – Center for Energy Science and Technology, Moscow, Russia.

Alexander L. Kulikov – Power Supply and Power Electronics, Nizhny Novgorod State Technical University R.E. Alekseeva. Nizhny Novgorod, Russia.

Получено **15.10.2021г**

Отредактировано **23.10.2021г**

Принято **25.10.2021г.**



ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ВЕТРОТУРБИН-ГЕНЕРАТОРОВ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Шерьязов С.К.¹, Исенов С.С.², Исакаев Р.М.², Кайдар А.Б.²

¹Южно-Уральский государственный аграрный университет, г. Челябинск, Российская Федерация

²Казахский агротехнический университет им. Сакена Сейфуллина, г. Нур-Султан, Республика Казахстан

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Провести подробный анализ существующих ветряных турбин. Проанализировать роль, место и особенности функционирования ветряных электростанций. Привести различные варианты генераторов и схемы преобразования энергии ветра в электрическую. Дать рекомендации по повышению надежности ветряных турбин в интеллектуальных сетях. *МЕТОДЫ.* Статья подготовлена с использованием аналитических методов, статистических, теоретических, факторных и технических методов. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Асинхронный генератор с фиксированной скоростью, используемый в системе преобразования энергии ветра (СПЭВ) без интерфейса преобразователя мощности, потребляет значительную часть реактивной мощности из сети. Особенности данной конфигурации является простая, надежная работа. Ветряная турбина асинхронного генератора с двойным питанием. может улучшить общую эффективность преобразования энергии за счет выполнения отслеживания точки максимальной мощности (МРРТ), а увеличение скорости примерно на 30% может улучшить динамические характеристики и повысить устойчивость к системным возмущениям, которые недоступны для 1-го и 2-го типов турбин. Использование полномасштабных 100% преобразователей мощности значительно повысит производительность систем преобразования энергии ветра СПЭВ, но немного увеличит стоимость преобразователя мощности, до 7% -12% от общей стоимости оборудования. Используя большое количество пар полюсов для всех типов синхронного генератора с постоянными магнитами (СГПМ), редуктор турбины можно удалить. Этот тип систем преобразования энергии ветра более устойчив к нарушениям энергосистемы по сравнению с ветровыми системами типов 1, 2 и 3. Обзор показывает, что для наиболее эффективной продажи и утилизации ветряных турбин на рынках электроэнергии используются технологии 3-го и 4-го типов. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В статье анализируются особенности функционирования ветроэнергетических установок работающих на сеть. Приведены различные варианты генераторов и схем преобразования энергии ветра в электрическую. Приведен подробный анализ существующих ветряных агрегатов. Даны рекомендации по повышению надежности, экономичности ветроэнергетических установок в интеллектуальных сетях.

Ключевые слова: генерация; альтернативные источники энергии; ветроэнергетика; электроснабжение сельских автономных потребителей от возобновляемых источников энергии; индукционный генератор с фиксированной скоростью; преобразователь мощности, ветроэнергетический индукционный генератор с двойным питанием.

Для цитирования Шерьязов С.К., Исенов С.С., Исакаев Р.М., Кайдар А.Б. Основные типы ветротурбин-генераторов в системе электроснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 24-33. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-24-33.

THE MAIN TYPES OF WIND TURBINES-GENERATORS IN THE POWER SUPPLY SYSTEM

SK. Sheryazov¹, SS. Issenov², RM. Iskakov², AB. Kaidar²

¹South Ural State Agrarian University, Chelyabinsk, Russian Federation

²Saken Seifullin Kazakh Agrotechnical University, Nur-Sultan, Republic of Kazakhstan

Abstract: *PURPOSE.* Conduct a detailed analysis of existing wind turbines. Analyze the role, place and features of the functioning of wind power plants. Provide various options for generators and schemes for converting wind energy into electricity. Provide recommendations for improving the reliability of wind turbines in smart grids. *METHODS.* The article was prepared using analytical methods, statistical, theoretical, factorial and technical methods. *RESULTS.* A fixed speed asynchronous generator used in a wind power conversion system (WECS) without a power converter interface draws a significant portion of the reactive power from the grid. This configuration features simple, reliable operation. Wind turbine asynchronous generator with dual power supply. can improve overall power conversion efficiency by performing maximum power point tracking (MPPT), and an increase in speed of about 30% can improve dynamic performance and increase resilience to system disturbances that are not available for turbine types 1 and 2. The use of full-scale 100% power converters will significantly increase the productivity of SPEV wind energy conversion systems, but will slightly increase the cost of the power converter, up to 7% - 12% of the total equipment cost. By using a large number of pole pairs for all types of permanent magnet synchronous generator (PMG), the turbine gearbox can be removed. This type of wind energy conversion system is more resilient to grid disruptions compared to type 1, 2 and 3 wind systems. The review shows that types 3 and 4 technologies are used to most efficiently sell and recycle wind turbines in electricity markets. *CONCLUSION.* The article analyzes the features of the functioning of wind power plants operating on the grid. Various options for generators and schemes for converting wind energy into electricity are presented. A detailed analysis of existing wind turbines is provided. Recommendations are given for improving the reliability and efficiency of wind power plants in smart grids.

Keywords: *generation; alternative energy sources; wind power; electricity supply to rural autonomous consumers from renewable energy sources; fixed-speed induction generator; power converter; wind power induction generator with dual power supply.*

For citation: Sheryazov SK, Issenov SS, Iskakov RM, Kaidar AB. The main types of wind turbines-generators in the power supply system. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):24-33. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-24-33.

Введение

Энергетика в мире развивается по двум направлениям и представлена большой и малой (распределенной) энергетикой. При этом распределенная энергетика по значимости не уступает большой. В число распределенной энергетике относятся установки мощностью до 30 МВт на базе традиционных дизельных, газопоршневых или газотурбинных установок и возобновляемые источники энергии (ВИЭ) [1, 2, 3]. В условиях роста цен на энергоносители традиционные источники становятся затратными, тогда как ВИЭ позволяют снизить затраты на потребляемую энергию за счет экономии органического топлива [4, 5].

Одним из аргументов в пользу ВИЭ является то, что в условиях огромной территории и низкой плотности населения имеют место значительные потери электрической энергии при ее транспортировке к удаленным потребителям. В этой связи всемерное развитие ВИЭ может являться экономической и экологической альтернативой крупным электростанциям на органическом топливе.

Из всех направлений возобновляемой энергетики, ветроэнергетические установки (ВЭУ) в настоящее время являются менее капиталоемкими и более конкурентоспособными.

Использование ВЭУ в системе распределенной генерации в целом является актуальной задачей. Для эффективного их использования необходимо определить условия функционирования.

Для развития ветроэнергетики, ее коммерциализации необходимо учитывать не только климатические факторы, но и конструктивные особенности систем генерации. Для строительства ветроэлектрических станции важно определить ее состав и условия эффективного использования ВЭУ в зависимости от ветроэнергетических ресурсов местности и требуемых затрат на установки.

Казахстан исключительно богат ветровыми ресурсами. В ряде районов скорость ветра составляет 6 м/с и более, что определяет очень хорошие перспективы использования энергии ветра. По некоторым данным, теоретический ветровой потенциал Казахстана составляет около 1820 миллиардов кВтч в год [6]. Учитывая удельную мощность ветроэлектростанции на уровне 10 МВт/км² и наличие значительных свободных площадей, можно предположить возможность установки нескольких тысяч МВт мощности ветропарка в Казахстане [7].

Электроснабжение сельскохозяйственных объектов осложняется тем, что сельскохозяйственные объекты находятся на удалении от источников централизованного электроснабжения. Кроме того, современное отечественное сельское хозяйство с его многочисленными автономными потребителями электроэнергии имеет очень большие перспективы использования возобновляемых источников энергии, что, в свою очередь, создает реальные предпосылки для более быстрого развития возобновляемых источников энергии. Автономное электроснабжение ферм может быть реализовано различными способами. Чаще всего для этого используются дизельные электростанции (ДЭС) номинальной мощностью 8-50 кВт, а также мобильные электростанции используются для электроснабжения удаленных и сезонных объектов. Проще использовать либо дизельный генератор, либо ветряную электростанцию.

Учитывая устойчивую тенденцию к повышению цен на топливо, а на ветроэнергетику - к снижению тарифов и политике субсидирования в большинстве стран, включая Казахстан, возникает вопрос об изучении электроснабжения сельских автономных потребителей от возобновляемых источников энергии, а именно: энергии ветра. актуальна и представляет научный и практический интерес.

В последнее десятилетие в энергосистемах преобладали различные типы ветряных генераторов [6-9]. В настоящее время используются различные ветряные турбины-генераторы, которых можно классифицировать в зависимости от сочетания их частей и преобразованной выходной мощности.

Материалы и методы

Тип 1 - Ветряные турбины с фиксированной скоростью.

На рисунке 1 показан асинхронный генератор с фиксированной скоростью, используемый в СПЭВ без интерфейса преобразователя мощности. В этой конфигурации для подключения генератора к сети используются пусковое устройство и повышающий трансформатор [10, 11].

Это основная, в числе первой технология, которая использовалась для разработки системы ветряных турбин. В системах СПЭВ с высокой преобразованной мощностью простого типа асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором (АГ с КЗ) имеют 4 или 6 полюсов для работы с номинальными частотами 50 Гц. Высокое число полюсов обуславливает возможность применения их при низких скоростях ветра и нередко без редукторов.

Изменение скорости вращения генератора ограничено и составляет примерно 1% от номинальной скорости при различных значениях скорости ветра. Поэтому этот тип СПЭВ называется системой с фиксированной скоростью [2]. Практически, редуктор можно использовать для согласования погрешности скорости между турбиной и генератором. Пусковое устройство может быть отключено после запуска переключателем, при этом система в основном работает без преобразователя.

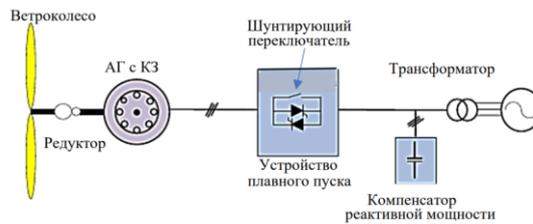


Рис. 1. Подключенный к сети асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором с фиксированной скоростью вращения в системе преобразования энергии ветра СПЭВ (тип 1)

Fig. 1. An asynchronous generator connected to the network with a short-circuited rotor with a fixed rotation speed in a wind energy conversion system SPEV (type 1)

Конфигурация генератора по типу 1 потребляет реактивную мощность из сети. Для выхода из этой ситуации обычно применяются батареи конденсаторов, работающие как компенсаторы. Такая конфигурация отличается простотой, надежностью работы и низкими начальными затратами, в то время как основные недостатки это: более низкая эффективность преобразования энергии; изменения скорости ветра будут перенесены в сторону сети; огромное напряжение в механических частях ветряной турбины в случае неисправности на стороне энергосистемы могут быть устранены. Эта конфигурация СПЭВ работает с вспомогательными устройствами, такими как статический компенсатор (STATCOM), чтобы улучшить рабочие характеристики и, наконец, согласовать требования сетевых параметров [5, 10, 11].

Второй тип СПЭВ это характеризуется использованием ветряных турбин с регулируемой скоростью и переменным сопротивлением в цепи ротора. Применение переменной скорости в конфигурации ветряного генератора приводит к повышению эффективности процесса преобразования и уменьшению механического напряжения, которое может быть вызвано порывами ветра, и, наконец, уменьшит трение подшипников и требования к техническому обслуживанию, что, в конечном итоге, увеличит срок службы системы вообще. В ветроэнергетической системе с полурегулируемой скоростью используется тип АД с фазным ротором, и частичное преобразование 10 % номинальной мощности показано на рисунке 2.

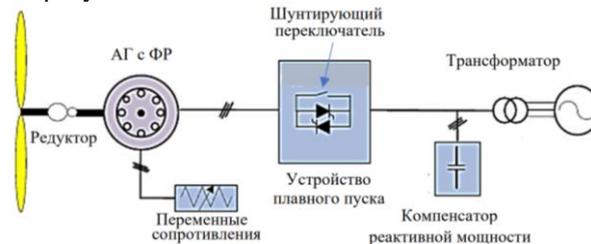


Рис. 2. Асинхронный генератор с фазным ротором в СПЭВ, подключенный к сети с полурегулируемой скоростью, тип 2.

Fig. 2. Asynchronous generator with phase rotor in SPEV, connected to the network with floor adjustable speed, type 2.

Конфигурация этого типа использует принцип изменения сопротивления ротора, которое влияет на характеристику крутящего момента и скорость генератора, а также на обеспечение работы ветряной турбины с регулируемой скоростью. Сопротивление ротора можно регулировать с помощью преобразователя мощности, который состоит из схемы тиристорного выпрямителя и прерывателя (рис. 2). Эта конфигурация обычно называется *Opti-slipcontrol* [9]. Диапазон регулировки скорости ограничен в пределах $\pm 10\%$ от номинальной скорости. Работа с переменной скоростью позволит эффективно улавливать энергию ветра, несмотря на наличие потерь мощности в сопротивлении генератора.

В этом типе необходимо использовать устройство плавного пуска, редуктор и устройства компенсации реактивной мощности.

Третий тип, ветряная турбина индукционного генератора с двойным питанием.

Данная конфигурация СПЭВ с ограниченной переменной скоростью с применением машины двойного питания, используемой в качестве генератора показана на рисунке 3. Принцип и работа этого типа подразумевает, что генерируемая мощность подается в сеть двумя обмотками, статором и ротором. Часть номинальной мощности преобразователя может быть использована в цепи ротора для восстановления мощности скольжения, которая составляет около 30% от номинального значения генератора [10, 11].

В ветряных турбинах, подобного 1 и 2 типам, используется редуктор для получения необходимой скорости вращения ротора. При этом нет необходимости устройств компенсации реактивной мощности и плавного пуска [5].

Преобразователи мощности используются для обеспечения двунаправленного проникновения энергии в роторную часть и увеличения диапазона скоростей генератора. Общая эффективность преобразования энергии может быть улучшена с помощью этих функций для выполнения отслеживания точки максимальной мощности (MPPT), а увеличение скорости примерно на 30% может улучшить динамические характеристики и повысить устойчивость к системным возмущениям, которые отсутствуют у турбин типов 1 и 2 [10, 11].



Рис. 3. Генерация электроэнергии на сеть с использованием асинхронной машины двойного питания (полупеременная скорость), тип 3

Fig. 3. Generation of electricity to the grid using a dual-power asynchronous machine (semi-variable speed), type 3

Эти особенности позволили асинхронным машинам этого типа стать одной из доминирующих технологий на современном рынке электроэнергии с долей примерно 50% [6]. Наличие редуктора увеличит вес системы и общую стоимость турбины, а также потребует постоянного обслуживания.

Преобразователь частоты обычно со звеном постоянного тока подключается через щетки и контактные кольца к ротору (рис. 3). Регулярное техническое обслуживание является основополагающим для этих типов турбин из-за старения щеток, которые необходимо периодически заменять примерно через 6-12 месяцев. Эти недостатки ограничивали использование этих типов турбин на морских ветряных электростанциях из-за очень высокой стоимости обслуживания.

Четвертый тип СПЭВ - ветряная турбина с регулируемой скоростью и полномасштабным преобразователем.

Использование полномасштабных преобразователей мощности значительно повысит производительность СПЭВ, как показано на рисунке 4.

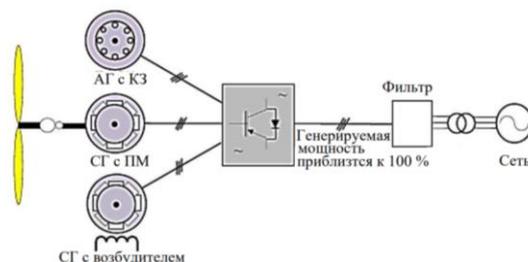


Рис. 4. СПЭВ с регулируемой скоростью, подключенный к сети, тип 4

Fig. 4. SPEV with adjustable speed, connected to the network, type 4

В этой топологии могут применяться типы асинхронные генераторы с фиксированной скоростью (рис. 1), асинхронные генераторы с фазным ротором (рис. 2) и синхронные генераторы с постоянными магнитами с широким диапазоном номинальной мощности, достигающей до 8 мегаватт. Поскольку мощность преобразователя должна соответствовать мощности генератора, то стоимость, сложность конфигурации системы, а также и габариты СПЭВ будут увеличены. По этой причине потери силовых преобразователей выше, что приводит к снижению КПД этого типа [10, 11].

Благодаря тому, что генератор и преобразователи полностью отделены от сети, вырабатывается номинальная мощность во время работы в широком диапазоне частот вращения ротора от 0 до 100%. Преобразователи мощности также необходимы для компенсации реактивной мощности и получения плавной активной мощности [9]. КПД WECS у этих турбин выше, чем у других типов [10, 11].

Наилучшее соответствие *FRT* также можно улучшить и получить без внешнего оборудования. Хотя стоимость преобразователя мощности немного высока, это будет небольшая доля; в пределах 7-12%; от общей стоимости оборудования. Используя большое количество пар полюсов для всех типов *PMSG*, редуктор турбины можно исключить [8, 9]. Данный тип WECS более устойчив к нарушениям энергосистемы по сравнению с ветровыми системами типов 1, 2 и 3.

Принцип распределенной трансмиссии применен в развитой крупномасштабной ветроэнергетической системе Типа 4. Хотя *WRSG* и *SCIG* могут применяться в этом принципе, *PMSG* показал хорошие эксплуатационные характеристики, поскольку он удаляет контактные кольца и щетки, что обеспечивает простую конструкцию [7]. Коробка передач способна приводить в движение несколько генераторов на более высоких скоростях, поэтому высокая удельная мощность может быть получена за счет распределенной трансмиссии и нескольких генераторов.

Некоторые конфигурации также демонстрируют эффективную отказоустойчивость в различных условиях эксплуатации.

Остальные три преобразователя все еще могут подавать питание в сеть в случае выхода из строя одного преобразователя [7]. Применение многообмоточного трансформатора на стороне сети позволяет минимизировать циркулирующие токи и уменьшить гармоники. Сложная трансмиссия рассматривается как главный недостаток этой конфигурации, по этой причине конструкторы используют многополюсный генератор, чтобы поддерживать угловую частоту в пределах номинального значения и исключить трансмиссию.

Сравнение типов СПЭВ

Турбины типа 3 (двойного питания) использовались семью производителями, входящими в первую десятку компаний, поскольку они занимают самую высокую долю рынка [12, 13, 14]. Около 100 различных типов турбин двойного питания используются и производятся всеми производителями ветряных турбин [15].

Немногие из этих компаний производят турбины типа 4, однако очень немногие из них имеют дело с решениями с прямым приводом. Обзор показывает, что наиболее продаваемые и используемые ветряные турбины на рынках электроэнергии используют технологии типов 3 и 4. Ожидается, что в ближайшие несколько лет конфигурация Типа 4 будет доминировать на рынке электроэнергии и будет иметь главный приоритет в будущих проектах, которые будут осуществляться производственными компаниями. Краткое описание всех типов турбин и компаний-производителей подробно объяснено в [15, 16, 17].

Проведенное сравнение зависит от электрических проблем, таких как генератор; преобразователи мощности; мощность преобразователя мощности; и внешняя компенсация реактивной мощности; соблюдение требования об отсутствии неисправности; требование к устройству плавного пуска, а также механические проблемы и проблемы управления, такие как коробка передач и способность МРРТ; управление аэродинамической мощностью, достижимое разнообразие скоростей; технологическая ситуация; и проникновение на рынок.

Как правило, турбины типов 3 и 4 наиболее подходят для подключения к крупномасштабным электросетям и их использования.

Заключение

Проектирование и успешное функционирование систем преобразования энергии ветра (СПЭВ) является очень сложной задачей.

Индукционный генератор с фиксированной скоростью, используемый в СПЭВ без интерфейса преобразователя мощности, потребляет значительную часть реактивной мощности из сети. Особенности данной конфигурации является простая, надежная работа.

Применение переменной скорости в конфигурации ветряного генератора приведет к повышению эффективности процесса преобразования и уменьшению механического напряжения, которое может быть вызвано порывами ветра, и, наконец, уменьшит трение подшипников и требования к техническому обслуживанию, что, в конечном итоге, увеличит срок службы системы. вообще.

Общая эффективность ветряной турбины асинхронного генератора с двойным питанием может быть улучшена с помощью функций отслеживания точки максимальной мощности (MPPT), а увеличение скорости примерно на 30% может улучшить динамические характеристики и повысить устойчивость к системным возмущениям, которые недоступны для 1 и 2 типов турбин. Наличие редуктора увеличит вес системы и общую стоимость турбины, а также потребует постоянного обслуживания.

Использование полномасштабных (тип 4: ветряная турбина с регулируемой скоростью и полномасштабным преобразователем) 100% преобразователей мощности значительно повысит производительность СПЭВ. Хотя стоимость преобразователя мощности немного высока, она будет незначительной; в пределах 7% -12% от общей стоимости оборудования. Используя большое количество пар полюсов для всех типов PMSG, редуктор турбины можно удалить.

Этот тип СПЭВ более устойчив к нарушениям энергосистемы по сравнению с ветровыми системами типов 1, 2 и 3.

Обзор показывает, что для наиболее эффективной продажи и утилизации ветряных турбин на рынках электроэнергии используются технологии 3-го и 4-го типов.

Ожидается, что в ближайшие несколько лет СПЭВ с конфигурацией 4 типа будут доминировать на рынке электроэнергии и будут иметь главный приоритет в будущих проектах, которые будут осуществляться производственными компаниями.

Литература

1. Sheryazov S.K., Shelubaev M.V. Obukhov S.G. *Renewable Sources in System Distributed Generation*. International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017.
2. Sheryazov S.K., Ptashkina-Girina O.S. *Increasing power supply efficiency by using renewable sources*. 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. ICIEAM. 2016.
3. Sheryazov S.K., Ptashkina-Girina O.S., Nizamutdinova N.S. *Technological and Economic Evaluation of the System of Heat Supply with the Usage of Renewable Sources of Energy*. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). Publisher: IEEE - 2019.
4. Шерьязов С.К., Шелубаев М.В. *Ветроэлектрические установки в системе электроснабжения сельскохозяйственных потребителей*: Монография. Челябинск: Южно-Уральский ГАУ, 2018. 184 с.
5. Sheryazov S.K. *Methodology of Renewable Sources Efficient Use*. In the Proceedings of the VI international research and practice conference «European Science and Technology», Germany. 2013. pp: 343-347.
6. Сейтказин С. Б., Кайдар А.Б., Кайдар и др. Жел-күн электрлік станциялар: Монография. Павлодар: Кереку, 2019, 175 бет. ISBN 978-601-238-894-4.
7. Шапкенов Б.К., Марковский В.П., Кислов А.П., и др. Топология силовой части многоуровневых преобразователей электрической энергии для автономных электроэнергетических систем, «XIX Сәтбаев оқулары» жас ғалымдар, магистранттар, студенттермен мектеп оқушыларының : халықар. ғыл. конф. мат-дары АкадемикҚ. И.

Сәтбаевтың 120 жылдығына арналған. Павлодар : С. Торайғыроватындағы ПМУ, 2019. Т. 12 «Студенттер». 2019. 296 б. с.

8. Кислов А.П., Шапкенов Б.К., Марковский В.П., и др. Анализ требований, предъявляемых к системам автономного электропитания с учетом обеспечения электромагнитной совместимости, с «XIX Сәтбаевоқулары» жасғалымдар, магистранттар, студенттер мен мектепоқушыларының : халықар. ғыл. конф. мат-дары Академик Қ. И. Сәтбаевтың 120 жылдығына арналған. Павлодар : С. Торайғыроватындағы ПМУ, 2019. Т. 21 «Жасғалымдар». 2019. 420 б.

9. Кислов А.П., Кайдар А.Б., Марковский В.П. Необходимость применения аккумуляторных накопителей в электроснабжении на основе возобновляемых источников // ПМУ хабаршысы Вестник ПГУ. Сер. Энергетическая. 2014. № 2. С. 112-117.

10. Кайдар А.Б., Шапкенов Б.К., Кислов А.П., др. Энергоэффективные ветрогенераторы с улучшенными энергетическими показателями. Сборник Международной научно-практической конференции «Торайғыровские чтения. Качество жизни в Павлодарской области. Состояние и перспективы», посвященной 55-летию Павлодарского государственного университета имени С. Торайғырова. Павлодар: 2015 г. Т.5. С. 293-298.

11. Кайдар А.Б., Копырин В.С., Шапкенов Б.К., и др. Экспериментальные исследования инвертора с широтно-импульсной модуляцией для систем электроснабжения в возобновляемых источниках энергии // ПМУ хабаршысы Вестник ПГУ. Сер. Энергетическая. 2014. № 3. С. 137-143.

12. Кайдар А.Б., Шапкенов Б.К., Марковский В.П. Оценка средних и действующих значений тока, мощности статических потерь на этапах коммутации инвертора с широтно-импульсной модуляцией для систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии // ПМУ хабаршысы Вестник ПГУ. Сер. Энергетическая. 2014. № 3. С. 129-137.

13. Сарсикеев Ю.Ж., Кайдар А.Б., Лукутин Б.В., и др. Turbulent wind component using Kaimal s function. Турбулентная составляющая ветра с функцией Kaimal // ПМУ хабаршысы Вестник ПГУ. Сер. Энергетическая. 2014. № 4. pp. 120-125.

14. Aliferov A.I., Kislov A., Markovskiy V., et al. Pulse-width modulation of base vectors in transistor inverter // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. Novosibirsk: NSTU, 2016. Pt. 2. pp. 130–132.

15. Николаев Ю.Е., Осипов В.Н., Игнатов В.Ю. Методика расчета энергетических показателей автономного энергокомплекса, включающего ГТУ, ВЭУ и аккумуляторы электрической энергии. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020;22(3):36-43. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-3-36-43>.

16. Сарыев К.А. Определение ветроэнергетических ресурсов в Туркменистане. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020;22(6):143-154. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-6-143-154>.

17. Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.Л., Лаврик А.Ю., Булдыско А.Д. Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020;22(1):10-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17>.

Авторы публикации

Шерьязов Сакен Койшыбаевич – д-р. техн. наук, профессор, «Южно-Уральский государственный аграрный университет», Институт агроинженерии. Email: sakenu@yandex.ru.

Исенов Султанбек Сансызбаевич – канд. техн. наук, ассоциированный профессор, декан энергетического факультета Казахского агротехнического университета им. Сакена Сейфуллина», г. Нур-Султан, Республика Казахстан. Email: isenov_sultan@mail.ru.

Искаков Руслан Маратбекович – канд. техн. наук, ассоциированный профессор Казахский агротехнический университет им. Сакена Сейфуллина, г. Нур-Султан, Email: rus.iskakov79@mail.ru

Кайдар Аргын Бауыржанулы - докторант 1 курса, магистр техники и технологий, «Казахский агротехнический университет им. Сакена Сейфуллина», г. Нур-Султан. Email: argin_intel@mail.ru

References

1. Sheryazov SK, Shelubaev MV, Obukhov SG. Renewable Sources in System Distributed Generation. International Conference on Industrial Engineering, *Applications and Manufacturing*. ICIEAM 2017. doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076247.
2. Sheryazov SK, Ptashkina-Girina OS. Increasing power supply efficiency by using renewable sources. 2nd International Conference on Industrial Engineering. *Applications and Manufacturing*. ICIEAM. 2016. doi: 10.1109/ICIEAM.2016.7910986.
3. Sheryazov SK, Ptashkina-Girina OS, Nizamutdinova NS. *Technological and Economic Evaluation of the System of Heat Supply with the Usage of Renewable Sources of Energy*. 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). Publisher: IEEE - 2019. doi: 10.1109/FarEastCon.2018.8602526.
4. Sheryazov SK, Shelubaev MV. *Vetroelektricheskie ustanovki b sisteme elektrosnabgenya selskohozyastvennih potrebitelei*: Monografiya. 2018. Wind power plants in the power supply system of agricultural consumers. Chelyabinsk: South Ural State Agrarian University, p. 184.
5. Sheryazov SK 2013. *Methodology of Renewable Sources Efficient Use*. In the Proceedings of the VI international research and practice conference «European Science and Technology», Germany: pp: 343-347.
6. Seitkazin SB, Kaidar AB, Kaidar M.B. *Zhel-kun elektrlik stantsiyalar*: Monograph. Pavlodar: Kereku. 2019. 175 bet.
7. Shapkenov BK, Markovsky VP, Kislov AP, et al. *Topology virtutis pars multi-gradu electrica potentia converters sui iuris electrica potentia systemata*. «XIX Satbayev okulary» Zhas galymdar, magister discipulo, discipulus hominum Mektep okushylarynyn : halykar. al. Conf. Mat-dona Academician I. I. Streety 120 Gildiya aralen. Pavlodar: S. Toraiyrov atyndagy PMU, 2019. V. 12. «Studentter». 2019. 296.
8. Kislov AP, Shapkenov BK, Markovsky VP, et al. *Analysis requisita sui iuris potentia copia ratio, quantum ad impendendum electro copulatus, cum «XIX Satbayev okulary» Zhas galymdar, magister discipulo, discipulus hominum Mektep okushylarynyn : halykar. al. Conf. Mat-dona Academician I I. Streety 120 Gildiya aralen. Pavlodar: S. Toraiyrov atyndagy PMU, 2019. V. 21 «Zhas galymdar». 2019. 420 b.*
9. Kislov AP, Kaidar AB, Markovsky. *Opus ad usum altilium repono cogitationes in potentia copia ex renewable sources*. PMU khabarshysy Acta de PSU. Sère. Potentia. 2014;2:112-117.
10. Kaidara B, Shapkenov BK, Kislov AP, et al. *Industria-Efficiens ventus generantibus, cum melior industria perficientur. Collectio Internationalis scientific et practica colloquium*. YII Toraiyrov lectiones. Qualis vita in Pavlodar tellus. Status et spes, dedicavit ad 55th anniversario S. Toraiyrov Pavlodar state University. Pavlodar: 2015;5:293-298.
11. Kaidar A.B, Kopyrin VS., Shapkenov, et al. *Nibh studiis an inverter cum pulsus-vestibulum, arcu enim potentia copia ratio, cum renewable industria fontes*. PMU khabarshysy Acta de PSU. Sère. Potentia. 2014;3:137-143.
12. Kaidar AB, Shapkenov BK, Markovsky V.P. *Aestimatio mediocris et efficax bona current, virtute stabilis damna switching ad gradus, an inverter cum pulsus-vestibulum, arcu enim potentia copia ratio, cum renewable industria fontes*. PMU khabarshysy Acta de PSU. Sère. Potentia. 2014;3:129-137.
13. Kaidar YZh, Lukutin AB, Obukhov BV, et al. *Nubila ventus component usura Kaimal s functio Nubila ventus component, cum Kaimal*. PMU khabarshysy Acta de PSU. Sère. Potentia. 2014;4:120-125.beisembaev B. U. Analysis requisita sui iuris vim ratio habita ratione electro compatibility
14. Aliferov AI, Kislov A, Markovskiy V, et al. Pulse-width modulation of base vectors in transistor inverter. 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc.,

Novosibirsk, 1–3 June 2016. Novosibirsk: NSTU, 2016;2:130–132. doi: 10.1109/IFOST.2016.7884209.

15. Nikolaev YE, Osipov VN, Ignatov VY. Calculation methodology of the energy indicators of a self-contained energy complex including gas turbine plants, wind-driven power plant and electric storage cell. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(3):36-43. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-3-36-43>.

16. Saryyev KA. Determining wind energy resources in Turkmenistan. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(6):143-154. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-6-143-154>.

17. Lavrik AY, Zhukovsky YL, Lavrik AY, et al. Features of the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel generators. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(1):10-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17>.

Authors of the publication

Saken Koysybaevich Sheryazov – South Ural State Agrarian University, Institute of Agroengineering, Russian Federation. Email: sakenu@yandex.ru.

Sultanbek Sansyzbaevich Issenov – Saken Seifullin Kazakh Agrotechnical University, Dean of Energy faculty, Republic of Kazakhstan. Email: isenov_sultan@mail.ru.

Ruslan Maratbekovich Iskakov – Saken Seifullin Kazakh Agrotechnical University, Technical Faculty, Republic of Kazakhstan. Email: rus.iskakov79@mail.ru.

Argyn Bauyrzhanuly Kaidar – Master of Engineering and Technology, Saken Seifullin Kazakh Agrotechnical University, Republic of Kazakhstan. Email: argin_intel@mail.ru.

Получено ***08.10.2021г.***

Отредактировано ***15.10.2021г.***

Принято ***18.10.2021гю***



СТРУКТУРА ПАРКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ НА ПРИМЕРЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ ЦЕНТР»-«ОРЕЛЭНЕРГО», ОБСЛУЖИВАЮЩЕЙ СЕЛЬСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Лансберг А.А.^{1,3}, Виноградов А.В.^{2,3}, Виноградова А.В.²

¹Филиал ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», г. Орел, Россия

²ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ», г. Москва, Россия

³ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, г. Орел, Россия

schkolamolen@gmail.com

Резюме: ЦЕЛЬ. Оценка парка силовых трансформаторов 6-10/0,23-0,4 кВ на примере филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго». МЕТОДЫ. В работе был произведен анализ парка силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» в части их количества, схем и групп соединения обмоток, номинальной мощности, сроков нахождения в эксплуатации, а также классов энергоэффективности с учётом действующих стандартов организации ПАО «Россети». РЕЗУЛЬТАТЫ. По результатам исследования было выявлено, что среди парка трансформаторов филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», численность которого составляет 6026 единиц, 4528 (73% от общего количества) трансформаторов имеют схему и группу соединения обмоток Y/Y_0 . Самыми многочисленными являются трансформаторы с номинальными мощностями 63 кВА, 100 кВА, 160 кВА, 250 кВА (соответственно 853, 1454, 1252, 802 единиц оборудования). Также выявлено, что только 268 трансформаторов из 6206, т.е. 4,3% от общего количества, соответствуют стандарту ПАО «Россети» в части современных требований к уровню класса энергоэффективности. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложен вариант стратегии замены силовых трансформаторов в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», в рамках которого осуществляется замена трансформаторов с заданной конструкцией, схемой и группой соединения обмоток, номинальными мощностями и классами энергоэффективности. Реализация предложенного в работе варианта стратегии позволит добиться снижения суммарных потерь электроэнергии на 2,3%, а также повысить долю энергоэффективных трансформаторов в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» с 4,3% до 20,4%.

Ключевые слова: силовые трансформаторы; энергосбережение; повышение энергоэффективности; потери.

Для цитирования: Лансберг А.А., Виноградов А.В., Виноградова А.В. Структура парка силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кв на примере электросетевой организации филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», обслуживающей сельские электрические сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 34-45. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-34-45.

THE STRUCTURE OF THE PARK OF POWER TRANSFORMERS WITH A HIGHER VOLTAGE OF 6-10 KV ON THE EXAMPLE OF THE ELECTRIC GRID ORGANIZATION OF THE BRANCH OF PJSC «ROSSETI CENTER»-«ORELENERGO», SERVING RURAL ELECTRIC NETWORKS

Lansberg A.A.^{1,3}, Vinogradov A.V.^{2,3}, Vinogradova A.V.²

¹Filial PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo», Orel, Russia

²FGBNU «Federal Scientific Agroengineering Center VIM», Moscow, Russia

³FSBEI HE «Orel State Agrarian University», Orel, Russia

schkolamolen@gmail.com

Abstract: THE PURPOSE. Evaluation of the power transformer fleet 6-10/0,23-0,4 kV on the example of a branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo». METHODS. In the work, based on

the database of the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo», an analysis was made of the fleet of power transformers with a higher voltage of 6-10 kV in terms of their number, circuits and groups of connection of windings, rated power, terms of service, as well as energy efficiency classes, taking into account the current standards of the technical organization of PJSC «Rosseti». RESULTS. According to the results of the study, it was revealed that among the transformer fleet of the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo», the number of which is 6026 units, 4528 (73% of the total number) transformers have a circuit and a group of winding connections Y/Y0. The most numerous are transformers with rated capacities of 63 kVA, 100 kVA, 160 kVA, 250 kVA (respectively 853, 1454, 1252, 802 pieces of equipment). It was also revealed that only 268 transformers out of 6206, i.e. 4.3% of the total amount comply with the standard of PJSC «Rosseti» in terms of modern requirements for the level of energy efficiency class. CONCLUSION. A variant of the strategy for replacing power transformers in the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo» is proposed, within the framework of which transformers with a given design, circuit and winding connection group, rated capacities and energy efficiency classes are replaced. The implementation of the strategy proposed in the work will make it possible to reduce total electricity losses by 2.3%, as well as increase the share of energy-efficient transformers from 4.3% to 20.4% in the branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenergo».

Keywords: *power transformers; energy saving; energy efficiency improvement; losses.*

For citation: Lansberg AA, Vinogradov AV, Vinogradova AV. The structure of the park of power transformers with a higher voltage of 6-10 Kv on the example of the electric grid organization of the branch of pjsc «Rosseti center»-«Orelenergo», serving rural electric networks. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5):34-45. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-34-45.

Введение

Силовые трансформаторы 6-10/0,23-0,4 кВ – это один из наиболее массовых элементов систем электроснабжения сельских потребителей. Анализ парка трансформаторов электросетевых организаций позволяет делать выводы об энергоэффективности и надёжности электрических сетей данных организаций. Так, согласно [1] потери в трансформаторах 6-10 кВ на примере филиала ПАО «Россети Центр»-«Орёлэнерго» составляют порядка 12,3% от всех технологических потерь электроэнергии по филиалу. Доля отказов оборудования трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ по отношению ко всем видам отказов в электрических сетях этого класса напряжения составляет порядка 8-9%, при этом доля отказов силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ составляет порядка 3-4% [2]. Значения, как потерь электроэнергии, так и количества отказов оборудования зависят от применяемых его типов и марок. Замена устаревшего оборудования позволяет также значительно снизить потери электроэнергии, и повысить надёжность электроснабжения потребителей.

Усилия учёных и фирм – производителей трансформаторов направлены на совершенствование их конструкции, как в части повышения надёжности, так и повышения их энергоэффективности. В частности, одним из эффективных мероприятий по снижению потерь в магнитопроводах трансформаторов является применение аморфных сплавов вместо традиционных электротехнических [3], что позволяет снизить технические потери в трансформаторах в несколько раз. К настоящему времени передовыми странами по производству таких трансформаторов являются Китай, США, Индия, Япония, Южная Корея. Трансформаторы из аморфных сплавов имеют потери ХХ и КЗ в 2 раза меньше, чем изготавливаемые из электротехнической стали. В РФ также были предприняты попытки изготовления подобных трансформаторов заводами: ООО «Тольятинский трансформатор», ЗАО «Трансфомер», ОАО «Электрозавод», ЗАО «Группа СВЭЛ», ЗАО ГК «Электроцит – ТМ Самара», однако их повсеместное промышленное внедрение стало затруднительным в связи с тем, что стоимость одной единицы оборудования была примерно в 3 раза выше трансформатора из электротехнической стали, что связано с отсутствием в стране крупномасштабного производства аморфных сталей.

На потери электроэнергии в силовых трансформаторах, на показатели их надёжности оказывает влияние и срок нахождения в эксплуатации. Исследования влияния срока нахождения в эксплуатации на надёжность приведены в работах [4-5], где представлен анализ частоты отказов трансформаторов, выполнена оценка качества масла трансформаторов, длительно находящихся в эксплуатации.

Трансформаторы, длительно находящиеся в эксплуатации, характеризуются также повышенными потерями электроэнергии в них, что обусловлено увеличением потерь холостого хода, поэтому часто варианту последующей эксплуатации трансформатора с периодическими ремонтами целесообразно предпочесть установку нового силового трансформатора [6].

Следует отметить, что для минимизации числа отказов трансформаторов также необходимо совершенствовать и мероприятия по их техническому обслуживанию и ремонту, увеличивать количество диагностических мероприятий по контролю состояния электрооборудования [7], использовать методы раннего обнаружения дефектов, методы оценки истории эксплуатационных воздействий [8].

В реальности выбор мероприятий по повышению надёжности силовых трансформаторов и снижению потерь электроэнергии в них на уровне сетевых организаций сводится, как правило, к выполнению своевременного технического обслуживания трансформаторов, их диагностике и замене на трансформаторы, имеющие лучшие характеристики по сравнению с используемыми ранее. При ведении этой работы по определённому плану необходимо, в первую очередь, владеть информацией о текущем состоянии парка трансформаторов, то есть о количестве эксплуатируемых трансформаторов, их параметрах, сроках нахождения в эксплуатации. Не исключением является и филиал ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», в котором также имеется значительное количество эксплуатируемых силовых трансформаторов 6-10 кВ. Анализ парка трансформаторов позволяет эффективно планировать стратегии замены трансформаторов для минимизации потерь электроэнергии в них, снижения их отказов, а также снижения затрат, связанных с их обслуживанием и ремонтом.

Целью работы является оценка парка трансформаторов 6-10/0,23-0,4 кВ, на примере филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго».

Материалы и методы

Для проведения исследования были использованы данные о технических характеристиках, сроках нахождения в эксплуатации и других показателях силовых трансформаторов классов напряжения 6-10/0,23-0,4 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» по состоянию на сентябрь 2021 года. На момент проведения исследования было зарегистрировано 6206 единиц силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ. Анализировались типы и марки применяемых трансформаторов, их технические характеристики.

Классификация трансформаторов по схемам и группам соединения обмоток осуществлялась в соответствии с указанными в «ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия» допустимыми для двухобмоточных трансформаторов класса напряжения 6-10 кВ схемами и группами соединения обмоток. Для классификации трансформаторов по номинальной мощности был использован ряд значений, представленных в «ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей», ГОСТ 9680-61 «Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые мощностью от 10 кВА и выше. Ряды номинальных мощностей».

Для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях организацией ПАО «Россети» реализуется политика по установке энергоэффективных трансформаторов, потери холостого хода и короткого замыкания в которых не превышают заданных значений. В связи с этим необходимо оценить энергоэффективность трансформаторов 6-10 кВ, эксплуатируемых в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго». Заданные значения параметров потерь холостого хода и короткого замыкания представлены в стандарте «СТО 34.01-3.2-011-2017. Стандарт организации ПАО «Россети». Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания. Дата введения: 12.04.2017».

Результаты

При анализе парка трансформаторов «Орелэнерго» по срокам нахождения в эксплуатации все трансформаторы были разбиты на три группы: до 25 лет; 25-50 лет; более 50 лет. Результаты анализа сроков нахождения в эксплуатации силовых трансформаторов представлены на рисунке 1.

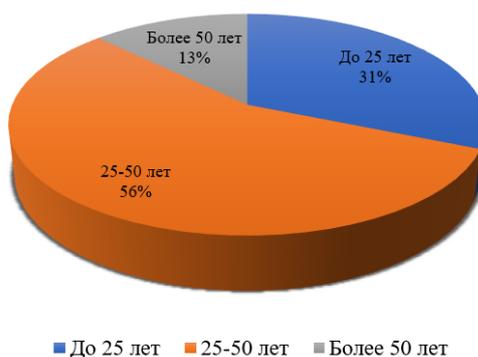


Рис. 1. Анализ парка трансформаторов 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» по срокам нахождения в эксплуатации.

Fig. 1. Analysis of the 6-10 kV transformer fleet of the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenrgo by the terms of being in operation.

В ходе анализа было выявлено: среди 6206 единиц оборудования срок нахождения в эксплуатации до 25 лет имеют 1942 трансформатора, что составляет 31% от общего количества; от 25 до 50 лет – 3479 единиц оборудования или 56%; более 50 лет находятся в эксплуатации 785 трансформаторов, т.е. оставшиеся 13% от общего количества. Таким образом, 69% трансформаторов находятся в эксплуатации более 25-ти лет, что говорит о необходимости ускоренной работы по обновлению трансформаторного парка, поскольку, как уже отмечалось, длительно эксплуатирующиеся трансформаторы имеют повышенные потери и более высокую частоту отказов.

В 2021 году в эксплуатацию было введено 30 новых трансформаторов типа ТМГ, а самый длительно эксплуатирующийся трансформатор (71 год) единичной мощностью 400 кВА, введенный в эксплуатацию в 1950-м году, установлен на комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ с диспетчерским наименованием КТП 10/0,4 кВ «Серебряная нить», осуществляющей питание швейной фабрики в Северном районе города Орла.

Среди всего парка трансформаторов лишь 180 единиц имеют напряжение высокой стороны 6 кВ, остальные 6026 – 10 кВ. При этом на низшее напряжение 0,23 кВ выполнены 255 трансформаторов, а на 0,4 кВ – 5951. Всего в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» имеется 8 трансформаторов с высшим напряжением 6 кВ, выполненных на вторичное напряжение 0,23 кВ и установленных на производственных предприятиях, распределительных пунктах 6 кВ.

Схема и группа соединения трансформаторов влияет на эффективность защиты их от коротких замыканий на стороне 0,4 кВ предохранителями 10 кВ, значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ и на другие параметры [9]. Распределение трансформаторов по схемам и группам соединения обмоток представлено на рисунке 2.

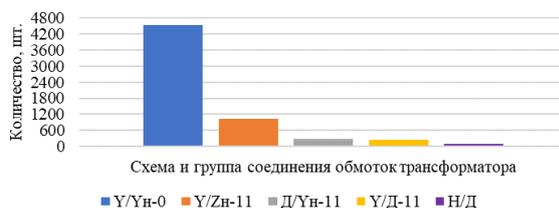


Рис. 2. Количественный анализ парка силовых трансформаторов класса напряжения 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» по схемам и группам соединения обмоток.

Fig. 2. Quantitative analysis of the fleet of power transformers of voltage class 6-10 kV of the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenrgo by schemes and groups of connection of windings.

Больше всего (4528 единицы, т.е. 73%) трансформаторов имеют схему соединения обмоток звезда-звезда с нулевым проводом и нулевой группой соединения обмоток. Трансформаторы со схемой соединения звезда – зигзаг с нулевым проводом и 11-й группой составляют 17% (1024 единицы). Схемы соединения треугольник – звезда с нулевым проводом и звезда – треугольник с 11 группой соединения обмоток используются, соответственно, в 290-а и 251-м трансформаторах, составляющих 5% и 4% от общего количества. При этом среди имеющихся трансформаторов имеется 112 единиц, у которых схема и группа соединения не указана (H/D), преимущественно это старые длительно

находящиеся в эксплуатации трансформаторы зарубежного производства и трансформаторы с алюминиевыми обмотками типов ТСМА И ТМА.

Важным параметром парка трансформаторов является распределение их по номинальной мощности, представленное на рисунке 3. Среди всех имеющихся трансформаторов класса напряжения 6-10 кВ имеется по одному трансформатору с номинальными мощностями 32 кВА, 1250 кВА и 2500 кВА. Номинальную мощность 200 кВА имеют 2 трансформатора, 320 кВА – 5 единиц, 560 кВА – 6 единиц. Наибольшее количество трансформаторов характеризуются номинальными мощностями 100 кВА, 160 кВА, 63 кВА, 250 кВА, соответственно, это 1454, 1252, 853 и 802 единицы. Среди парка трансформаторов есть те, мощность которых не входит в «ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей». Это значения 20 кВА, 30 кВА, 32 кВА, 50 кВА, 60 кВА, 180 кВА, 200 кВА, 315 кВА, 560 кВА, 1250 кВА. Их общее количество 747 единиц, что составляет 12% от общего парка силовых трансформаторов 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго». Суммарная мощность силовых трансформаторов 6-10 кВ составляет 953,166 МВА. Среднеарифметическое значение мощности одного трансформатора составляет 153,6 кВА.

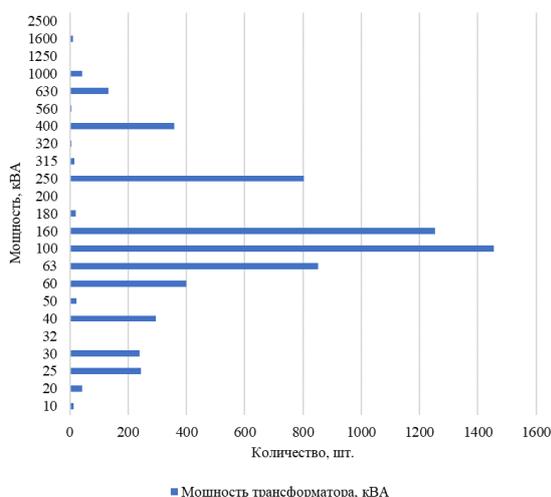


Рис. 3. Анализ парка трансформаторов филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» по номинальной мощности

Fig. 3. Analysis of the transformer fleet of the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenergo by nominal capacity

Потери холостого хода в трансформаторе являются постоянными и не зависят от его загрузки. Суммарные потери холостого хода, определенные по паспортным данным всех трансформаторов 6-10 кВ Орёлэнерго, составляют 4720 кВт, что приводит к потерям электроэнергии в размере порядка 41345 МВт·ч/год. Снизить это значение возможно заменой трансформаторов на более энергоэффективные. Текущее распределение парка силовых трансформаторов по классам энергоэффективности представлено на рисунке 4.

Среди всех находящихся в эксплуатации трансформаторов класса напряжения 6-10 кВ лишь 268 соответствуют современным требованиям по энергосбережению, что составляет 4% от общего количества, остальные 5938 трансформаторов имеют класс энергоэффективности ниже Х2К2. К классу Х2К2 относятся 238 единиц трансформаторов, к классу Х1К1 - 3755 единиц. Из всего парка 1423 трансформатора имеют потери холостого хода и короткого замыкания большие, чем значения классов Х1 и К1, поэтому не имеют класса энергоэффективности.

В настоящее время, согласно технической политике ПАО «Россети», требуется устанавливать трансформаторы класса энергоэффективности не ниже Х2К2. За рубежом эти требования ещё жёстче. Так, в 2007 году принят стандарт «NF EN 50464-1-2007. Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2 500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV - Part 1: general requirements. BSI, 2007», который для каждого значения единичной номинальной мощности трансформатора устанавливает пять уровней потерь холостого хода (XX), обозначаемых А0, В0, С0, D0 и E0, а также четыре уровня потерь короткого замыкания (КЗ), обозначаемых Ак, Вк, Ск, Dк. Согласно Постановлению «COMMISSION REGULATION (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 on implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers» с 01.07.2015 года был введен запрет на ввод в эксплуатацию распределительных силовых трансформаторов единичной мощностью до 1000 кВА с

потерями больше уровня A_0C_k и мощностью свыше 1000 кВА с потерями выше A_0B_k , а с 01.07.2021 года – уровня $A_0^{-10\%}A_k$, то есть потери XX на 10% меньше, чем для уровня A_0 по стандарту EN 50464-1.

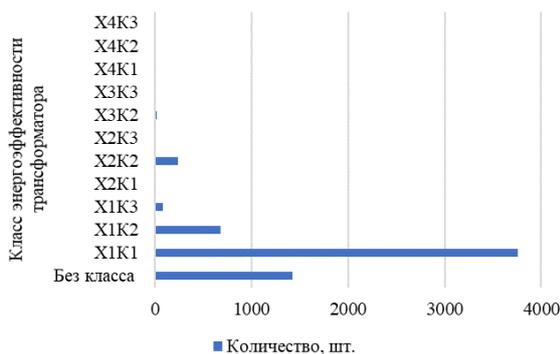


Рис. 4. Анализ парка трансформаторов филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» по классам энергоэффективности

Fig. 4. Analysis of the transformer fleet of the branch of PJSC Rosseti Center-OreleNERgo by energy efficiency classes

В начале 2017 года в действие был введен международный стандарт «IEC/TS 60076-20 (2017). Power transformers - Part 20: Energy efficiency», который устанавливает требования в части потерь XX и КЗ. Стандарт повторяет требования Постановления Совета Европы №548/2014.

При внедрении энергоэффективных трансформаторов можно добиться значительного сокращения потерь холостого хода и короткого замыкания. На рисунке 5 показано сравнение потерь холостого хода силовых трансформаторов, изготавливаемых в соответствии с классом энергоэффективности X2 СТО 34.01-3.2-011-2017, ГОСТ 27360-87, классом энергоэффективности B_0 EN 504640-1 и китайских трансформаторов производства DESUN group.

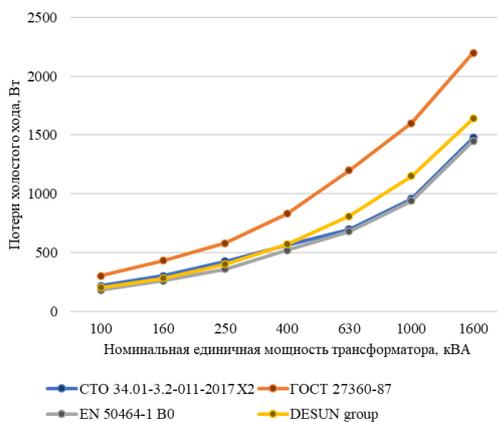


Рис. 5. Сравнение потерь холостого хода силовых трансформаторов, изготавливаемых в соответствии с классом энергоэффективности X2 СТО 34.01-3.2-011-2017, ГОСТ 27360-87, классом энергоэффективности B_0 EN 504640-1 и китайских трансформаторов производства DESUN group.

Fig. 5. Comparison of no-load losses of power transformers manufactured in accordance with the energy efficiency class X2 SRT 34.01-3.2-011-2017, GOST 27360-87, energy efficiency class B_0 EN 504640-1 and Chinese transformers manufactured by DESUN group.

В настоящее время происходит постепенное обновление парка трансформаторов по всем организациям ПАО «Россети». Согласно данным дирекции энергосбережения филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» с 2018 года наибольшее количество энергосберегающих трансформаторов было установлено в филиале «Орелэнерго» (166 единиц). Сведения, об установленных в филиалах ПАО «Россети Центр и Приволжье» энергосберегающих трансформаторах представлены в таблице 1.

Количество трансформаторов, установленных в филиалах ПАО «Россети Центр и Приволжье» с 2018 года с указанием доли трансформаторов с классом энергоэффективности X2K2 и выше

Наименование филиала	Всего трансформаторов 10(6)/0,4	В т.ч. установленных с 2018 года (Распространяются требования СТО)	X2K2 и выше	
	шт.	шт.	шт.	%
ВСЕГО:	186 799	11 504	2 058	18%
Белгородэнерго	17 525	718	360	50%
Брянскэнерго	6 674	252	100	40%
Воронежэнерго	12 503	747	289	39%
Костромаэнерго	6 871	235	47	20%
Курскэнерго	9 236	350	105	30%
Липецкэнерго	10 023	335	66	20%
Орёлэнерго	6 206	294	166	56%
Смоленскэнерго	10 666	549	157	29%
Тамбовэнерго	6 647	249	87	35%
Тверьэнерго	12 426	441	156	35%
Ярэнерго	10 368	562	138	25%
Владимирэнерго	5 477	676	12	2%
Ивэнерго	3 772	357	22	6%
Калугаэнерго	9 465	1 173	73	6%
Кировэнерго	9 443	489	55	11%
Мариэнерго	3 141	28	12	43%
Нижевэнерго	18 288	1 143	87	8%
Рязаньэнерго	7 007	309	7	2%
Тулэнерго	9 083	778	47	6%
Удмуртэнерго	11 978	1 819	72	4%

Все трансформаторы 6-10 кВ филиала Орелэнерго имеют естественную циркуляцию воздуха и масла. Среди 6206 трансформаторов 5156 – типа ТМ. Простое герметичное исполнение ТМГ имеют 577 единиц. При этом трансформаторов серии ТМГ11 – 162, ТМГ12 – 10, ТМГ21 – 2, ТМГ33 – 16. На балансе электросетевой организации имеются также 35 энергосберегающих трансформаторов серии ТМГэ, а также более 113 трансформаторов усовершенствованной серии ТМГэ2. Также имеются 7 трансформаторов типа ТМА с алюминиевыми обмотками, 2 трансформатора типа ТМВМ с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воды, предназначенных для металлургического производства, 8 герметичных трансформаторов с алюминиевыми обмотками типа ТМГА, 1 герметичный трансформатор с устройством крепления на столбе типа ТМГС, 6 герметичных ТМГФ и 2 обычных ТМФ трансформаторов с расположением вводов и основных элементов для КТП, а также 14 трансформаторов с защитой при помощи азотной подушки типа ТМЗ и 69 трансформатором ТСМА с магнитопроводом из холоднокатаной стали и алюминиевыми обмотками.

Среди всех вышеперечисленных моделей наиболее эффективными являются силовые трансформаторы герметичного исполнения типа (ТМГ) в связи с тем, что они не требуют обслуживания на протяжении всего срока службы, не нуждаются в лабораторных исследованиях трансформаторного масла, взятии проб масла на анализ, регенерации масла и ревизий при эксплуатации. Трансформаторы типа ТМГ значительно более компактные и легкие по сравнению с другими вариантами конструктивных исполнений трансформаторов и их технические характеристики совершенствуются при выпуске новых серий. Так, в трансформаторах ТМГ серии 12 при среднесуточном коэффициенте загрузки 0,7 для трансформаторов единичной номинальной мощностью 400 кВА, 630 кВА, 1000 кВА, удавалось добиться годовой экономии потерь электроэнергии в размере 7,5 тыс. кВт/час, 5,8 тыс. кВт/час, 5,2 тыс. кВт/час соответственно [10]. При этом энергоэффективность данных

трансформаторов ниже требуемых в настоящее время значений согласно «СТО 34.01-3.2-011-2017. Стандарт организации ПАО «Россети». Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания».

Помимо отечественных трансформаторов в трансформаторном парке Орёлэнерго имеются также и иностранные модели трансформаторов 6-10 кВ. Так, имеются 2 экземпляра трансформаторов типов *FTDO* с единичными мощностями 1250 и 50 кВА с высшим напряжением 6 кВ. В настоящее время трансформаторы таких типов не производятся. Также среди иностранных трансформаторов имеются 15 штук типа *TTU-AL*, произведенных в Румынии в 1974-1988 годах [11]. Среди парка имеющихся трансформаторов есть также 2 трансформатора типа *ТОН*, 3 трансформатора типа *TON* и 1 трансформатор типа *ТО-314*, произведенные в Братиславе в Чехословакии в 1980-1987 годах [12], 4 трансформатора типа *NT*, произведенных в Югославии в 1970-1979 годах и 1 трансформатор типа *ТОЕ*, произведенный в Швеции. Также имеются 5 китайских трансформаторов, один из которых типа *3Tm100-12* был произведен в прошлом веке в 1969 году, и 4 новых трансформатора, произведенные в 2010 году гонконгской компанией *DESUN group* для установки на подстанции «Западная» 110/10/6 кВ: 2 трансформатора типа *S11-M* единичной мощностью 250 кВА и 2 трансформатора типа *SJD-M* единичной мощностью 630 кВА [13].

Обсуждение

Исходя из результатов исследований было выявлено, что наибольшее количество находящихся в эксплуатации силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ имеют номинальные мощности 63 кВА, 100 кВА, 160 кВА и 250 кВА. По данным управления инвестиций филиала имеется возможность, с учетом объемов финансирования, производить ежегодно замену порядка ста наиболее длительно находящихся в эксплуатации неэнергоэффективных трансформаторов на современные энергоэффективные трансформаторы классов *X2K2* и выше. Предлагается вариант стратегии замены, согласно которому замена осуществляется на трансформаторы:

- ТМГ-33-63/10/0,4 кВ *X2K2 Y/Zн*;
- ТМГ-33-100/10/0,4 кВ *X2K2 Y/Zн*;
- ТМГ-33-160/10/0,4 кВ *X2K2 Y/Zн*;
- ТМГ-33-250/10/0,4 кВ *X2K2 Y/Zн*.

Предположим, что закупки среди вышеперечисленных трансформаторов будут производиться равномерно, то есть будет закупаться по 25 трансформаторов каждого типа в год, в результате чего, за 10 лет (к 2031 году) в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орёлэнерго» будет эксплуатироваться по 250 энергоэффективных трансформаторов каждого типа. Таким образом, на рисунке 6 представлена общая структура парка силовых трансформаторов с учетом повышения доли в нем энергоэффективного оборудования. При введении в эксплуатацию 1000 энергоэффективных силовых трансформаторов с номинальной мощностью 63 кВА, 100 кВА, 160 кВА, 250 кВА удастся увеличить долю энергоэффективных трансформаторов с 4,3% до 20,4%, то есть с 268 до 1268 единиц. При этом для трансформаторов мощностью 63 кВА повышение доли энергоэффективного оборудования составит 262%, т.е. с 155 единиц количество увеличится до 405 единиц, для 100 кВА – 610%, с 49 единиц до 299, для 160 кВА – 758%, т.е. с 38 единиц до 288 единиц, для 250 кВА – 1290%, т.е. с 21 единицы до 271 единицы.

Реализацию данных мероприятий по техпереворужению позволит только для данной тысячи единиц оборудования снизить суммарные потери холостого хода с 387,5 кВт до 279,25 кВт, то есть на 108,25 кВт; потери электроэнергии удастся снизить с 3394,5 МВт·ч/год до 2446,23 МВт·ч/год, то есть на 948,27 МВт·ч/год. В целом для парка силовых трансформаторов филиала ПАО «Россети Центр»-«Орёлэнерго» удастся добиться снижения суммарных потерь мощности холостого хода с 4720 кВт до 4612 кВт и потерь электроэнергии с 41345 МВт·ч/год до 40397 МВт·ч/год (на 2,3%). Результаты замены силовых трансформаторов в соответствии с предложенной стратегией представлены на рисунке 6.

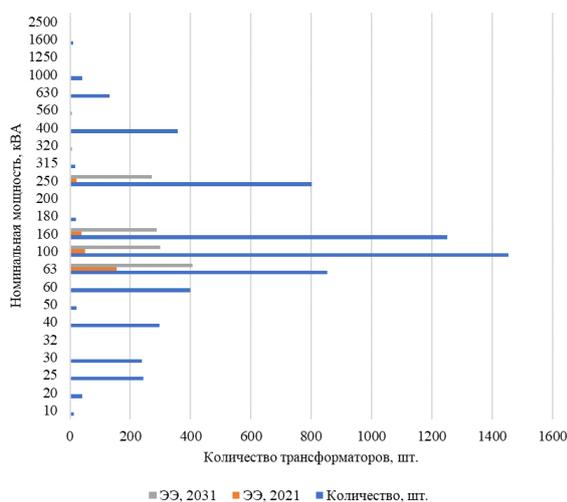


Рис. 6. Количество силовых трансформаторов в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» и доля энергоэффективного оборудования с учетом планируемой политики техперевооружения.

Fig. 6. The number of power transformers in the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenargo and the share of energy-efficient equipment, taking into account the planned policy of technical re-equipment.

Эффект от реализации предложенных мероприятий по обновлению парка силовых трансформаторов филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» заключается в экономии на потерях электроэнергии. Экономический эффект от замены трансформаторов ежегодно будет увеличиваться за счет снижения потерь холостого хода. Так, при замене 100 трансформаторов с номинальными мощностями 63, 100, 160, 250 кВА согласно предложенной стратегии, возможно добиться снижения мощности потерь холостого хода на 10,825 кВт и, соответственно, потерь электроэнергии на 94827 кВт·ч/год. При стоимости тарифа на услугу по передаче электроэнергии, равной 2,54 руб/кВт·ч, экономия составит 240,86 тыс. руб/год. Ежегодно экономия будет увеличиваться на такую же сумму и на десятый год будет составлять примерно 2,41 млн. руб/год. Суммарный эффект за 10-летний срок реализации стратегии составит 13,2 млн. рублей.

На рисунке 7 представлена динамика изменения годового экономического эффекта за счет реализации предложенной стратегии техперевооружения.

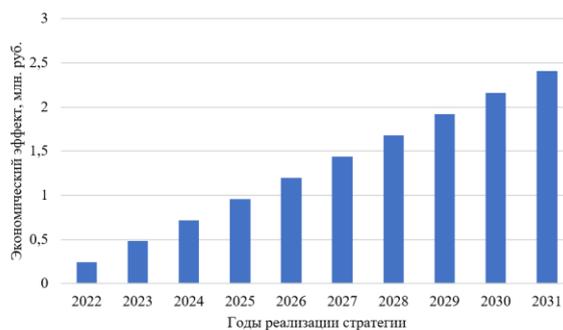


Рис. 7. Экономический эффект от реализации предложенной стратегии по замене силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» на энергоэффективные

Fig. 7. The economic effect of the implementation of the proposed strategy to replace power transformers with a higher voltage of 6-10 kV of the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenargo with energy-efficient

Заклучение

1. В ходе анализа парка силовых трансформаторов с высшим напряжением 6-10 кВ в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» выявлено, что парк состоит из 6206 силовых трансформаторов, в том числе 4528 единицы, (73%) имеют схему соединения обмоток звезда-звезда с нулевым проводом и нулевой группой соединения обмоток. Наибольшее количество трансформаторов имеют номинальные мощности 100 кВА (1454 шт), 160 кВА (1252 шт), 63 кВА (853 шт), 250 кВА (802 шт). Среди всех находящихся в эксплуатации

трансформаторов класса напряжения 6-10 кВ лишь 268 соответствуют современным требованиям по энергосбережению класса энергоэффективности Х2К2, что составляет 4% от общего количества. Было выявлено, что среди парка трансформаторов 5156 имеют конструктивное исполнение ТМ. На основе паспортных данных были определены суммарные потери мощности холостого хода, составляющие 4720 кВт, которые обуславливают ежегодные потери электроэнергии холостого хода 41345 МВт·ч.

2. На основе анализа литературы было выявлено, что в настоящее время наиболее эффективным конструктивным исполнением силовых трансформатора является герметичное исполнение – ТМГ-33, а схема и группа соединения обмоток звезда-зигзаг с нулевым проводом и 11 группой соединения позволяет наиболее эффективно обеспечить защиты силового трансформатора со стороны высокого напряжения предохранителями и обеспечить повышение качества электроэнергии в сетях низкого напряжения 0,4 кВ, имеющих однофазных потребителей.

3. Предложен вариант стратегии замены силовых трансформаторов в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», предполагающий за 10-летний период установку 1000 трансформаторов с номинальными мощностями 63, 100, 160 и 250 кВА исполнения ТМГ-33, со схемой и группой соединения обмоток Y/Zn-11. В ходе реализации данной стратегии удастся добиться снижения суммарных потерь электроэнергии на 2,3%. Ежегодно рост снижения мощности потерь холостого хода составит 10,825 кВт и, соответственно, потерь электроэнергии 94827 кВт·ч/год. При стоимости тарифа на услугу по передаче электроэнергии, равной 2,54 руб/кВт·ч, ежегодный рост экономии составит 240,86 тыс. руб/год. Суммарный эффект за 10-летний срок реализации стратегии составит 13,2 млн. рублей.

4. Выполненный анализ трансформаторного парка в перспективе позволяет, после проведения дополнительных исследований, также предложить другие стратегии его обновления и провести обоснование наиболее рациональных из них, определять повреждаемость конкретных типов трансформаторов, оценивать другие параметры, характеризующие эксплуатационные и статистические характеристики трансформаторного парка.

Литература

1. Виноградов А.В., Бородин М.В., Волченков Ю.А., Пешехонова Ж.В. Совершенствование деятельности по энергосбережению и по осуществлению технологических присоединений филиала ОАО «МРСК Центра»-«Орёлэнерго». Монография. ...Орел: Изд-во ФГБОУ ВО Орловский ГАУ, 2015. 196 с.
2. Васильев А.Н., Виноградов А.В., Виноградова А.В., Большев В.Е., Скитёва И.Д. Анализ количества и причин отключений в электрических сетях 0,38...10 кВ // Инновации в сельском хозяйстве. №4(29). 2018. с. 8-18.
3. Хавроничев С.В., Сошинов А.Г., Галушак В.С., Копейкина Т.В. Современные тенденции применения аморфных сплавов в магнитопроводах силовых трансформаторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. №12(4). С. 607-610.
4. Vezir Rexhepi. An Analysis of Power Transformer Outages and Reliability Monitoring. Energy Procedia. V. 141. December 2017. Pp. 418-422. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.053>.
5. El-Harbawi, M., Al-Mubaddel, F. Risk of Fire and Explosion in Electrical Substations Due to the Formation of Flammable Mixtures. Sci Rep 10, 6295 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41598-020-63354-4>.
6. Балабин А.А. О целесообразности проведения капитального ремонта силовых трансформаторов с разборкой магнитопровода // В сборнике: Энерго- и ресурсосбережение XXI век. Сборник материалов 9-ой международной научно-практической интернет-конференции. 2011. С. 104-107.
7. Хисматуллин А.С., Вахитов А.Х., Феоктистов А.А. Мониторинг и ремонт промышленных силовых трансформаторов по техническому состоянию // Современные наукоемкие технологии. 2016. № 4(2). С. 271-274.
8. Левин В.М., Керимкулов Н.Н. Экспресс-оценка состояния силовых трансформаторов для обеспечения эксплуатационной надежности // Системы. Методы. Технологии. 2016. № 4(32). С. 101-109.
9. Алевтина Федоровская, Владимир Фишман. Силовые трансформаторы 6(10)/0,4 кВ. Особенности применения различных схем соединения обмоток. Новости ЭлектроТехники. №1 (127). 2021. Информационно-справочное издание. Доступно по:

<http://news.elteh.ru/arh/2009/60/07.php> Дата обращения 24.10.2021.

10. Электрощит Самара. Трансформаторы. Силовые с масляной и сухой изоляцией. Доступно по: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/683/Transformatory-silovye-dlya-sayta.pdf>. Ссылка активна на 24 октября 2021.

11. Проектант. Трансформатор ТТУ-АЛ-100/10. Доступно по: <https://www.proektant.org/index.php?topic=16989.0>. Ссылка активна на 27 сентября 2021.

12. Трансформатор BEZ bratislava TON. Доступно по: <https://metaprom.ru/board-equipment/sankt-peterburg/id900069-transformator-bez-bratislava-ton-394-22>. Ссылка активна на 27 сентября 2021.

13. S11-M и S11-MR DESUN. Силовые трансформаторы. Доступно по: <https://silovoytransformator.ru/6-10-kv/s11-m-i-s11-mr-desun.html>. Ссылка активна на 18 сентября 2021.

Авторы публикации

Лансберг Александр Александрович – инженер отдела энергосбережения и повышения энергоэффективности филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго».

Виноградов Александр Владимирович – д-р техн. наук, доцент, заведующий лабораторией электроснабжения и теплообеспечения ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ», профессор кафедры «Электроснабжение» ФГБОУ ВО Орловский ГАУ.

Виноградова Алина Васильевна – канд. техн. наук, доцент, старший научный сотрудник лаборатории электроснабжения и теплообеспечения ФГБНУ «Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ».

References

1. Vinogradov AV, Borodin MV, Volchenkov YuA, et al. *Improvement of energy saving activities and implementation of technological connections of the branch of OJSC «IDGC of Centre»-«Orelenego»*. Monograph. ... Orel: Publishing House of the Oryol State University, 2015. - 196 p.

2. Vasiliev AN, Vinogradov AV, Vinogradova AV, et al. Analysis of the number and causes of outages in electrical networks 0.38...10 kV. *Innovations in agriculture*. 2018;4(29):8-18.

3. Khavronichev SV, Soshinov AG, Galushchak VS, et al. Current trends in the use of amorphous alloys in magnetic circuits of power transformers. *International Journal of Applied and Fundamental Research*. 2015;12(4):607-610.

4. Vezir Rexhepi. *An Analysis of Power Transformer Outages and Reliability Monitoring*. Energy Procedia. №141. December 2017;418-422. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.053>.

5. El-Harbawi M, Al-Mubaddel F. *Risk of Fire and Explosion in Electrical Substations Due to the Formation of Flammable Mixtures*. Sci Rep 10. 6295 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41598-020-63354-4>.

6. Balabin AA. On the feasibility of major repairs of power transformers with disassembly of the magnetic circuit. *In the collection: Energy and resource conservation of the XXI century. Collection of materials of the sixth International Scientific and Practical Internet Conference*. 2011. pp. 104-107.

7. Khismatullin AS, Vakhitov AKh, Feoktistov AA. Monitoring and repair of industrial power transformers according to technical condition. *Modern high-tech technologies*. 2016;4(2):271-274.

8. Levin VM, Kerimkulov NN. Express assessment of the state of power transformers to ensure operational reliability. *The system. Methods. Technologies*. 2016;4(32):101-109.

9. Alevtina Fedorovskaya, Vladimir Fishman. Features of the application of various winding connection schemes. *Electrical Engineering News*. 2021;1(127). Information and reference edition. Available at: <http://news.elteh.ru/arh/2009/60/07.php>. Accessed: 24 October 2021.

10. Electrical panel Samara. Transformers. *Power with oil and dry insulation*. Available at: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/683/Transformatory-silovye-dlya-sayta.pdf>. Accessed: 24 October 2021.

11. *The designer. Transformer ТТУ-АЛ-100/10*. Available at: <https://www.proektant.org/index.php?topic=16989.0>. Accessed: 27 September 2021.

12. *Transformer BEZ bratislava TON*. Available at: <https://metaprom.ru/board-equipment/sankt-peterburg/id900069-transformator-bez-bratislava-ton-394-22>. Accessed: 27 September 2021.

13. S11-M and S11-MR DESUN. *Power transformers*. Available at: <https://silovoytransformator.ru/6-10-kv/s11-m-i-s11-mr-desun.html>. Accessed: 18 September 2021.

Authors of the publication

Alexander A. Lansberg – The branch of PJSC Rosseti Center-Orelenergo.

Alexander V. Vinogradov – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Alina V. Vinogradova – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Получено *07.10.2021г.*

Отредактировано *14.10.2021г.*

Принято *15.10.2021г.*



РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Султанов М.М.

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

Резюме: *ЦЕЛЬ:* В статье представлены результаты разработки методологии проектного расчета надежности и изменения уровня надежности энергетических систем с учетом влияния управляющих воздействий на основе статистических методов сбора, анализа и моделей обработки опытных данных. *МЕТОДЫ:* При расчетной оценке применен системный анализ и обобщение экспериментальных данных по технологическим отказам основного оборудования тепловых электрических станций. *РЕЗУЛЬТАТЫ:* Предложена целевая функция управления параметрами надежности энергетического оборудования ТЭС. Выполнена апробация представленной целевой функции управления, которая показала адекватность полученных результатов по оценке надежности основных узлов и элементов энергетического оборудования ТЭС. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ:* Результаты проведенных исследований показывают, что при определении показателей надежности необходимо учитывать фактическое техническое состояние отдельных элементов и ресурсопределяющих функциональных узлов энергетического оборудования ТЭС. Полученные результаты могут быть использованы для разработки методики оценивания управляющих воздействий для расчета выходных параметров управления и математической модели изменения выходных характеристик паровых турбин ТЭЦ по показателям выработки тепловой и электрической энергии, а также на стадии разработки проектно-конструкторской документации создания конструктивных элементов и практических рекомендаций с целью продления сроков эксплуатации энергетического оборудования генерирующих систем на базе цифровых технологий.

Ключевые слова: тепловые электрические станции; надежность; фактическое техническое состояние; вероятность безотказной работы; цифровые технологии.

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке государственного задания Российской Федерации FSWF- 2020-0025 “Разработка методов и анализ способов достижения высокого уровня безопасности и конкурентоспособности объектов энергетических систем на базе цифровых технологий”.

Для цитирования: Султанов М.М. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 46-55. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-46-55.

DEVELOPMENT OF METHODOLOGY AND MEASURES TO ENSURE THE RELIABILITY OF ENERGY SYSTEMS EQUIPMENT

M.M. Sultanov

Volzhsy Branch of the National Research University
«Moscow Power Engineering Institute», Russia

Abstract: *THE PURPOSE:* The article presents the results of the development of a methodology for the design calculation of reliability and changes in the level of reliability of energy systems, taking into account the influence of control actions based on statistical methods of collection, analysis and models of experimental data processing. *METHODS:* The system analysis and generalization of experimental data on technological failures of the main equipment of thermal power plants were used in the calculation assessment. *RESULTS:* The objective function of

controlling the reliability parameters of the thermal power plant power equipment is proposed. The approbation of the presented objective control function was performed, which showed the adequacy of the results obtained to assess the reliability of the main nodes and elements of the TPP power equipment. CONCLUSION: The results of the conducted studies show that when determining reliability indicators, it is necessary to take into account the actual technical condition of individual elements and resource-determining functional units of thermal power plant power equipment. The results obtained can be used to develop a methodology for evaluating control actions for calculating the output control parameters and a mathematical model for changing the output characteristics of TPP steam turbines in terms of heat and electric energy generation, as well as at the stage of developing design documentation for the creation of structural elements and practical recommendations in order to extend the service life of power equipment generating systems based on digital technologies.

Keywords: *thermal power plants; reliability; actual technical condition; probability of trouble-free operation; digital technologies.*

Acknowledgments: *This work was carried out with the financial support of the state assignment of the Russian Federation FSWF-2020-0025 "Development of methods and analysis of ways to achieve a high level of safety and competitiveness of objects of energy systems based on digital technologies."*

For citation: Sultanov MM. Development of methodology and measures to ensure the reliability of energy systems equipment. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 46-55. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-46-55.

Введение

Надежность любого объекта определяется способностью технической системы выполнять определенные требуемые функции в заданных условиях эксплуатации в течение конкретного периода времени без сбоев в работе технологического цикла. Исследования надежности тепловых электростанций могут проводиться отдельно или в сочетании работы функциональных подсистем. Анализ надежности является стандартным инструментом для проектирования, технического обслуживания и эксплуатации любого функционального узла. В связи с этим имеется возможность производить оценку показателей надежности с помощью вероятностного подхода. Основной фундаментальной проблемой в анализе надежности является неопределенность в возникновении и последствиях отказов [1 – 3].

Надежность имеет несколько значений: вероятностное и детерминированное. Вероятностный подход основан на статистическом моделировании сбоев без детализации причин. Детерминированный подход выявляет причину выхода из строя подсистемы с возможностью дальнейшего предотвращения повторного сбоя.

В качестве основы для системного подхода, используемого для разработки модели оценки индекса надежности для тепловых электростанций применяют анализ графа. При этом система разделена на подсистемы с последующим представлением результатов по каждому элементу и их взаимодействию. Эти соединения создают метод, который можно использовать для определения стратегии технического обслуживания, и позволяющий установить границы надежности электростанции. Изучение надежности сложных систем, особенно, таких как тепловые электростанции, представляют огромный интерес для энергетических компаний. Прежде всего это связано с минимизацией эксплуатационных расходов и снижению финансовых затрат, обеспечивая при этом безопасность, надежность и оставаясь конкурентоспособными на рынке энергоресурсов. Отметим, что в условиях цифровизации энергетических систем требуется новый подход к оценке и повышению надежности и безопасности работы генерирующего оборудования на всех этапах жизненного цикла [4 – 8].

Отсутствие единой системы прогнозирования выхода из строя элементов энергетического оборудования электростанций при случайном характере возникновения дефектов приводит к снижению надежной и безопасной работы оборудования в целом. Определение фактического технического состояния основного и вспомогательного конкретного оборудования или всей энергетической установки определяется техническим состоянием элементов оборудования. Определение остаточного ресурса, возможно, оценить с помощью статистических методов. Статистика повреждаемости при оценке показателей безотказной работы различных функциональных узлов играет важную роль в управлении

надежностью котельного оборудования, направленная на достижение требуемого уровня надежности работы наиболее повреждаемых отдельных элементов и ресурсопределяющих функциональных узлов основного оборудования электростанций и энергетических систем [9 – 12].

Материалы и методы

Методика расчета и достижения требуемого уровня надежности с учетом вышеприведенных факторов, предложенная автором, представляет собой замкнутый цикл, изображенный на рисунке 1.



Рис.1. Методика расчета и достижения требуемого уровня надежности и безопасности Fig. 1. Methodology for calculating and achieving the required level of reliability and safety

Статистическая модель расчета надежности с учетом управляющих воздействий основывается на следующих допущениях и предпосылках [9 – 11, 13 – 15]:

- Расчет показателей надежности осуществляется в соответствии с конструкторской документацией;
- Рассматриваются элементы энергетического оборудования, имеющие серийное производство;
- В случае недостижения требуемого уровня или другой технической характеристики и выявления причины отказа проводят конструктивные изменения (доработку);
- Конструктивные изменения (доработка) изделия носят комплексный характер, то есть конструктивно изменяется не только элемент, причина отказа которого выявлена, но и другие элементы конструкции, непосредственно связанные между собой функциональной зависимостью при выполнении функциональным узлом (изделием) поставленной задачи.

Следует иметь в виду, что изменения конструктивных параметров дорабатываемых элементов связаны корреляционной зависимостью с элементом, причина отказа которого известна, и непосредственно влияют на выходную характеристику этого элемента и тем самым косвенно влияют на выходную характеристику изделия в целом.

Обсуждение результатов

Корреляционную зависимость дорабатываемых параметров представляют в виде зависимости:

$$y_i = b_{i1}u_1(t) + b_{i2}u_2(t) + \dots + b_{im}u_m(t), \quad (1)$$

где $y_i(t)$ – выходная характеристика элемента или изделия в момент проведения i -й доработки.

Обозначим $b_{ij} = b_{ijk}$, где b_{ijk} – коэффициент корреляции между j -м и k -м элементами (параметрами) в момент проведения i -й доработки.

Коэффициенты корреляции находят из соотношений вида:

$$b_{ijk} = \frac{M_{ijk}}{\sigma_{ij}\sigma_{ik}}; \quad (2)$$

$$M_{ijk} = \frac{\sum_{i=1}^n (u_{ij} - \bar{u}_j)(u_{ik} - \bar{u}_k)}{n-1}; \quad (3)$$

$$\sigma_{ij} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (u_{ij} - \bar{u}_j)^2}{n-1}}; \quad (4)$$

$$\sigma_{ik} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (u_{ik} - \bar{u}_k)^2}{n-1}}, \quad (5)$$

где M_{ijk} – математическое ожидание; σ_{ij} и σ_{ik} – среднеквадратические отклонения параметров управления ij -го и ik -го элементов; u_{ij} и u_{ik} – текущие значения параметров управления ij -го и ik -го элементов; u_j и u_k – средние значения параметров управления j -го и k -го элементов; $i = 1, 2, \dots, n; j$ и $k = 1, 2, \dots, m$.

Параметры управления u_{ij} могут быть представлены в виде функций самих управлений, производных от функций управлений, вторых производных от функций управлений и т. д. Таким образом, имея результаты проектирования и обработки изделия-аналога, можно построить функциональные зависимости и корреляционные связи, отражающие изменения конструктивных параметров, а также их влияние на выходные характеристики элементов или изделия в целом. При проектировании и обработке нового изделия, когда статистические данные отсутствуют, функциональные зависимости и корреляционные связи определяют расчетами. Принятые допущения и предпосылки позволяют при разработке математической модели применять аппарат на основе матричных исчислений. Необходимость матричного подхода отпала бы, если бы каждое управление u_i влияло только на одну характеристику y_i . В этом случае матрица в управлении была бы диагональной и матричный подход не позволил бы ничего нового по сравнению со скалярными моделями, записываемыми для каждой характеристики отдельно.

Однако управление u_i , направленное на выходную характеристику y_i , в силу специфики обрабатываемой системы оказывает косвенное влияние и на другие характеристики, то есть осуществляется косвенное управление ими. Степень косвенного влияния определяется коэффициентами b_{ij} , поэтому матрица не является диагональной, и необходим матричный подход, который определяет зависимость выходных характеристик от входных. Все элементы матрицы, расположенные на диагонали, непосредственно влияют на управление выходной характеристикой системы, а внедиагональные элементы матрицы отражают косвенное влияние управления на другие параметры и соответственно выходную характеристику системы в целом.

Частным случаем косвенного управления является доработка элемента без изменения параметра управления других элементов. В этом случае изменение параметра управления при доработке оказывает непосредственное влияние на выходную характеристику дорабатываемого элемента, и соответственно – выходную характеристику системы (изделия). Этот случай аналогичен использованию диагональной матрицы, когда изменение параметра управления влияет только на выходные характеристики дорабатываемого элемента и изделия. Таким образом, математическая модель процесса обработки сложной технической системы основывается на матричном подходе к нахождению выходных характеристик создаваемого изделия посредством изменения конструктивных, технологических и других параметров управления, выраженных в явном виде.

При таком подходе к решению задачи можно получить систему линейных уравнений, обеспечивающих нахождение управляющих воздействий в явном виде. Модель обработки представим в виде системы, имеющей вход, выход и характеризуемое техническое состояние, рисунок 2.

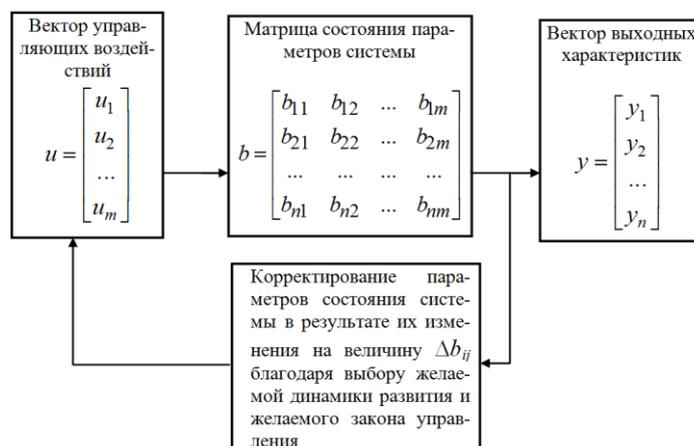


Рис.2. Модель обработки системы

Fig. 2. System processing model

Рассмотрим случай, когда выходная характеристика выражается изменением наработки на отказ, являющийся соотношением вида

$$y_i(t) = T_i^{mp}(t) - T_i(t), \quad (6)$$

где $T_i^{mp}(t)$ – требуемое значение наработки на отказ i -го элемента;

$T_i(t)$ – текущее значение наработки на отказ i -го элемента к моменту времени t .

Основная задача процесса доработок состоит в том, чтобы обеспечить рост величин $T_i(t)$, а значит, приблизить к нулю значение функции (6). Уравнение, характеризующее такое изменение во времени запишем в виде:

$$\frac{dy(t)}{dt} = -Dy. \quad (7)$$

Примем

$$y = e^{-Dt} y^0. \quad (8)$$

где e^{-Dt} – матричная экспонента;

y^0 – вектор начального состояния выходной характеристики изделия (системы);

$$e^{-Dt} = \sum_{k=0}^{\infty} (-1)^k \frac{D^k}{k!} t^k; \quad y^0 = \begin{bmatrix} y_1^0 \\ y_2^0 \\ \dots \\ y_m^0 \end{bmatrix}.$$

Для простоты предположим, что D – диагональная матрица, то есть

$$D = \begin{bmatrix} \lambda_0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \lambda_0 \end{bmatrix},$$

где λ_i – постоянные.

При таком выборе матрицы D из уравнения (8) следует

$$y_i(t) = e^{-\lambda_i t} y_i^0. \quad (9)$$

Пусть t_0 – заданный срок отработки. Изменение выходной характеристики в процессе отработки показано на рисунке 3.

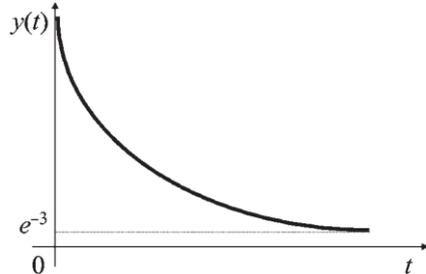


Рис. 3 Желаемая динамика изменения выходной характеристики *Fig. 3 Desired dynamics of the output characteristic change*

Такое допущение позволяет предположить, что

$$D = \frac{3}{t_0} I, \quad (10)$$

где I – единичная матрица;

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix}.$$

На основании практики отработки сложных систем можно предположить, что время отработки для всех исполнительных механизмов одинаково, то есть $t_i = t_0$. В этом случае выходная характеристика изделия упрощается и принимает вид

$$y(t) = e^{-\frac{t}{t_0}} y^0. \quad (11)$$

$$\frac{du(t)}{dt} = B^+ y_t^{mp}. \quad (17)$$

С учетом соотношений (8) и (13) и при введении в них обозначения $y^0 = y^{тп}$ получим

$$\frac{du(t)}{dt} = B^+ e^{-Dt} y_t^{mp}. \quad (18)$$

Откуда

$$u(t) = u^0 + B^+ \int_0^t e^{-D\tau} y_t^{mp} d\tau, \quad (19)$$

где u^0 – начальный вектор управления.

Учитывая, что

$$\int_0^t e^{-D\tau} y_t^{mp} d\tau = \frac{1}{D} (1 - e^{-Dt}) y^{mp}, \quad (20)$$

получим

$$u(t) = u^0 + B^+ \frac{1}{D} (1 - e^{-Dt}) y^{mp}. \quad (21)$$

Преобразуем соотношения (20) и (21):

$$D^{-1} = \frac{t_0}{3} I; \quad (22)$$

$$(1 - e^{-Dt}) = (1 - e^{-DT}) I = (1 - e^{-\frac{3t}{t_0}}) I. \quad (23)$$

После подстановки (23) в выражение (21) имеем

$$u(t) = u^0 + \frac{t_0}{3} (1 - e^{-\frac{3t}{t_0}}) B^+ y^{mp}. \quad (24)$$

В общем виде при задании времени T обработки вектор управляющих воздействий

$$u(t) = u^0 + T (1 - e^{-\frac{t}{T}}) B^+ y^{mp}. \quad (25)$$

Развернутый вид этого вектора

$$\begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \dots \\ u_m(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_1^0(t) \\ u_2^0(t) \\ \dots \\ u_m^0(t) \end{bmatrix} + T \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1m} \\ b_{21} & b_{22} & \dots & b_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ b_{n1} & b_{n2} & \dots & b_{nm} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} y_1^{mp} \\ y_2^{mp} \\ \dots \\ y_n^{mp} \end{bmatrix}. \quad (26)$$

Из формулы (24) следует, что при $t = 0$ вектор управления $u(t) = u_0$, а при $t = t_0$:

$$u(t) \approx u^0 + \frac{t_0}{3} B^+ y^{mp}. \quad (27)$$

Таким образом, функция управления $u_i(t)$, характеризующая динамику изменения управляющих воздействий, представлена рисунком 4.

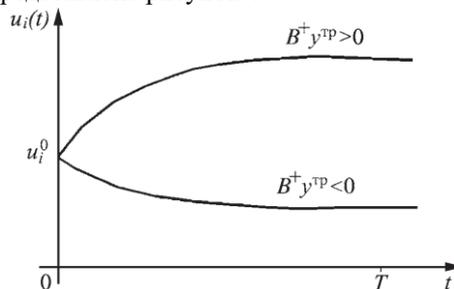


Рис. 4 Динамика изменения управляющих воздействий: T – заданный период обработки
 Fig. 4 Dynamics of changes in control actions: T - the specified period of testing

Таким образом, закон управления выбирают исходя из практических соображений, а желаемую динамику выходной характеристики определяют, используя расчеты надежности этой характеристики в виде наработки на отказ, интенсивности отказов, вероятности безотказной работы и других параметров, представленной как изменение функции во

времени за заданный срок обработки. Полученные на основе расчетных данных параметры управления в случае их нереализуемости корректируют, проводя дополнительные расчеты при изменении соответствующих расчетных параметров или изменяя динамику выходной характеристики, а также корректируя срок обработки.

На этапе обработки, когда изделие проходит испытание или эксплуатируется и соответственно появляются отказы, роль конструктора сводится к следующему.

Составляют таблицу исходных данных в виде параметров состояния, значения которых получены как расчетами до проведения доработок, так и по опытным данным – отказам и наработкам на отказ исполнительных механизмов и изделия в целом на некоторый момент времени.

Результаты полученных данных позволяют прогнозировать изменение параметра потока отказов λ и коэффициента непланового ремонта $K_{н.р}$ при дальнейшей эксплуатации.

До проведения доработки корректируют параметры отказавшего элемента, а также элементов, связанных с отказавшими функциональной зависимостью и корреляционной связью. После чего с учетом выбранного закона управления и при условии превышения параметров управления над допустимыми, корректируют техническую документацию и продолжают испытания. Если после проведения испытаний доработанного узла или системы в объеме, равном тому же, который они прошли до доработки, отказ по данному виду доработки не возникает, то доработку считают эффективной. В случае если отказ по данному типу доработки повторяется, то отказавший элемент заменяют на конструктивно новый и процедуру испытаний повторяют.

Выводы

1. Разработана методология проектного расчета надежности и изменения уровня надежности энергетических систем, их ресурсопределяющих функциональных узлов основного оборудования и элементов с учетом влияния управляющих воздействий на основе статистических методов корреляционно-регрессионного анализа. Предложенная методология является основой для создания методики оценивания управляющих воздействий для расчета выходных параметров управления паровых турбин и математической модели изменения выходных характеристик паровых турбин ТЭЦ по показателям выработки тепловой и электрической энергии.

2. На основе обработки статистических данных по отказам ресурсопределяющих функциональных узлов основного оборудования и их элементов разработаны методики и модели оценки показателей надежности серийного энергетического оборудования ТЭС на всех этапах жизненного цикла.

3. Внедрение предложенной модели сбора, хранения и обработки данных о техническом состоянии энергетического оборудования и элементов на энергетических предприятиях позволит создать информационно-технологическую основу для реализации концепции цифровой трансформации, а также эффективного управления процессом для повышения надежности производства тепловой и электрической энергии.

4. Полученные в работе результаты также могут быть использованы на стадии проектирования конструктивных элементов и разработки практических рекомендаций с целью продления сроков эксплуатации генерирующих систем, а также совершенствования программ ремонтной деятельности энергетического оборудования по фактическому техническому состоянию на базе цифровых технологий.

Литература

1. Султанов М.М., Труханов В.М., Аракелян Э.К., Куликова М.А. Методы достижения и обеспечения высокого уровня надежности и безопасности энергетического оборудования ТЭС, ГЭС, АЭС на всех этапах жизненного цикла // Новое в российской электроэнергетике. 2018. № 3. С. 6-15.

2. Султанов М.М., Курьянова Е.В. Технико-экономическая оценка параметров тепловых схем ТЭС с водородным генератором // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 2. С. 46-55.

3. Arakelyan E.K., Boldyrev I.A., Evseev K.V., Gorban Y.A. Application of machine learning methods for optimizing the technical and economic performance of generating systems // В сборнике: The II «International Theoretical and Practical Conference on Alternative and Smart Energy». Conference proceedings. Voronezh, 2021. p. 12011.

4. Sultanov M.M., Trukhanov V.M., Gorban Y.A. High value heat-power equipment component test planning with time-series technique at single reliability level // В сборнике: Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020. 2020. p. 9059231.

5. Mangara BT. On some methods of reliability improvement of engineering systems. Bloemfontein, Free State, South Africa: University of the Free State; 2015 p. 155.
6. Mohan M, Gandhi OP, Agrawal VP. Real-time reliability index of a steam power plant. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Pt A: Journal of Power and Energy. 2008. V. 222. pp. 355–369.
7. Kalaba D.V., et al.: Determining the Teoretical Reliability function of Thermal Power. Thermalscience: Year 2014. V. 18, Suppl. 1, pp. PP. 229 – 238.
8. Arakelyan E.K., Boldyrev I.A., Gorban Y.A. TPP Generating unit technical and economic index accuracy increase // в сборнике: proceedings of the 2nd 2020 international youth conference on radio electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020. 2020. pp. 9059234.
9. Гартунг Ю.А. Исследование развития динамических систем, обусловленного некоторыми дифференциальными программами. М.: Наука. 1984. 59 с.
10. Труханов В.М. Надежность в технике: монография. ... 2-е изд., перераб. и доп. М.: Издательский дом «Спектр», 2017. 656 с.
11. Труханов, В. М. Новый подход к обеспечению надежности сложных систем: монография. М.: Издательский дом «Спектр», 2010. 247 с.
12. Труханов, В. М., Тарнаев А. Г. Надежность и диагностика сложных систем: учебник / под общ. ред. В. М. Труханова. М.: Издательский дом «Спектр», 2016. 175 с.
13. Труханов В.М. Надежность технических систем типа подвижных установок на этапе проектирования и испытаний опытных образцов: монография. М.: Машиностроение, 2003. 320 с.
14. Федотов А.И., Вагапов Г.В., Абдуллазянов А.Ф., и др. Цифровая система мониторинга повреждений на линиях электропередачи // Известия высших учебных заведений. проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 146-155.
15. Бык Ф.Л., Какоша Ю.В., Мышкина Л.С. Фактор надежности при проектировании распределительной сети // Известия высших учебных заведений. проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 6. С. 43-54.

Автор публикации

Султанов Махсуд Мансурович – канд. техн. наук, доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией Цифровых технологий филиала «Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Волжском. E-mail: sultanov_mm@mail.ru.

References

1. Sultanov MM, Trukhanov VM, Arakelyan EK, et al. Metody dostizheniya i obespecheniya vysokogo urovnya nadezhnosti i bezopasnosti energeticheskogo oborudovaniya TES, GES, AES na vsexh etapakh zhiznennogo tsikla. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike*. 2018;3:6-15.
2. Sultanov MM, Kur'yanova EV. Tekhniko-ekonomicheskaya otsenka parametrov teplovykh skhem TES s vodorodnym generatorom. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2021;23(2):46-55.
3. Arakelyan EK, Boldyrev IA, Evseev KV. Application of machine learning methods for optimizing the technical and economic performance of generating systems. The II «International Theoretical and Practical Conference on Alternative and Smart Energy». Conference proceedings. Voronezh, 2021. p. 12011.
4. Sultanov MM, Trukhanov VM, Gorban YA. *High value heat-power equipment component test planning with time-series technique at single reliability level*. Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020. 2020. p. 9059231.
5. Mangara BT. *On some methods of reliability improvement of engineering systems. Bloemfontein*. Free State, South Africa: University of the Free State; 2015 p. 155.
6. Mohan M, Gandhi OP, Agrawal VP. Real-time reliability index of a steam power plant. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: *Journal of Power and Energy*. 2008; 222:355–369.
7. Kalaba DV, et al. *Determining the Teoretical Reliability function of Thermal Power*. Thermalscience: Year 2014;18(1):229-238.

8. Arakelyan EK, Boldyrev IA, Gorban YA. TPP Generating unit technical and economic index accuracy increase. Proceedings of the 2nd 2020 international youth conference on radio electronics. *Electrical and Power Engineering*. REEPE 2020. 2020. pp. 9059234.

9. Gartung YuA. *Issledovanie razvitiya dinamicheskikh sistem, obuslovlennogo nekotorymi differentsial'nymi programmami*. M.: Nauka, 1984. 59 P.

10. Trukhanov VM. *Nadezhnost' v tekhnike: monografiya*. 2-e izd., pererab. i dop. M.: Izdatel'skii dom «Spektr». 2017. 656 P.

11. Trukhanov VM. *Novyi podkhod k obespecheniyu nadezhnosti slozhnykh sistem: monografiya*. M.: Izdatel'skii dom «Spektr». 2010. 247 P.

12. Trukhanov VM, Tarnaev AG. *Nadezhnost' i diagnostika slozhnykh sistem: pod obshch. red. V.M. Trukhanova*. M.: Izdatel'skii dom «Spektr», 2016. 175 P.

13. Trukhanov VM. *Nadezhnost' tekhnicheskikh sistem tipa podvizhnykh ustanovok na etape proektirovaniya i ispytanii opytnykh obraztsov: monografiya*. M.: Mashinostroenie, 2003/320 P.

14. Fedotov AI, Vagapov GV, Abdullazyanov AF, et al. Tsifrovaya sistema monitoringa povrezhdenii na liniyakh elektroperedachi. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. problemy energetiki*. 2021;23(1):146-155.

15. Byk FL, Kakosha YuV, Myshkina LS. Faktor nadezhnosti pri proektirovanii raspredelitel'noi seti. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. problemy energetiki*. 2020;22(6):43 - 54.

Author of the publication

Mahsud M. Sultanov – Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI). E-mail: sultanov_mm@mail.ru.

Получено 20.10.2021г.

Отредактировано 27.10.2021г.

Принято 27.10.2021г.



МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЦЕНТРА ПИТАНИЯ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Грачева¹ Е.И., Табачникова² Т.В., Швецова² Л.В.

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

tvtab@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть особенности системы электроснабжения нефтегазодобывающего комплекса, разнообразие компоновки электротехнических комплексов добывающих скважин. Разработать универсальную методику определения оптимального значения напряжения в центре питания, т.е. на секциях шин промышленной подстанции. *МЕТОДЫ.* При расчете напряжения в центре питания, обеспечивающего определенную величину напряжения на статоре самого удаленного электродвигателя, использовался метод уравнивания потенциалов в узлах отходящей линии при расчете нагрузок элементов электротехнических комплексов добывающих скважин. Разработка методики расчета оптимальной величины напряжения центра питания проводилась с использованием метода познания, который получил название восхождения от простого к сложному. Поиск оптимальной величины напряжения центра питания необходимо производить численными методами с привлечением того или иного программного продукта, позволяющего использовать поисковые алгоритмы. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье предложена методика расчета оптимального напряжения центра питания отходящей линии нефтегазодобывающего предприятия. Разработанная методика может быть применима под широкий спектр энергетических критериев оптимизации и для любой конфигурации схемы отходящей линии, учитывает технологические особенности процесса механизированной добычи нефти и обеспечивает снижение потребления электроэнергии. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Рассмотренная в статье методика расчета позволяет разработать оптимальный перечень организационно-технических мероприятий по регулированию напряжения в промышленной распределительной электрической сети с целью снижения электропотребления.

Ключевые слова: энергоэффективность; потери напряжения; алгоритм расчета оптимального напряжения; электротехнический комплекс добывающей скважины; электротехнический комплекс отходящей линии.

Для цитирования: Грачева Е.И., Табачникова Т.В., Швецова Л.В. Методика расчета оптимального напряжения центра питания отходящей линии промышленной подстанции нефтегазодобывающего предприятия // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. №5. С.56-70. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-56-70.

THE METHOD OF CALCULATING OPTIMAL VOLTAGE OF POWER SUPPLY CENTER OF OUTGOING LINE OF FIELD SUBSTATION OF OIL AND GAS PRODUCING ENTERPRISE

EI. Gracheva¹, TV. Tabachnikova², LV. Shvetskova²

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

tvtab@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* To consider the features of power supply system of oil and gas production complex, variety of layout of electrical complexes of producing wells. To develop a universal methodology for determining optimal voltage value in power supply center, that is, on substation power bus. *METHODS.* When calculating voltage in power supply center, which provides a certain amount of voltage on stator of most remote electric motor, method of equalizing

potentials in nodes of outgoing line was used when calculating loads of elements of electrical complexes of producing wells. The development of a methodology for calculating optimal voltage of power supply center was carried out using the method of cognition, which was called ascent from simple to complex. The search for optimal voltage value of power supply center must be carried out by numerical methods with involvement of a software product that allows use of search algorithms. RESULTS. The article proposes a method for calculating optimal voltage of power supply center of outgoing line of an oil and gas producing enterprise. The developed technique can be applied under a wide range of energy optimization criteria and for any configuration of outgoing line circuit, takes into account technological features of the process of mechanized oil production and ensures a reduction in electricity consumption. CONCLUSION. The calculation method considered in article makes it possible to develop an optimal list of organizational and technical measures for voltage regulation in distribution network in order to reduce power consumption.

Keywords: *energy efficiency; voltage losses; algorithm for calculating optimal voltage; electrical engineering complex of producing well; electrical engineering complex of outgoing line.*

For citation: Gracheva EI, Tabachnikova TV, Shvetskova LV. Research of current distribution by phases in asynchronous electric motor with a combined winding. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5):56-70. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-56-70.

Введение

Год от года экономические условия становятся всё более жёсткими. Условия мировой экономики, требования природоохранных организаций, а также государственная политика в соответствии со Стратегией долгосрочного развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г., требуют от нефтегазодобывающих компаний развития направления оптимизации потребления энергетических ресурсов при добыче и транспортировке углеводородного сырья.

Традиционными задачами оптимизации режимов электроэнергетических систем и систем электроснабжения являются: рациональное использование энергетических ресурсов; определение оптимальной стратегии развития энергосистем; распределение нагрузок между источниками электроэнергии (действующих и проектируемых систем электроснабжения); выбор оптимальных конфигураций электрических сетей; выбор оптимального месторасположения, мощности и срока ввода в эксплуатацию новых электростанций, подстанций, ЛЭП; выбор оптимальных маршрутов осмотра энергетических объектов; выбор оптимального состава генерирующего оборудования; выбор наилучших маршрутов транспортировки топлива.

Важно отметить, что при снижении электропотребления должны быть обеспечены допустимые отклонения напряжения на зажимах каждого электроприемника. Эффективное потребление электроэнергии должно рассматриваться при различных сочетаниях уровней напряжения и мощностей конденсаторных батарей. До сих пор задачи взаимосвязи уровня напряжения и выбора степени компенсации реактивной мощности недостаточно проработаны. Ряд научных трудов представляет математическое моделирование оптимальных режимов электростанций при перспективном проектировании электроэнергетических систем, включающее в себя исходную информацию о системе, ее параметры и суммарные мощности.

Одной из отличительных особенностей предприятий нефтегазодобывающей отрасли является их высокая энергоёмкость, поэтому важным направлением, требующим развития в области энергосбережения на предприятиях данной отрасли, является оптимизация режимов напряжения и электропотребления. Локальное повышение энергоэффективности на предприятиях нефтедобычи, т.е. на уровне модернизации техники и технологий, а не на уровне управления режимами электротехнического комплекса предприятия, не позволяет получить ожидаемый экономический эффект от внедрения в полном объеме. [1-4]

После принятия закона № 261-ФЗ от 23.10.2009 г. появляются работы, направленные на решение проблем энергоэффективности и энергосбережения путем оптимизации затрат на потребляемую из сети электроэнергию с учетом особенностей технологического процесса [5]. Непосредственно для нефтегазодобывающих предприятий была разработана математическая модель электротехнического комплекса добывающей скважины, оборудованной винтовым насосом с поверхностным приводом, в которой увязываются в

единую систему гидрогеология и гидродинамика месторождения, техника и технология, электроэнергетика, экономика и экология [6].

Весомую роль в определении оптимального уровня напряжения в центре питания играет промысловая нагрузка, важен учёт технологического процесса механизированной добычи нефти. Очевидно, что тип погружного насоса также влияет на величину оптимального напряжения в центре питания отходящей линии. С целью разработки методики расчёта оптимальной величины напряжения центра питания промышленной распределительной электрической сети нефтедобывающего предприятия авторами рассмотрены возможные варианты гипотетических отходящих линий электротехнических комплексов добывающих скважин с различными типами погружных насосов.

Материалы и методы исследования

При расчете напряжения в центре питания, обеспечивающего определенную величину напряжения на статоре самого удаленного электродвигателя, использовался метод уравнивания потенциалов в узлах отходящей линии при расчете нагрузок элементов электротехнических комплексов добывающих скважин [7-9].

На основании проведённых исследований на гипотетических отходящих линиях промышленной распределительной электрической сети авторами разработаны: универсальная методика и алгоритм расчёта оптимального уровня напряжения в центре питания, обеспечивающего оптимум по потерям напряжения, а также программа расчета оптимальной величины напряжения в центре питания, которая может быть адаптирована для отходящих линий промышленной сети с различными компоновками электротехнических комплексов добывающих скважин [10-15].

Разработка методики расчета оптимальной величины напряжения центра питания проводилась с использованием метода познания, который получил название восхождения от простого к сложному. Асинхронный двигатель описывается системой из пяти нелинейных дифференциальных уравнений, аналитического решения которых принципиально не существует. Для выбора оптимального по какому-либо критерию уровня напряжения питания одного двигателя необходимо пользоваться численными методами расчета [16]. Задача определения оптимальной величины напряжения центра питания отходящей линии на нефтяном промысле не простая задача, поскольку к одной отходящей линии может быть подключено 10 и более скважин, и количество решаемых одновременно уравнений существенно возрастает [17-20]. Поэтому принципиально поиск оптимальной величины напряжения центра питания должен производиться численными методами с привлечением того или иного программного продукта, позволяющего использовать поисковые алгоритмы.

Результаты

Сформулирована универсальная методика определения оптимального напряжения центра питания отходящей линии нефтяного промысла, удовлетворяющая критерию оптимизации по потерям напряжения с учетом особенности технологического процесса механизированной добычи нефти. Данная методика может быть применима под широкий спектр энергетических критериев оптимизации и для любой конфигурации схемы отходящей линии, учитывающая технологические особенности процесса механизированной добычи нефти и обеспечивающая снижение потребления электроэнергии. Разработана программа расчета оптимальной величины напряжения в центре питания, которая может быть адаптирована под любую отходящую линию с электротехническими комплексами добывающих скважин.

Предположим, что отходящая линия нефтяного промысла, например, питающая электротехнический комплекс добывающих скважин (ЭКДС), является неразветвленной и содержит n узлов (рис. 1).

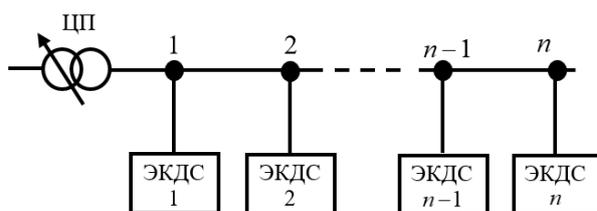


Рис. 1. Неразветвленная отходящая линия электротехнического комплекса добывающих скважин с произвольным числом узлов

Fig. 1. An unbranched outgoing line of an electrical complex of producing wells with an arbitrary number of nodes

Электротехнические комплексы добывающих скважин ЭКДС1 – ЭКДС n могут быть оборудованы как центробежными или винтовыми насосами с погружными электродвигателями (ПЭД), так и штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ), приводимыми в движения асинхронными электродвигателями общепромышленного исполнения.

Исходными данными для расчета являются: количество узлов n в; производительности $Q_1 - Q_n$ насосов при номинальной скорости двигателей; коэффициенты $k_{M1} - k_{Mn}$ или $k_{M2.1} - k_{M2.n}$ в зависимости от типа насоса, применяемого в скважине; параметры Г-образной схемы замещения асинхронных двигателей $R_{2Г1} - R_{2Гn}$, $X_{k1} - X_{kn}$, $X_{m1} - X_{mn}$; скорости идеального холостого хода $\omega_{0,1} - \omega_{0,n}$ и номинальные скорости вращения двигателей $\omega_{ном1} - \omega_{номn}$; номинальные значения моментов двигателей $M_{ном1} - M_{номn}$; моменты трогания $M_{0,1} - M_{0,n}$; минимально допустимые значения фазного напряжения двигателей $U_{1min,1} - U_{1min,n}$; шаг приращения напряжения двигателя самого удаленного узла $\Delta U_{step,n}$; шаг приращения напряжения ΔU двигателей с 1-го до $(n - 1)$ -го; максимально допустимое напряжение на статоре самого удаленного двигателя $U_{1max,n}$; коэффициенты полезного действия двигателей $\eta_1 - \eta_n$; коэффициенты передачи $k_{cy1}^{U1} - k_{cy1}^{U1}$; паспортные данные трансформаторов $S_{ном.ТМПН1} - S_{ном.ТМПНn}$; $U_{ном.ТМПН1} - U_{ном.ТМПНn}$; $\Delta P_{xx.ТМПН1} - \Delta P_{xx.ТМПНn}$; $\Delta P_{кз.ТМПН1} - \Delta P_{кз.ТМПНn}$; $\Delta Q_{xx.ТМПН1} - \Delta Q_{xx.ТМПНn}$; $\Delta Q_{кз.ТМПН1} - \Delta Q_{кз.ТМПНn}$; $U_{к.ТМПН1, \%} - U_{к.ТМПНn, \%}$; $k_{ТМПН1} - k_{ТМПНn}$; $S_{ном.nm1} - S_{ном.nmn}$; $U_{ном.nm1} - U_{ном.nmn}$; $\Delta P_{xx.nm1} - \Delta P_{xx.nmn}$; $\Delta Q_{xx.nm1} - \Delta Q_{xx.nmn}$; $\Delta Q_{кз.nm1} - \Delta Q_{кз.nmn}$; $U_{к.nm1, \%} - U_{к.nmn, \%}$; $k_{nm1} - k_{nmn}$; $\Delta P_{кз.nm1} - \Delta P_{кз.nmn}$ активные и индуктивные сопротивления кабельных линий $R_{кп1} - R_{кпn}$ и $X_{кп1} - X_{кпn}$; активные и индуктивные сопротивления воздушных линий $R_{л1} - R_{лn}$ и $X_{л1} - X_{лn}$; активные и индуктивные сопротивления $R_{щ1} - R_{щ(n-1)-n}$ и $X_{щ1} - X_{щ(n-1)-n}$ между узлами нагрузки отходящей линии; реактивные сопротивления конденсаторных батарей, подключенных к статорным обмоткам асинхронных двигателей $X_{кy1} - X_{кyn}$.

Обсуждение результатов

Разработанная методика расчета оптимального напряжения центра питания отходящей линии учитывает разнообразие типов погружных насосов с характерными механическими характеристиками. Методика представляет собой определенную последовательность вычислительных процедур, которую удобно представить в виде алгоритма (рис.2).

Во втором блоке присваивается условный номер шага расчетов $i = -1$. Затем организуется цикл расчетов с вариацией напряжения на самом удаленном двигателе с погружным насосом. В третьем блоке (операторе присвоения) к предыдущему номеру шага расчета прибавляется 1. Поэтому расчет начинается при $i = 0$, и в четвертом операторе рассчитывается приращение фазного напряжения $\Delta U_{1n} = 0$. В следующем блоке находится напряжение на самом удаленном двигателе, подключенном к n -ому узлу отходящей линии $U_{1n} = U_{1min,n} + \Delta U_{1n} = U_{1min,n}$. То есть сначала принимается минимально допустимая величина фазного напряжения на самом удаленном двигателе, например, на 10% меньше номинального значения.

В шестом блоке переменной q , с помощью которой организуется цикл расчетов для каждого узла отходящей линии, присваивается значение $q = 1$. В седьмом блоке к предыдущему значению q прибавляется 1, то есть q становится равной 0. Следующий блок производит сравнение величины q с нулем, и поскольку на первом шаге этого цикла (цикла узлов) так оно и есть, то разработанная методика и алгоритм расчета отправляют нас к блоку 16. И если электродвигатель $(n - q)$ -ого узла является погружным, то мы переходим к блоку 17.

Принципиальным отличием ПЭД с центробежным или винтовым насосом от ШСНУ является наличие повышающего трансформатора типа ТМПН, преобразующего напряжение 0,4 кВ на нестандартное значение, а также длинного кабеля, соединяющего этот

трансформатор с ПЭД. Поэтому в блоках 17 – 27 производится последовательный расчет скорости вращения ПЭД $\omega_{(n-q)}$; фактического скольжения $S_{(n-q)}$; потребления двигателем активной $P_{ПЭД(n-q)}$ и реактивной $Q_{ПЭД(n-q)}$ мощности; потерь мощности $\Delta P_{кл(n-q)}$ и $\Delta Q_{кл(n-q)}$ на соединительном кабеле, активной $P_{ТМПН(n-q)}$, реактивной $Q_{ТМПН(n-q)}$ и полной $S_{ТМПН(n-q)}$ нагрузки на выходе повышающего трансформатора; падения напряжения $\Delta U_{кл(n-q)}$ на соединительном кабеле, напряжения $U_{ТМПН(n-q)}$ на выходе трансформатора ТМПН; коэффициента загрузки $\beta_{ТМПН(n-q)}$, потерь мощности $\Delta P_{ТМПН(n-q)}$, $\Delta Q_{ТМПН(n-q)}$, $\Delta S_{ТМПН(n-q)}$ и падения напряжения $\Delta U_{ТМПН(n-q)}$ на этом трансформаторе.

Затем расчет переходит в блок 33, в котором определяется напряжение $U_{2nm(n-q)}$ на выходе понижающего трансформатора, обеспечивающего требуемое напряжение $U_{1n} = U_{1min.n} + \Delta U_{1n} = U_{1min.n}$ на статоре ПЭД. В блоке 34 определяется активная $P_{2nm(n-q)}$, реактивная $Q_{2nm(n-q)}$ и полная $S_{2nm(n-q)}$ нагрузка понижающего трансформатора.

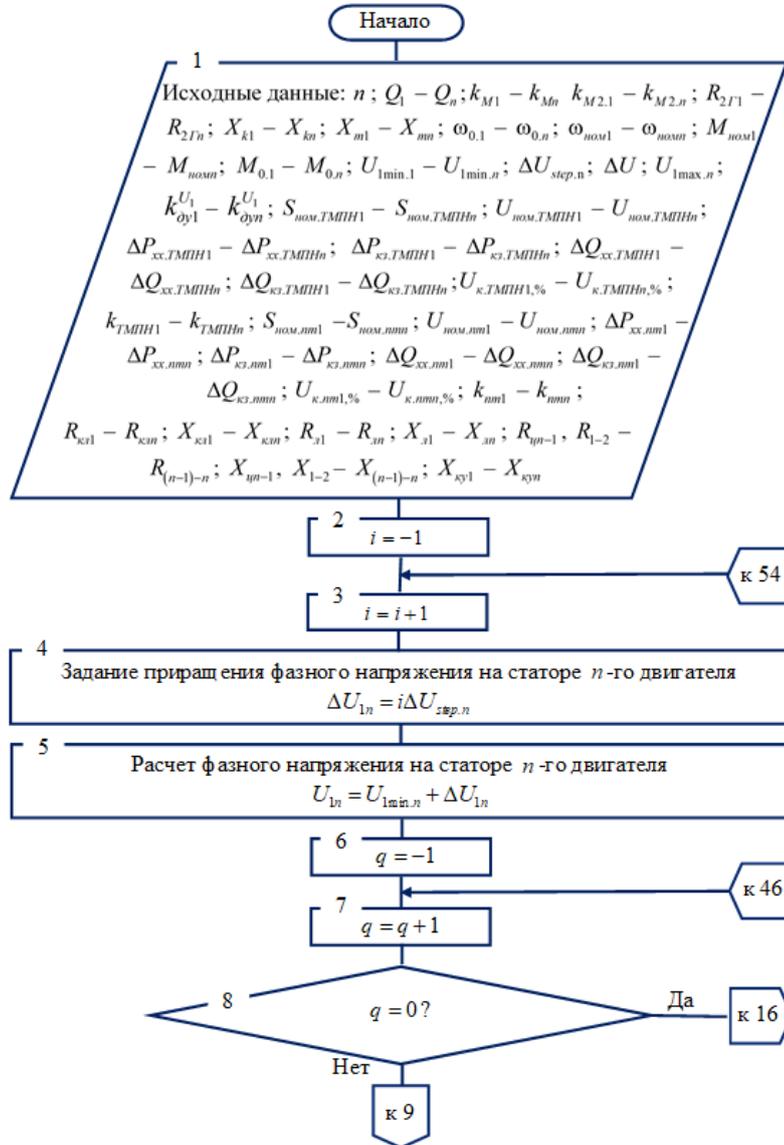


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (начало) Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (beginning)

Если асинхронный двигатель самого удаленного насоса принадлежит ШСНУ, то расчет происходит по другой ветви представленного алгоритма, и из блока 16 мы переходим в блок 28, где определяется средняя скорость $\Omega_{(n-q)}$ двигателя за период качания. Затем в блоках 29 – 32 происходит последовательное вычисление среднего скольжения $S_{(n-q)}$, потребления двигателем ШСНУ активной $P_{АД(n-q)}$ и реактивной $Q_{АД(n-q)}$ мощности и напряжения $U_{2nm(n-q)}$ нагрузки $P_{2nm(n-q)}$, $Q_{2nm(n-q)}$ и $S_{2nm(n-q)}$ понижающего трансформатора.

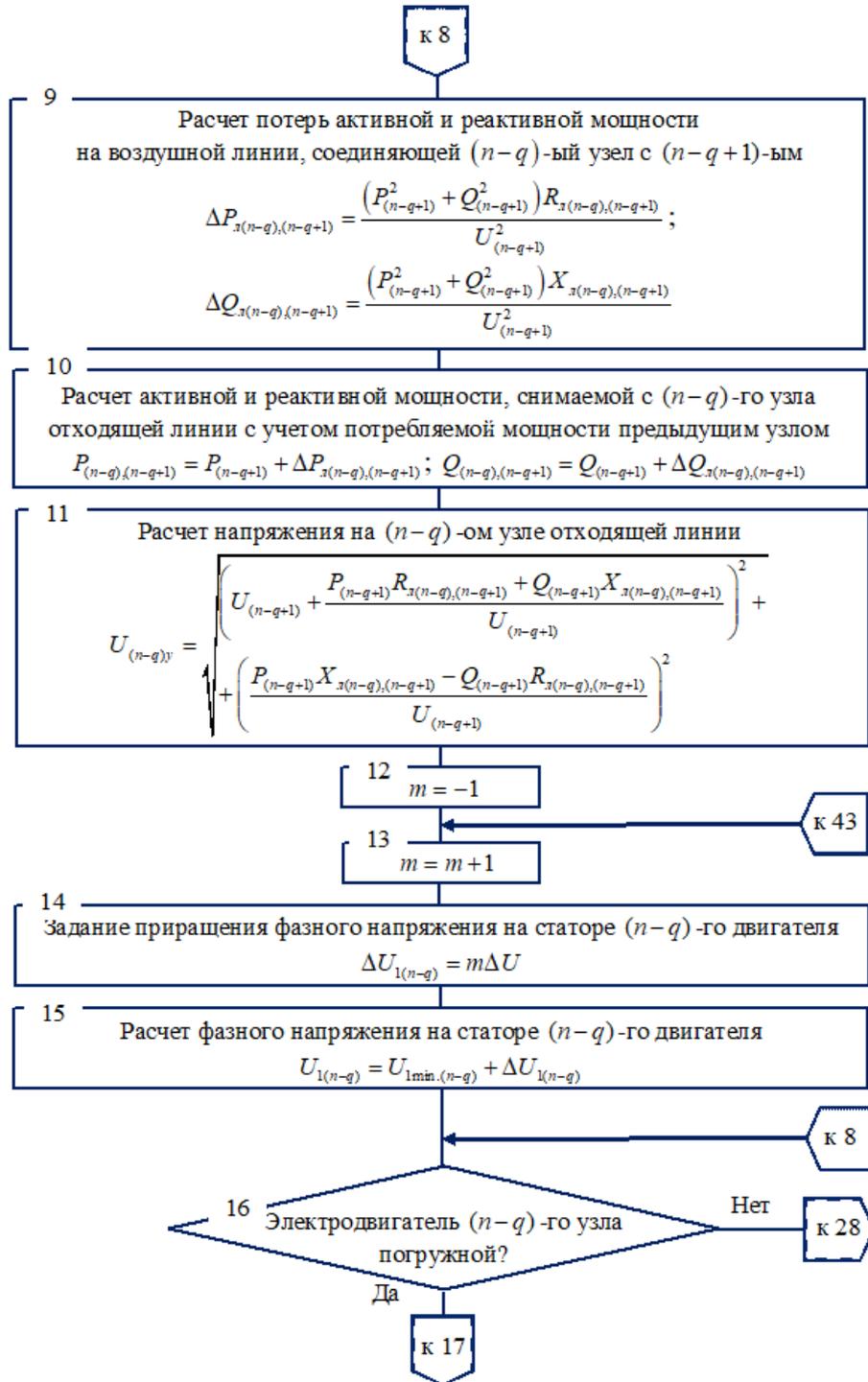


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение рис.1)

Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (continuation of fig. 1)

Далее независимо от типа насоса в блоках 35 и 36 производится расчет коэффициента загрузки $\beta_{nm(n-q)}$ и потерь мощности $\Delta P_{nm(n-q)}$, $\Delta Q_{nm(n-q)}$, $\Delta S_{nm(n-q)}$ на этом трансформаторе. В блоках 37 и 38 определяется активная $P_{1nm(n-q)}$, реактивная $Q_{1nm(n-q)}$ и полная $S_{1nm(n-q)}$ мощность на входе понижающего трансформатора, а также падение напряжения на нем $\Delta U_{nm(n-q)}$. В блоке 39 производится расчет напряжения $U_{1nm(n-q)}$ на входе понижающего трансформатора, в блоке 40 – потери активной $\Delta P_{л(n-q)}$ и реактивной $\Delta Q_{л(n-q)}$ мощности на воздушной линии, соединяющей $(n-q)$ -ый узел отходящей линии с соответствующим трансформатором, а в блоке 41 – напряжение $U_{(n-q)у,2}$ на этом узле.

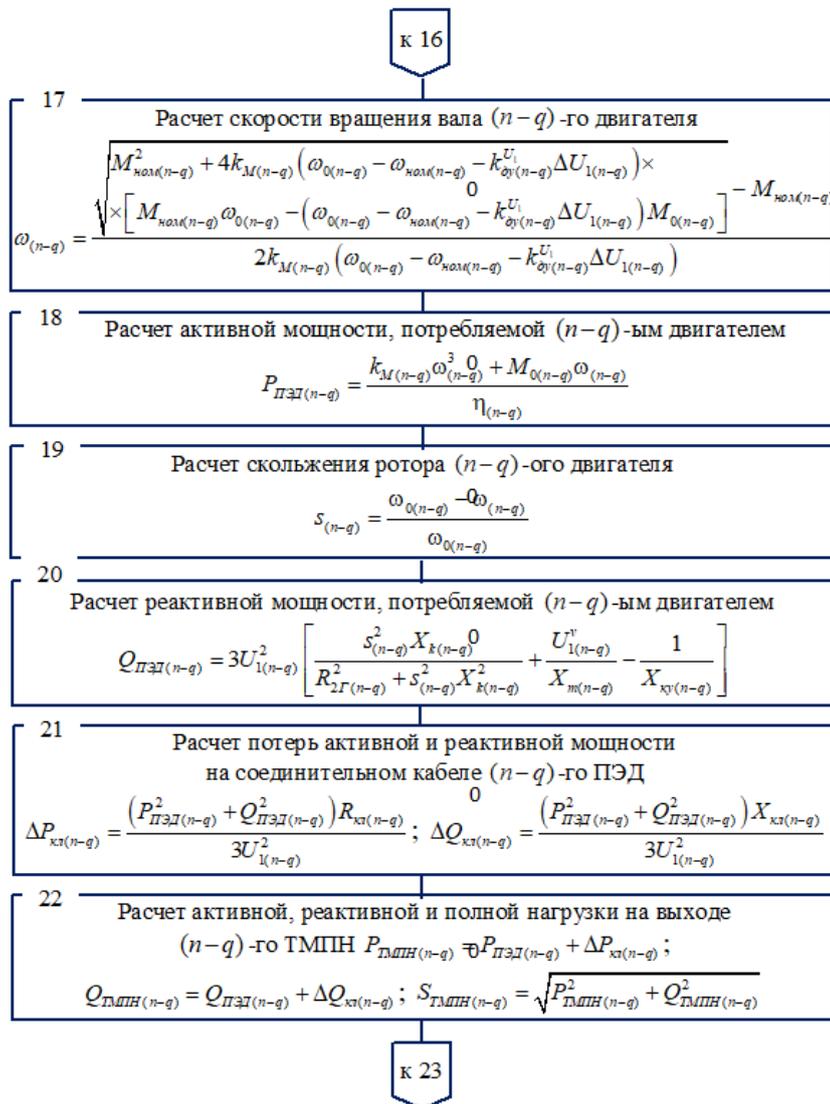


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение 2).

Если идет первый шаг цикла узлов, то есть $q=0$, то в алгоритме расчета происходит переход в блок 44, где осуществляется расчет падения напряжения $\Delta U_{л(n-q)}$ на воздушной линии, соединяющей $(n-q)$ -ый узел отходящей линии с понижающим трансформатором.

Затем в блоке 45 находится активная $P_{(n-q)}$ и реактивная $Q_{(n-q)}$ мощность, снимаемая с $(n-q)$ -ого узла. И поскольку на первом шаге цикла узлов $(n-q) \neq 1$, то в алгоритме расчета оптимального напряжения в центре питания происходит переход в блок 7, где начинается новый шаг в цикле узлов. В этом случае $q \neq 0$, поэтому в блоке 9 вычисляются активные $\Delta P_{л(n-q),(n-q+1)}$ и реактивные $\Delta Q_{л(n-q),(n-q+1)}$ потери мощности на воздушной линии, соединяющей $(n-q)$ -ый и $((n-q)+1)$ -ый узлы отходящей линии.

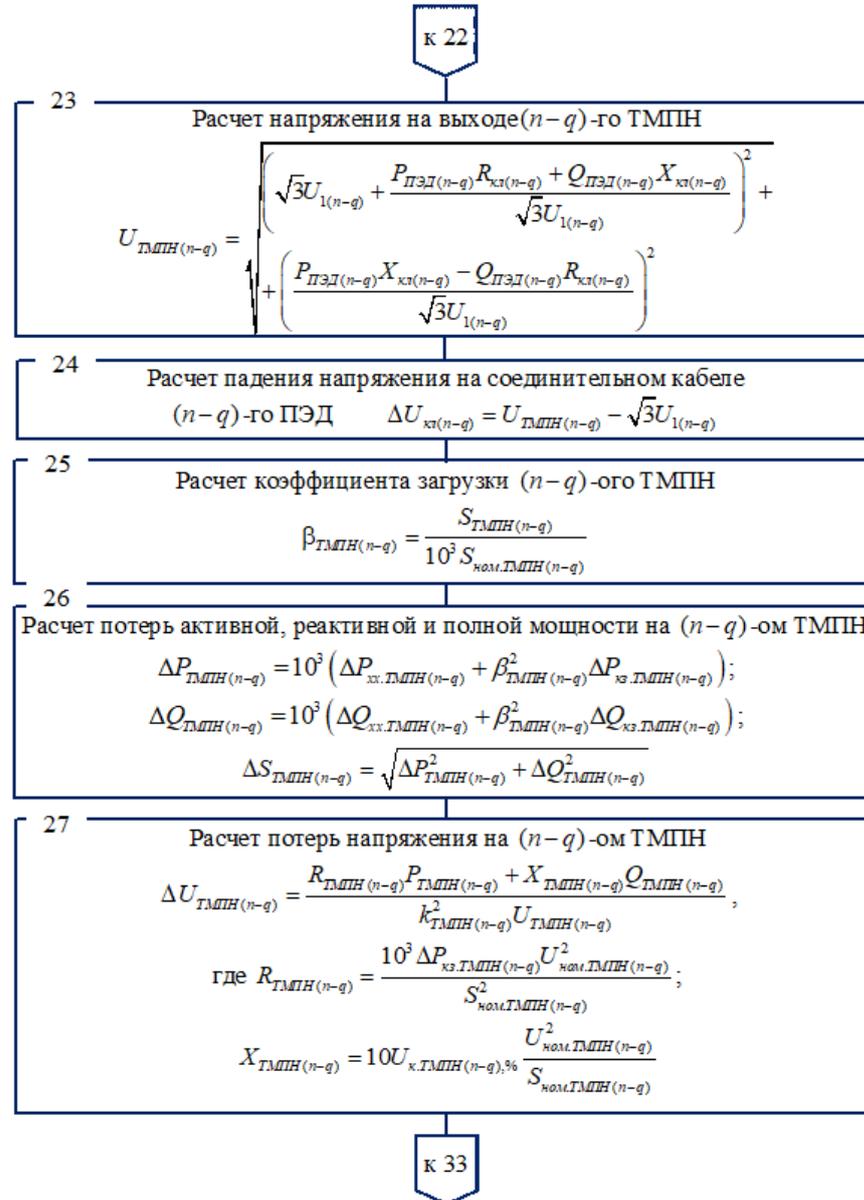


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение 3)

В блоке 10 определяются значения активной $P_{(n-q),(n-q+1)}$ и реактивной $Q_{(n-q),(n-q+1)}$ мощности, снимаемой с $(n-q)$ -го узла отходящей линии для питания более удаленных узлов, а в блоке 11 – напряжение $U_{(n-q)y}$ на узле с номером $(n-q)$.

Затем алгоритм расчета переходит в блок 12, где переменной m присваивается начальное значение $m = -1$, после чего в блоке 13 к этому значению прибавляется 1 и начинается цикл подбора напряжения на статоре $(n-q)$ -го асинхронного двигателя,

которое должно быть при напряжении $U_{(n-q)y}$. Поэтому в блоках 14 и 15 рассчитывается в зависимости от величин t и ΔU значение фазного напряжения на статоре $(n-q)$ -го асинхронного двигателя.

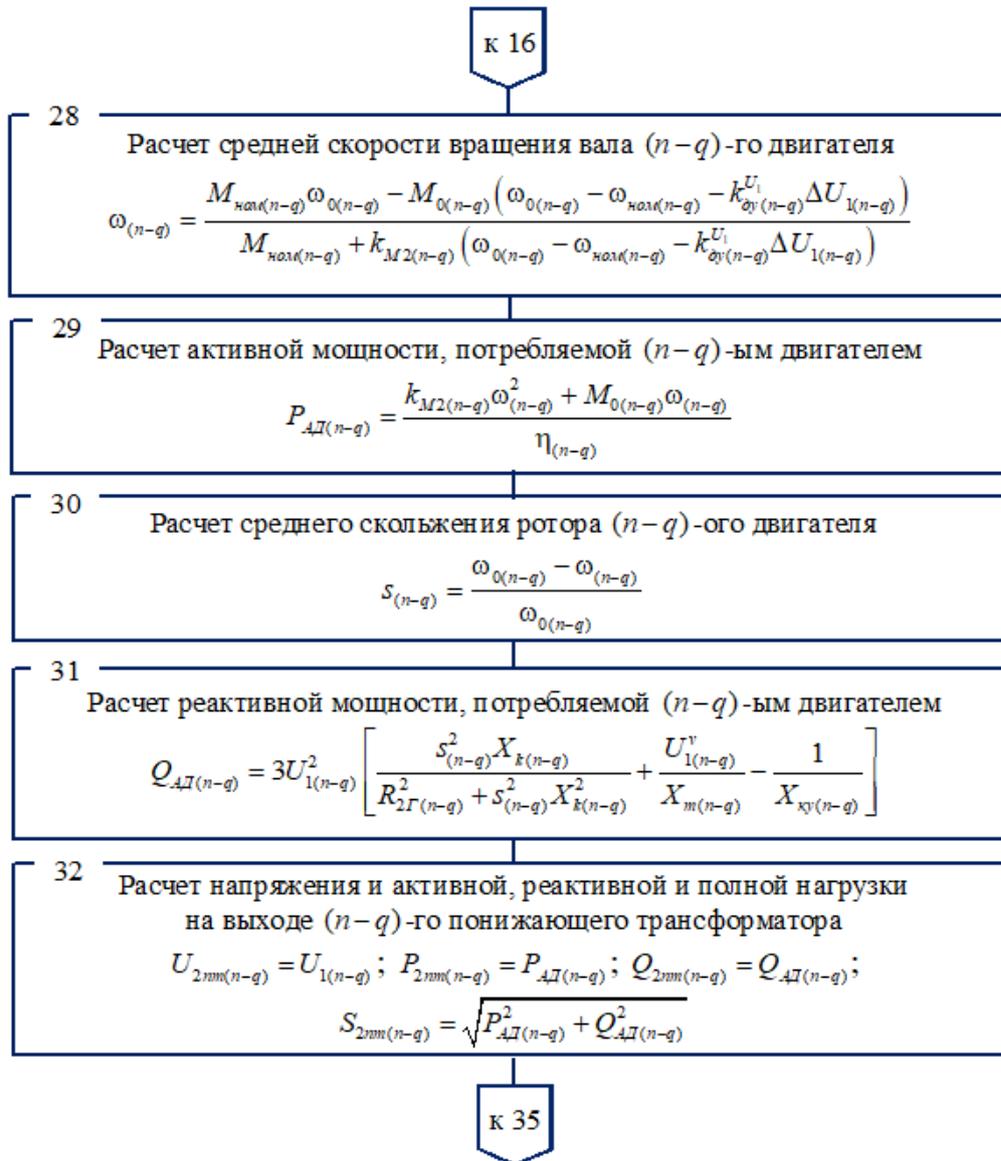


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение 4)

Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (continued 4)

Далее вычислительные процедуры переходят в блок 16 и повторяются те же самые расчеты, которые производятся при $q=0$. Единственная отличительная особенность вычислений при $q \neq 0$ заключается в том, что после блока 42 происходит переход в блок 43, где сравниваются значения $U_{(n-q)y,2}$ с $U_{(n-q)y}$. Если они не совпадают, то опять происходит переход в блок 13 и повторяются все расчеты, пока значения $U_{(n-q)y,2}$ и $U_{(n-q)y}$ не совпадут с некоторой незначительной погрешностью.

При совпадении $U_{(n-q)y,2}$ с $U_{(n-q)y}$, вычислительные процедуры переходят в блоки 44 – 46, и затем циклы узлов и подбора напряжения на статоре $(n-q)$ -го асинхронного двигателя повторяются до тех пор, пока в блоке 46 не зафиксируется значение $(n-q)=1$, подтверждающее, что расчеты по всем узлам отходящей линии завершены.

После этого в блоках 47 – 53 происходит последовательный расчет активных $\Delta P_{\text{цп}}$ и реактивных $\Delta Q_{\text{цп}}$ потерь мощности на воздушной линии, соединяющей центр питания с 1-ым узлом отходящей линии; активной $P_{\text{цп}}$, реактивной $Q_{\text{цп}}$ и полной $S_{\text{цп}}$ мощностей, потребляемых из центра питания; напряжения $U_{\text{цп}}$ в центре питания; падения напряжения на воздушной линии, соединяющей центр питания с n -ым узлом, суммарные потери активной и реактивной мощности; сумма всех падений напряжений на всех элементах принципиальной схемы отходящей линии; суммарный дебит Q всех скважин, подключенных к рассматриваемой отходящей линии; коэффициент эффективности $k_{\text{эф}}$ и удельные затраты энергии E_1 и E_2 .

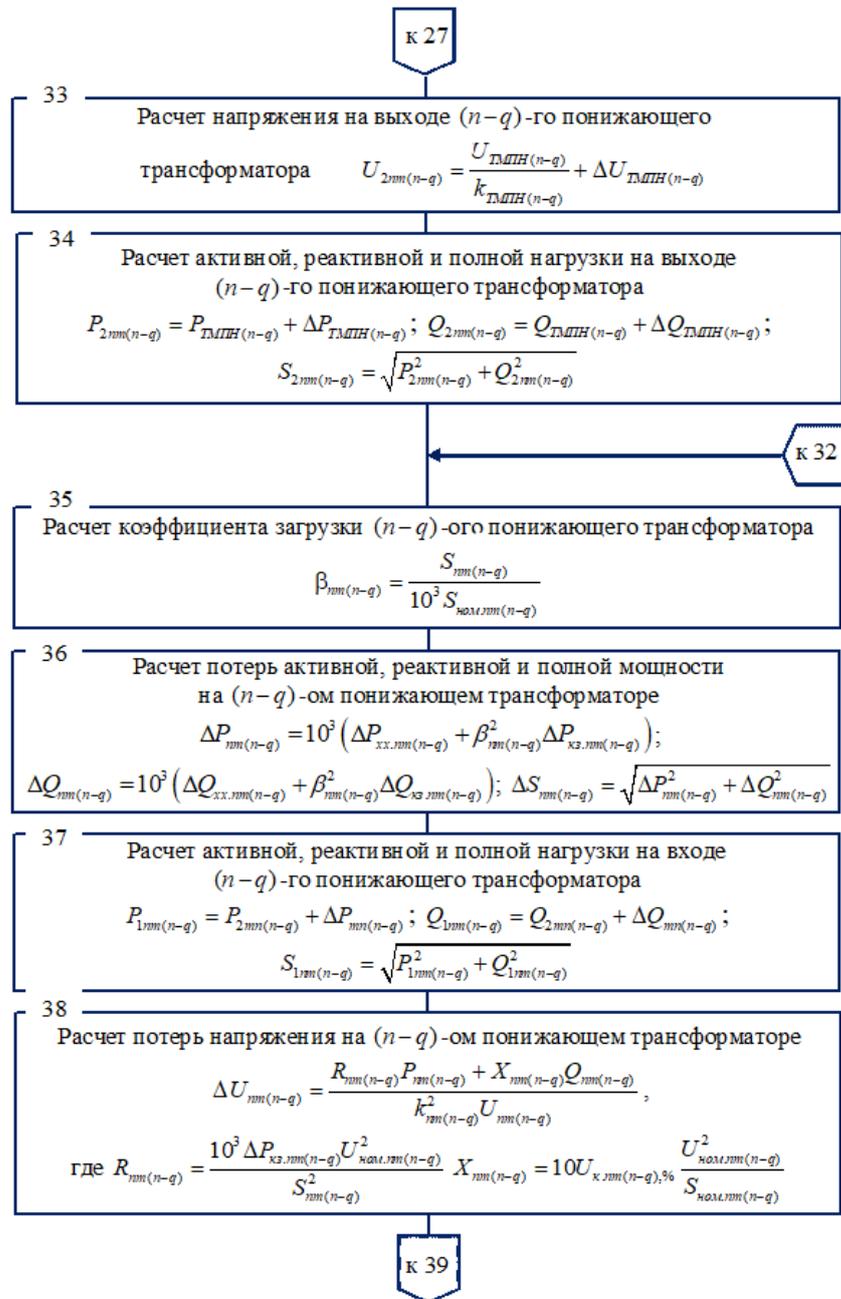


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение 5)

Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (continued 5)

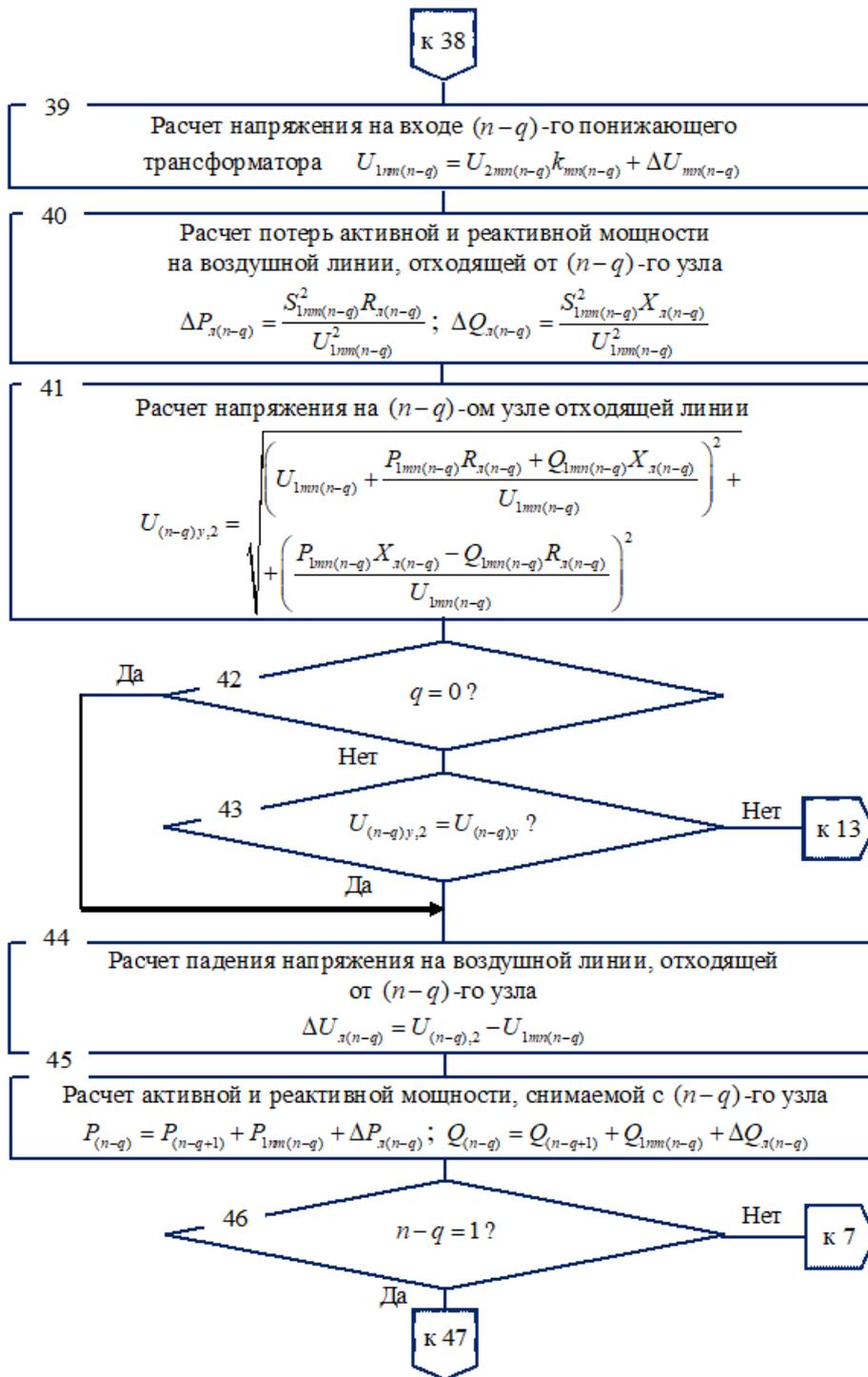


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (продолжение 6)

Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (continued 6)

Далее в блоке 54 сравнивается напряжение на самом удаленном двигателе с максимально допустимым значением $U_{1,max,n}$. Если оно не достигнуто, то происходит переход в третий блок и производятся все описанные выше расчеты для другого значения напряжения на статоре самого удаленного двигателя с номером n .

После перебора всех значений U_{1n} заданного диапазона с шагом $\Delta U_{step,n}$ вычислительные процедуры заканчиваются, и в блоке 55 происходит выбор оптимального значения напряжения в центре питания соответствующего требуемому критерию оптимизации.

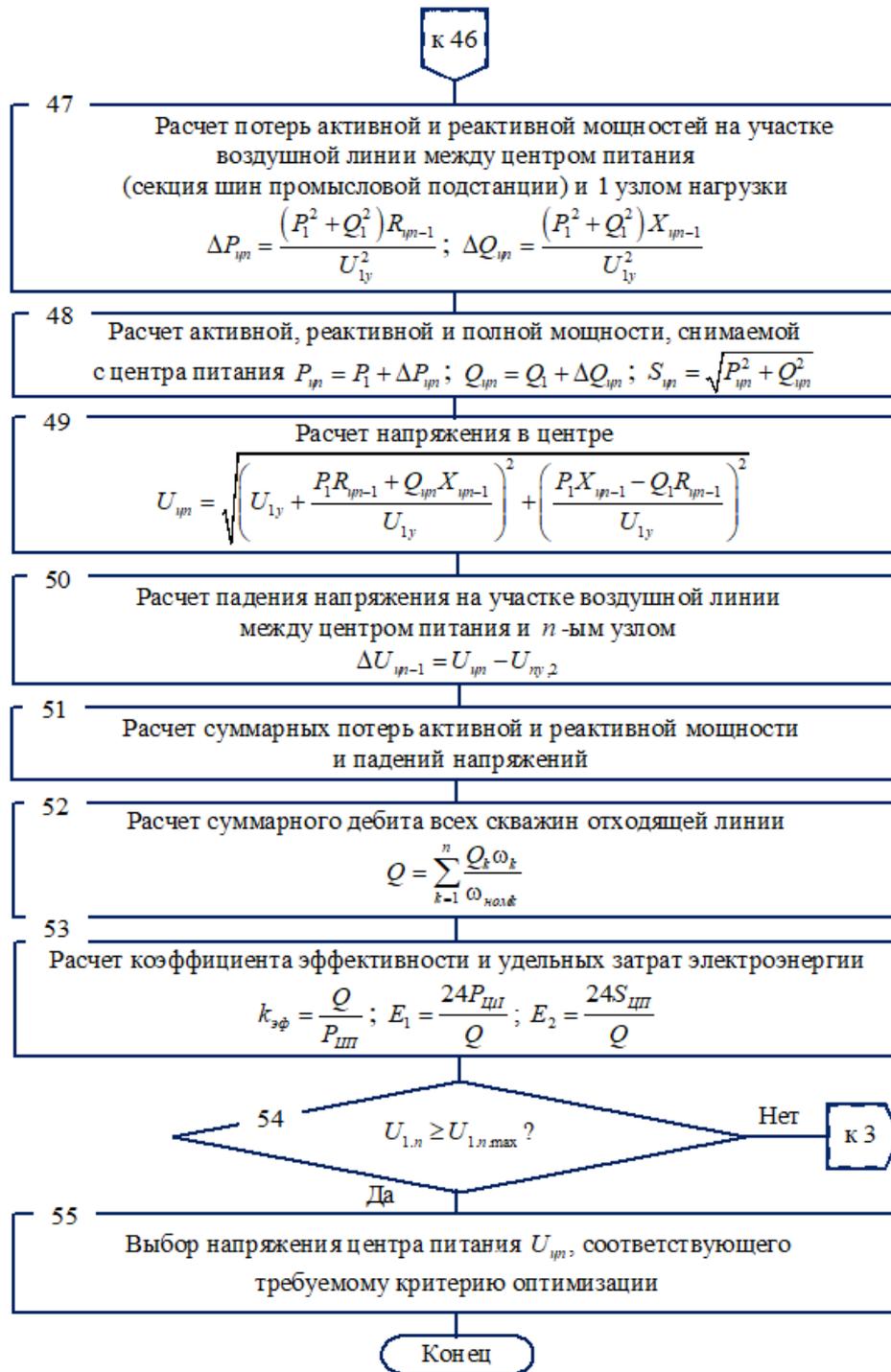


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального напряжения в центре питания электротехнического комплекса отходящей линии (конец)

Fig. 2. Algorithm for calculating the optimal voltage in the power supply center of the electrical complex of the outgoing line (Final)

Заключение

В статье приведена разработанная универсальная методика расчета оптимальной величины напряжения в центре питания промышленной распределительной электрической сети. Разработан алгоритм метода расчёта оптимальных значений напряжения в центре питания промышленной распределительной электрической сети.

Разработана программа расчета оптимальной величины напряжения в центре питания, которая может быть адаптирована под любую отходящую линию с электротехническими комплексами добывающих скважин.

При расчете напряжения в центре питания, обеспечивающего определенную

величину напряжения на статоре самого удаленного электродвигателя, был использован метод уравнивания потенциалов в узлах отходящей линии при расчете нагрузок элементов электротехнических комплексов добывающих скважин.

Данная методика может быть применима под широкий спектр энергетических критериев оптимизации и для любой конфигурации схемы отходящей линии, учитывающая технологические особенности процесса механизированной добычи нефти и обеспечивающая снижение потребления электроэнергии.

Литература

1. Пучкина Л.Д. Направление повышения эффективности предприятий нефтегазовой отрасли (ВИНК) // Труды VIII международной научно-практической конференции «современные тенденции и инновации в науке и производстве». 03-04 апреля 2019. С. 294.1-294.7.
2. Ustinov D.A., Konovalov Yu.V., Plotnikov I.G. Certification of electrical loads of oil and gas companies // St. Petersburg State Polytechnical University Journal. Science and education: SPbGPU Publishing house. St. Petersburg. 2012. № 1. pp. 81-84.
3. Воробьев А.Е., Хоноре Т., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромисел // Вестник Евразийской науки. 2018. №3(10). С.1-16.
4. Устинов Д.А., Коновалов Ю.В., Плотников И.Г. Паспортизация электрических нагрузок нефтегазодобывающих предприятий // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование: Изд-во СПбГПУ. Санкт-Петербург. 2012. № 1. С. 81-84.
5. Федотов, А.И., Вагапов Г.В. Оптимизация затрат на электроэнергию для производств с продолжительным режимом работы // Промышленная энергетика. 2010. №10. С.2-6.
6. Nurbosynov D.N., Tabachnikova T.V., Shvetskova L.V., et al. Simulation Model for the Electrical Engineering Complex of a Producing Well with a Screw Pump Unit. 2019 XXI International Conference Complex Systems: Control and Modeling Problems (CSCMP).
7. Belyaev N.A., Korovkin N.V., Frolov O.V., et al. Methods for optimization of Power-System operation modes // Russian Electrical Engineering. 2013. №2. pp.74-80.
8. Shafikov I.N., Gizatullin FA., Khakimyanov M.I., et al. Analysis of losses in the cable line of well submersible electric motor // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). 2017. 4 p.
9. Shafikov I.N., Khakimyanov M.I., Khusainov F.F. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards // Journal of Physics: Conference Series, 2017. V. 803. N. 1. 6 p.
10. Табачникова Т.В. Разработка структуры адаптивной системы управления энергетическими параметрами в распределительной электрической сети // Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. Ангарск: Издательство АГТУ. 2016. С.227-232.
11. Tabachnikova T.V., Starikov A.V., Kosorlukov I.A. Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon).
12. Табачникова Т.В., Нурбосынов Д.Н., Швецова Л.В. Оптимизация электромагнитного момента процесса пуска и самозапуска электропривода добывающей скважины при добыче вязкой и высоковязкой нефти // «Промышленная энергетика». 2015. №10. С.-25-29.
13. Tabachnikova T.V., Makht A.D., Nurbosynov E.D. Analytical studies of transformers operating modes in supply and distribution electric network of a field substation. International Scientific Electric Power Conference – 2019. IOP Publishing. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. 643 (2019) 012090.
14. Табачникова Т.В. Разработка имитационной модели группового пуска электроприводов электротехнического комплекса добывающей скважины // «Промышленная энергетика». 2018. №2. С. 2-6.
15. Табачникова Т.В., Нурбосынов Д.Н., Иванов Ф.А., и др. Разработка имитационной модели распределительной электрической сети промышленных подстанций, закольцованных реклоузером // «Промышленная энергетика». 2018. №5. С. 9-14.
16. Стариков А.В., Лисин С.Л., Табачникова Т.В., и др. Линеаризованная математическая модель погружного асинхронного двигателя // Вестник Самарского

государственного технического университета. Серия «Технические науки». 2019. № 4 (64). С. 155-167.

17. Жидков Е.О., Катышева Е.Г. Применение инструментов интеллектуального месторождения для управления рисками и оптимизации затрат при бурении нефтяных скважин // Кластеризация цифровой экономики: глобальные вызовы. 2020. С.98-111.

18. Быкова В.Н., Ким Е., Гаджиалиев М.Р. и др. Применение цифрового двойника в нефтегазовой отрасли // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. №1 (28). С.1-11.

19. Wanasinghe TR., Wroblewski L., Petersen BK. et al. Digital twin for the oil and gas industry: Overview, research trends, opportunities, and challenges // IEEE Access. 2020. V. 8. pp. 104175-104197

20. LaGrange E. Developing a digital twin: The roadmap for oil and gas optimization // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, 3-6 Sept. 2019, Aberdeen, UK, 2019.

Авторы публикации

Грачева Елена Ивановна – д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский энергетический университет, г. Казань.

Табачникова Татьяна Владимировна – канд. техн. наук, доцент, заведующая кафедрой «Электро- и теплоэнергетика», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск.

Швецова Людмила Викторовна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетика», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск.

References

1. Puchkina LD. *Direction of increasing the efficiency of oil and gas industry enterprises (VINK)*. Proceedings of VIII International Scientific and practical conference "modern trends and innovations in science and production". 03-04 april 2019. P. 294.1-294.7.

2. Ustinov DA, Konovalov YuV, Plotnikov IG. Certification of electrical loads of oil and gas companies. *St. Petersburg State Polytechnical University Journal*. Science and education: SPbGPU Publishing house. St. Petersburg. 2012;1:81-84.

3. Vorobyev AE, Honor T, Vorobyev KA. Digitalization of oil industry: «intellectual» oilfield. *Bulletin of Eurasian Science*. 2018;3(10):1-16.

4. Ustinov DA, Konovalov YuV, Plotnikov IG. Certification of electrical loads of oil and gas producing enterprises. *Scientific and Technical Bulletin of SPbPU*. Science and Education: Publishing House of SPbGPU. - St. Petersburg. 2012;1:81-84.

5. Fedotov AI, Vagapov GV. Optimization of electricity costs for production facilities with long-term operation. *Industrial energy*. 2010;10:2-6.

6. Nurbosynov DN, Tabachnikova TV, Shvetskova LV, et al. *Simulation Model for the Electrical Engineering Complex of a Producing Well with a Screw Pump Unit*. 2019 XXI International Conference Complex Systems: Control and Modeling Problems (CSCMP). doi: 10.1109/CSCMP45713.2019.8976627. Electronic ISBN: 978-1-7281-6700-8. Print on Demand(PoD).

7. Belyaev NA, Korovkin NV, Frolov O.V, Chudnyi VS. Methods for optimization of Power-System operation modes. *Russian Electrical Engineering*.2013;2:74-80.

8. Shafikov IN, Gizatullin FA., Khakimyanov MI. *Analysis of losses in the cable line of well submersible electric motor*. 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). 2017. 4 p.

9. Shafikov IN, Khakimyanov MI, Sem-isynov RA, et al. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards. *Journal of Physics: Conference Series*, 2017;801:6.

10. Tabachnikova TV. Development of structure of an adaptive control system for energy parameters in a distribution electrical network. Collection of scientific papers of Angarsk State Technical University. Angarsk: Publishing house of AGTU.2016. pp. 227-232.

11. Tabachnikova TV, Starikov AV, Kosorlukov IA. Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage. 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). doi: 10.1109/FarEastCon50210. 2020.9271308.

12. Tabachnikova TV, Nurbosynov DN, Shvetskova LV. Optimization of the electromagnetic

moment of process of starting and self-starting electric drive of producing well during extraction of viscous and high-viscosity oil. *Industrial power engineering*. 2015;10:25-29.

13. Tabachnikova TV, Makht AD, Nurbosynov ED. *Analytical studies of transformers operating modes in supply and distribution electric network of a field substation*. International Scientific Electric Power Conference. 2019. IOP Publishing. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. 643 (2019) 012090. doi:10.1088/1757-899X/643/1/012090.

14. Tabachnikova T.V. Development of a simulation model of group start-up of electric drives of an electrotechnical complex of a producing well. *Industrial power engineering*. 2018;2:2-6

15. Tabachnikova TV, Nurbosynov DN, Ivanov FA, et al. Development of a simulation model of distribution electrical network of electrical substations of oil production enterprises connected by a recloser. *Industrial power engineering*. 2018;5:9-14.

16. Starikov AV, Lisin SL, Tabachnikova TV, et al. Linearized mathematical model of a submersible asynchronous motor. *Bulletin of Samara State Technical University*. Series "Technical Sciences. 2019;4 (64):155-167.

17. Zhidkov EO, Katysheva EG. Instrumental use of an intelligent field for purpose of risk management and cost optimization when drilling oil wells. *Clusterization of digital economy: global challenges*. 2020. pp .98-111.

18. Bykova VN, Kim E, Gadzhialiev M.R. et al. Application of digital double in oil and gas industry. *Actual problems of oil and gas*. 2020;1(28):1-11.

19. Wanasinghe TR, Wroblewski L, Petersen BK. et al. *Digital twin for the oil and gas industry: Overview, research trends, opportunities, and challenges*. IEEE Access. 2020;8:104175-104197. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2998723.

20. LaGrange E. *Developing a digital twin: The roadmap for oil and gas optimization*. SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, 3-6 Sept. 2019, Aberdeen, UK, 2019. doi:10.2118/195790-MS.

Authors of the publication

Gracheva Elena Ivanovna – Kazan State Energy University, Kazan.

Tabachnikova Tatiana Vladimirovna – Almeteyevsk State Petroleum Institute, Almeteyevsk.

Shvetskova Lyudmila Viktorovna – Almeteyevsk State Petroleum Institute, Almeteyevsk.

Получено **06.10.2021г.**

Отредактировано **13.10.2021г.**

Принято **14.10.2021г.**



АНАЛИЗ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ПЕРЕХОДНОМ РЕЖИМЕ, СОПРОВОЖДАЮЩЕМСЯ НАСЫЩЕНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Новобрицкий В.А., Федосов Д.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия
novobritsky.va@gmail.com
fedosov_ds@istu.edu

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть проблему работы релейной защиты в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформатора тока. *МЕТОДЫ.* В работе применяется метод имитационного моделирования, сформированный в программной среде MATLAB Simulink. Для реализации графического представления результатов применяется метод разделения переменных. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* На основании проведенного исследования выявлено, что при применении требований стандарта ГОСТ Р 58669-2019, в котором регламентируются наилучшая комбинация ряда неблагоприятных факторов для трансформаторов тока в переходном режиме, функционирование трансформатора тока в таком состоянии может оказать серьезное влияние на корректность работы релейной защиты, основанной на токовом, дистанционном или дифференциальном принципе действия. Насыщение трансформатора тока может приводить как к ложной работе устройств релейной защиты, так и к отказу их срабатывания. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* По результатам исследования определено, что наибольшее влияние на работу защиты оказывает наличие апериодической составляющей в первичном токе короткого замыкания. Задержки восстановления действующего значения тока КЗ достигали до 0,3 сек, что сопоставимо со временем срабатывания вторых ступеней защит для микропроцессорных устройств релейной защиты. Наибольшее содержание тока намагничивания, наибольшая угловая погрешность, а также наибольшее содержание второй гармонической составляющей во вторичном токе КЗ наблюдались именно при больших значениях постоянной времени апериодической составляющей первичного тока и наличии остаточной магнитной индукции трансформатора тока.

Ключевые слова: Трансформатор тока; релейная защита; апериодическая составляющая; остаточная намагниченность; время до насыщения; ток намагничивания, вторая гармоника, PR, TPZ, TPU.

Благодарность: Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект No FZZS-2020-0039) / The research was carried out with the financial support under a state assignment grant from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. FZZS-2020-0039)

Для цитирования Новобрицкий В.А., Федосов Д.С. Анализ работы устройств релейной защиты в переходном режиме, сопровождающемся насыщением трансформатора тока. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 71-85. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-71-85.

ANALYSIS OF THE OPERATION OF RELAY PROTECTION DEVICES IN TRANSIENT MODE, ACCOMPANIED BY SATURATION OF THE CURRENT TRANSFORMER

VA. Novobritsky, DS. Fedosov
Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation
novobritsky.va@gmail.com
fedosov_ds@istu.edu

Abstract: *THE PURPOSE.* This paper considers the problem of relay protection functioning when the current transformer reaches the saturation mode which is provided by transient processes. *METHODS.* MATLAB Simulink software environment allows reproducing the method of state-space representation by using structural blocks. The model is verified by comparison the time to saturation, obtained by calculation and according to the graphical data of the model. The separation of variables method extracts and graphically displays the investigated components. *RESULTS.* This paper reveals that applying the requirements of IEC 61869-2:2012 standard, which determines the worst combination of series of unfavorable factors for current transformers in transient mode, can influence a serious impact on the correct operation of relay protection based on current, reactance or differential principle of action. Saturation of the current transformer can lead to both negative results: false operation of relay protection devices and their failure. *CONCLUSION.* According to the results of the study, it was determined that the presence of a DC component in the primary short-circuit current has the greatest effect on the protection operation. The delays in the restoration of the RMS value of the short-circuit current reached up to 0.3 seconds, which is comparable with the response time of the second protection zones for microprocessor-based relay protection devices. The DC component of the primary current and the presence of residual magnetic induction of the current transformer provides the largest content of the magnetization current, the largest angular error and also the largest content of the second harmonic component in the secondary short-circuit current.

Keywords: *Current transformer; relay protection; DC component; residual magnetization; time to saturation; second harmonic, PR, TPZ, TPY.*

Acknowledgments: *The research was carried out with financial support under the grant of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no. FZZS-2020-0039) / The research was carried out with financial support under the grant of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no. FZZS-2020-0039).*

For citation: Novobritsky VA, Fedosov DS. The main types of wind turbines-generators in the power supply system. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5):71-85. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-71-85.

Введение

Работа существующих устройств и комплексов релейной защиты (далее РЗ) до сих пор продолжает базироваться на данных, полученных от измерительных трансформаторов тока (далее ТТ) и напряжения. Наличие посредника между первичной и вторичной цепью позволяет решить ряд задач: удешевление изоляции вторичного оборудования, обеспечение безопасности работы обслуживающего персонала, реализация защиты дифференциального принципа действия [1]. Но совместно с достоинствами представленный способ получения информации из первичной сети несет в себе ряд недостатков. Самым главным является возможность отказа измерительного трансформатора либо по техническому состоянию, либо в результате влияния негативных факторов, вызванных переходными процессами. Одним из таких факторов является работа измерительного ТТ в режиме насыщения. Известны масштабные аварии [2], произошедшие по причине излишней работы дифференциальной токовой защиты при коротком замыкании (далее КЗ) вследствие появления тока небаланса в цепях, обусловленного насыщением защитных обмоток трансформаторов тока из-за появления значительной по величине апериодической составляющей (далее АС) в первичном токе КЗ.

Следовательно, актуальной задачей является оценка влияния факторов переходного режима на работу измерительного ТТ и, как следствие, на работу устройств релейной защиты, подключенные к данному трансформатору.

Поведение быстродействующих устройств РЗ в переходных режимах зависит от кратности тока КЗ, места возникновения КЗ (в зоне или вне зоны действия), вида КЗ (симметричное или несимметричное), относительного содержания АС в токе КЗ, наличия и знака остаточной магнитной индукции в магнитопроводах ТТ, нагрузки на ТТ, а также от схемы соединения ТТ и способа передачи информации от последних в устройства защиты [3].

В общем случае достаточным требованием к ТТ в переходных режимах для обеспечения правильного функционирования быстродействующих устройств РЗ является

отсутствие насыщения магнитопровода в течение времени, необходимого для срабатывания защиты при КЗ в зоне действия, а также отсутствие насыщения магнитопровода ТТ в течение времени, необходимого для отключения быстродействующими защитами смежных элементов внешнего КЗ (в зоне их действия) с учетом задержки их срабатывания в переходном режиме. [4].

Таким образом, измерение тока является фундаментальным параметром для любого существующего типа РЗ.

Методы

Для моделирования ТТ используется схема замещения на Рис 1. При отсутствии влияния посторонних факторов, ток вторичной обмотки ТТ будет линейно пропорционален первичному току. В идеальном ТТ полностью отсутствуют потери, моделируемые нагревом сердечника и током намагничивания [5].

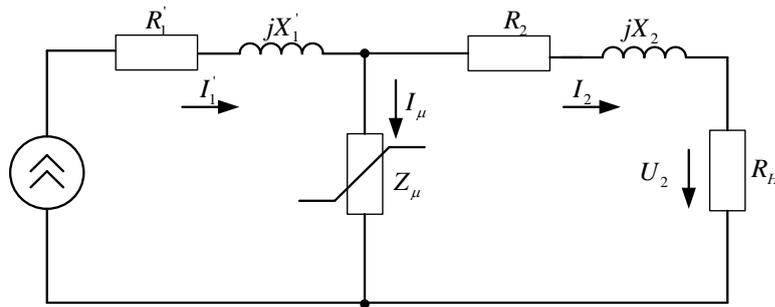


Рис 1. Эквивалентная модель трансформатора тока Fig. 1. Equivalent model of current transformer

Допущения, представленные в модели:

В условиях насыщения сердечников ТТ, как показали исследования, проведенные в Новочеркасском политехническом институте А. Д. Дроздовым и В.П Глуховым [6], допустимо не учитывать частные циклы перемагничивания сердечников, выраженные в виде гистерезиса и присущие всем видам магнитных материалов [7], для ТТ с использованием однозначной характеристики намагничивания.

При насыщении, когда величина магнитной индукции изменяется из одного крайнего положения к другому, влияние самого пути, определяемого гистерезисом, носит незначительный характер, следовательно применение прямоугольной характеристики намагничивания (далее ПХН), представленной на Рис 2 а, является идеальным случаем, и справедлива для схемы замещения ТТ на Рис 2 б. В то же время реальная характеристика намагничивания ТТ имеет наклон линейной части, отличный от 90 градусов. За счёт этого более близкой к реальной характеристике ТТ становится спрямлённая характеристика намагничивания (Далее СХН). Далее будем называть такие характеристики намагничивания упрощёнными.

Одной из целей данной работы является анализ корректности использования СХН для расчета времени до насыщения [8] (далее ВДН) ТТ и определение расчётных параметров ТТ в нормальном режиме при применении СХН с наклонным линейным участком.

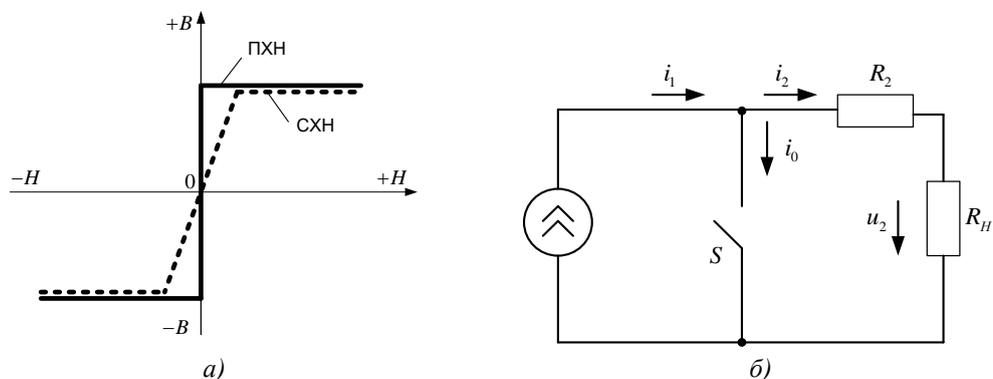


Рис. 2. Упрощённые характеристики ТТ (а) Fig. 2. Simplified characteristics of CT (a) упрощённая схема замещения ТТ с ПХН (б) simplified equivalent circuit of CT (b)

Уравнения для разработки модели трансформатора тока

Основу модели составляют известные уравнения ТТ [9], выраженные в системе (1). В первую очередь в модели определяется рабочая магнитодвижущая сила (F_{sat} , А), обусловленная наличием тока намагничивания ТТ. Ток намагничивания определяется как разность первичного (i_1 , А) и вторичного тока (i_2 , А).

Геометрическими показателями, характеризующими магнитопровод ТТ, являются длина средней силовой линии магнитного поля (L_{cp} , м) и площадь поперечного сечения (S , м²). Наличие информации о L_{cp} позволяет определить напряженность магнитного поля в сердечнике (H , А/м), создаваемую током намагничивания.

Так как для модели применяется ПХН или СХН, то первый наклонный участок характеристики ($B_{sat.off}$, Тл) моделируется с помощью применения коэффициента пропорциональности, зависящего от относительной магнитной проницаемости материала сердечника (μ_0 , о. е.) и магнитной постоянной ($\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м). Если необходимо смоделировать ТТ с ПХН, то коэффициент пропорциональности (а значит, относительная магнитная проницаемость материала сердечника) должен стремиться к бесконечности.

Для моделирования магнитной индукции с учетом насыщения ($\max(B)$, $\min(B)$, Тл) применяется блок PS Saturation, позволяющий ограничить изменения магнитной индукции. Величина магнитной индукции насыщения ТТ определяется характеристикой стали магнитопровода [10].

По величине магнитной индукции и площади поперечного сечения магнитопровода можно найти значение магнитного потока в сердечнике ТТ (Φ , Вб), а затем через количество витков вторичной обмотки (w_2) определить суммарное потокоцепление (Ψ_2 , Вб). По закону электромагнитной индукции вычисляется вторичная ЭДС ТТ (e_2 , В) как производная потокоцепления во времени. Для определения напряжения на выводах вторичной обмотки (u_2 , В) необходимо от полученной ЭДС отнять падение напряжения на активном сопротивлении вторичной обмотки (R_2 , Ом) и индуктивности рассеяния вторичной обмотки (L_2 , Гн).

Полная система уравнений ТТ с учётом введённых обозначений запишется как:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_{sat} = i_1 w_1 - i_2 w_2; \\ H = \frac{F_{sat}}{L_{cp}}; \\ B = B_{sat.off} = \mu_0 \mu H; \\ B(0) = B_{res}; \\ \max(B) = B_{sat}; \\ \min(B) = -B_{sat}; \\ \Phi = BS; \\ \Psi_2 = \Phi w_2; \\ e_2 = -\frac{d\Psi_2}{dt}; \\ u_2 = e_2 - i_2 R_2 - L_2 \frac{di_2}{dt} \end{array} \right. \quad (1)$$

Для анализа работы ТТ с упрощёнными характеристиками намагничивания была разработана имитационная модель ТТ (Рис.3) в программной среде *MATLAB Simulink* [11] с использованием блоков библиотеки *Simscape*.

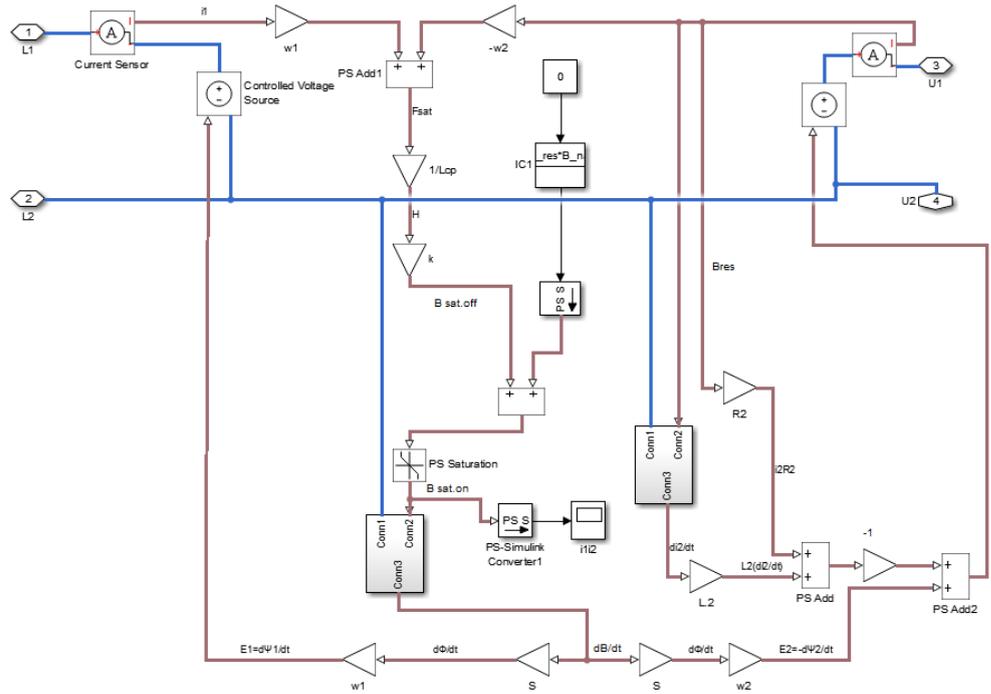


Рис. 3. Имитационная модель ТТ в программной среде MATLAB Simulink *Fig. 3. Simulation model of CT in the MATLAB Simulink software environment*

С использованием представленной модели ТТ производилось снятие вольтамперной характеристики (далее ВАХ) от источника переменного тока (Рис.4). Фиксировались действующие значения тока и напряжения намагничивания на вторичной обмотке ТТ.

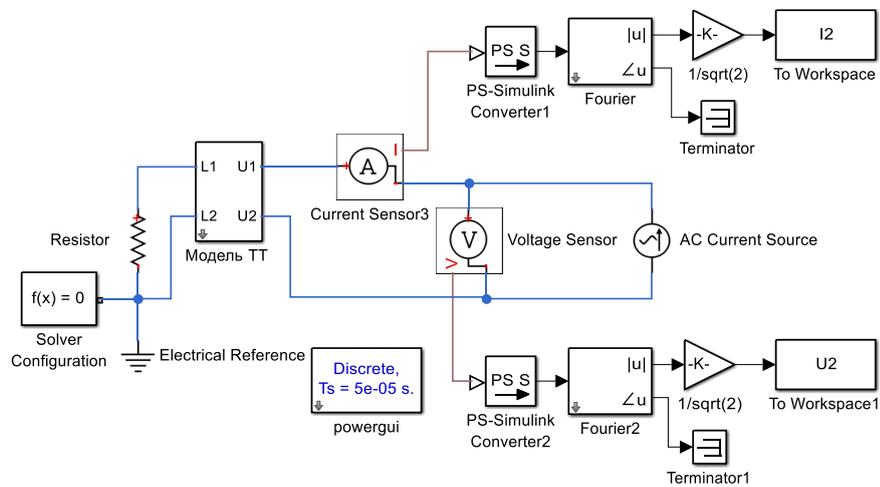


Рис. 4. Схема для снятия ВАХ исследуемой модели ТТ *Fig. 4 The scheme for obtaining the I-V curve of the CT model*

Как видно из графика ВАХ (Рис.5), точка перегиба ВАХ, снятой на модели, соответствует расчетной величине. Таким образом, разработанная модель подтверждает корректность использования ПХН для определения предельного напряжения намагничивания и времени до насыщения.

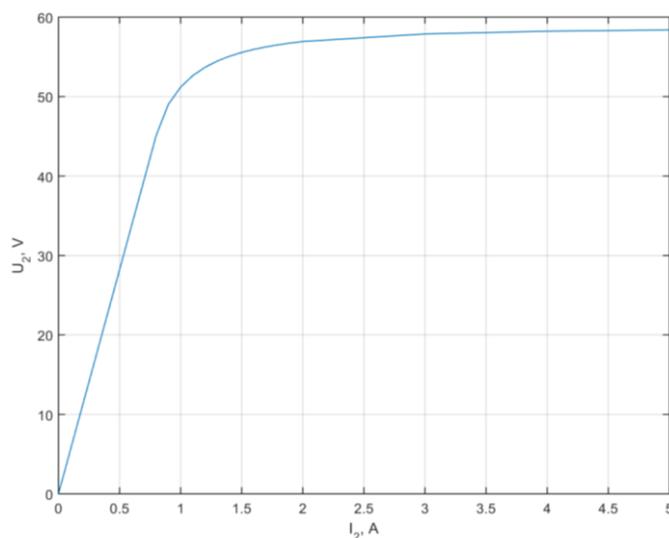


Рис.5 ВАХ, полученная на исследуемой модели ТТ

Fig. 5 The current–voltage characteristic

Анализ первого линейного участка ВАХ:

Наклон линейного участка ВАХ характеризуется только параметрами материала магнитопровода в ненасыщенном состоянии. При наличии в магнитопроводе воздушного зазора, который используется у ТТ классов точности PR, TPY, TPZ, характеристика на линейном участке будет более пологой (похожей на СХН), следовательно, и величина погрешности ТТ в нормальном режиме и в режиме до насыщения у таких ТТ будет выше, чем у ТТ с характеристикой, близкой к ПХН.

Пределы нормируемой погрешности при работе на линейном участке ВАХ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток ТТ для защиты

Класс точности	Предел допускаемой погрешности				
	При номинальном первичном токе			Полной при токе номинальной предельной кратности ϵ , %	При переходном режиме, %
	Токовой, %	угловой			
		мин	срад		
5P, 5PR	±1	±60	± 1,8	5	Не нормируют
10P, 10PR	±3	Не нормируют	Не нормируют	10	Не нормируют
TPY	±1	±60	± 1,8	10	$\epsilon_{max} \leq 10$
TPZ	±1	180 ± 18	5,3 ± 0,6	10	$\epsilon_{ac,max} \leq 10$

Следовательно, наименьший угол наклона линейного участка ВАХ ограничен пределом допускаемой погрешности при номинальном первичном токе, так как именно в данном режиме рабочая точка ТТ будет гарантированно находится на этом участке СХН.

Поскольку ТТ находится на линейном участке, искажений формы тока и напряжения не возникнет. Следовательно, можно использовать выражения для действующих значений токов и напряжений и определять сопротивления переменному току, которые будут справедливы при работе ТТ на линейном участке СХН [12]. Используя закон Ома, определим выражение для действующего значения напряжения намагничивания:

$$U_{нам} = X_{\mu} \cdot I_{\mu}, \tag{2}$$

где X_{μ} – индуктивное сопротивление ветви намагничивания; I_{μ} – действующее значение тока намагничивания (Рис.6).

Сопротивление X_μ является коэффициентом пропорциональности, связывающим величины I_μ и $U_{нам}$. Чем меньше величина X_μ , тем меньший угол наклона по отношению к горизонтальной оси будет иметь линейный участок СХН.

В соответствии с [13] сопротивление ветви намагничивания принято чисто индуктивным ввиду малых активных потерь в сердечнике ТТ. Все сопротивления, токи и напряжения приняты модулями их значений. Также пренебрежём сопротивлением рассеяния вторичной обмотки ТТ и будем считать, что вторичная нагрузка ТТ R_H имеет чисто активный характер. В результате получим схему замещения ТТ на рисунке 6 для анализа работы ТТ при синусоидальных токах (в нормальном установившемся режиме).

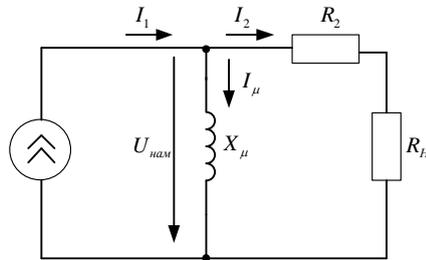


Рис.6. Схема замещения ТТ при протекании синусоидальных токов *Fig. 6. Equivalent circuit of CT with sinusoidal currents*

Наклон линейного участка СХН оказывает непосредственное влияние на постоянную времени вторичного контура ТТ, определяемую как:

$$T_s = \frac{L_\mu}{R_2 + R_H} = \frac{X_\mu}{(R_2 + R_H)\omega} \quad (3)$$

где ω – угловая частота сети ($2\pi f$), рад/с.

Величины токов в схеме замещения распределяются обратно пропорционально сопротивлениям параллельных ветвей:

$$\frac{I_\mu}{I_2} = \frac{R_2 + R_H}{X_\mu} \quad (4)$$

Выражая X_μ через постоянную времени вторичного контура (3) и подставляя результат в выражение (4), получаем:

$$\frac{I_\mu}{I_2} = \frac{R_2 + R_H}{T_s (R_2 + R_H)\omega} = \frac{1}{T_s \omega} \quad (5)$$

В соответствии с [18] отношение тока I_μ к I_2 определяет величину токовой погрешности ТТ. Для режима с номинальным первичным током по таблице 2.3.4.1 отношение токов I_μ/I_2 для ТТ класса точности 5P, 5PR, TPZ, TPY оставляет 0,01. Для ТТ класса точности 10P, 10PR аналогичное отношение составит 0,03. Тогда на основании формулы (5):

$$T_s \geq \frac{1}{f_i \omega} \quad (6)$$

Следовательно, при частоте сети 50 Гц и номинальных синусоидальных токах постоянная времени вторичного контура ТТ не должна быть ниже:

- 1) 318 мс для ТТ классов 5P, 5PR, TPZ, TPY;
- 2) 106 мс для ТТ классов 10P, 10PR.

Таким образом, требования к погрешности ТТ при их работе в нормальном режиме, установленные в таблице 1, автоматически выполняются, если ТТ будет иметь указанные выше постоянные времени вторичного контура.

Далее модель ТТ интегрируется в представленную схему первичной сети. (Рис. 7). АС моделируются посредством задания постоянной времени через параметры активного и индуктивного сопротивления, и включения схемы в момент фазы угла напряжения равной нулю (рис.8).

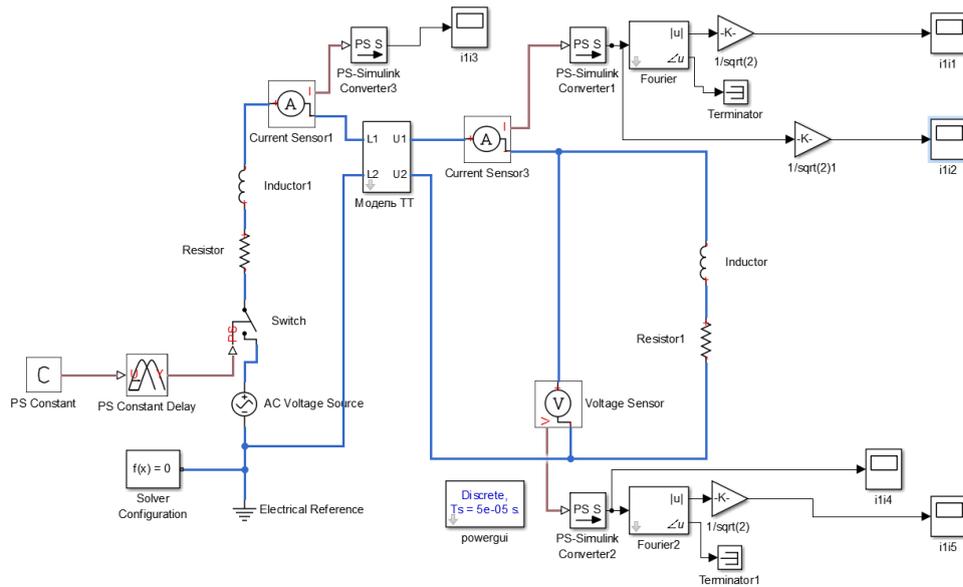


Рис 7. Первичная схема с использованием модели трансформатора тока *Fig. 7 Primary circuit with integrated current transformer model*

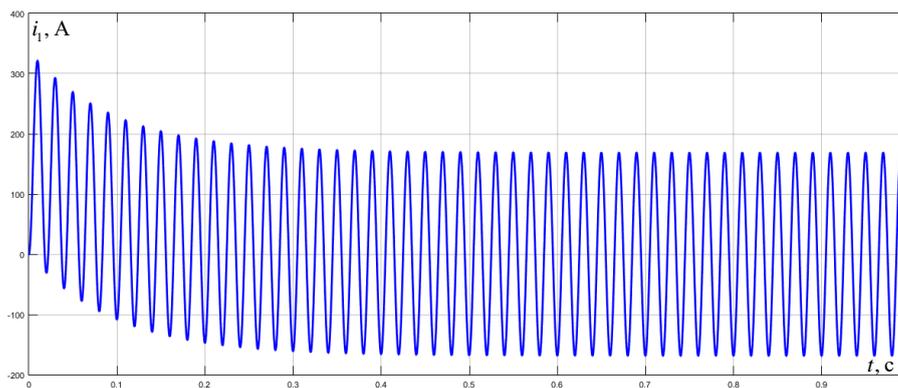


Рис 8. Изменение величины мгновенного значения первичного тока КЗ с АС *Fig. 8 The value of the instantaneous primary current with a DC component*

Остаточная магнитная индукция в модели учтена в соответствии с пунктом 4.3 ГОСТ-58669-2019, где указано, что по величине она равняется величине в 86% от предельной величины индукции насыщения.

Величина остаточной намагниченности может быть смоделирована двумя способами:

Первый способ представляет собой простое наложение постоянной величины (константы) на функцию изменения магнитной индукции (Рис 9):

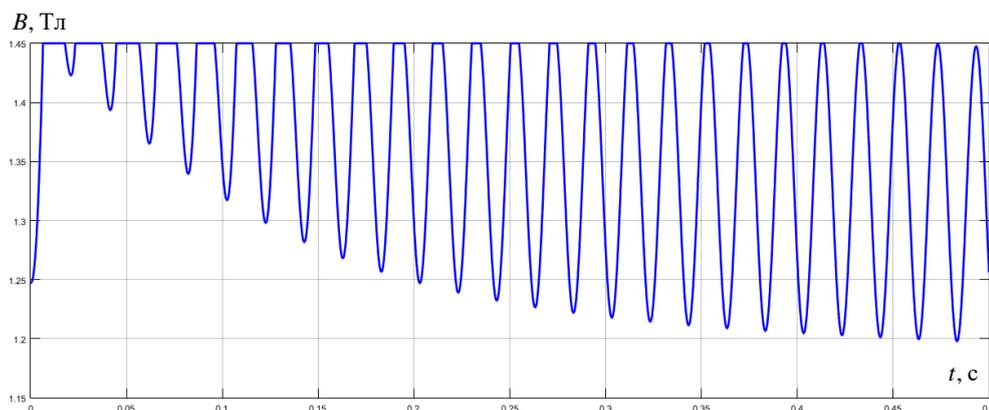


Рис. 9. Зависимость изменения магнитной индукции во времени, при моделировании остаточной магнитной индукции постоянной неизменной величиной. *Fig. 9. The value of the magnetic induction of CT using the constant block*

Указанный способ представляет собой модель, при которой величина остаточной магнитной индукции не уменьшается со временем, и, следовательно, размагничивания ТТ не происходит даже при длительном обтекании его большой величиной тока КЗ.

Подходит данная модель только для определения первого момента выхода ТТ в режим насыщения и полностью соответствует ГОСТ-58669-2019, так как в представленном стандарте не регламентируется размагничивание ТТ со временем.

Для устройств релейной защиты и автоматики вышеуказанный режим является слишком тяжёлым. Из-за полного отсутствия размагничивания следует, что трансформатор тока никогда не выйдет из режима насыщения.

Поэтому для более точного анализа разработан следующий вариант моделирования остаточной магнитной индукции.

Второй способ реализован посредством применения блока «*Initial condition*» программной среды *MATLAB Simulink*

Наличие АС в первичном токе КЗ обуславливает появление дополнительного магнитного потока, накладывающийся на магнитный поток, созданный периодической составляющей [14]. Ввиду отсутствия смены знака, магнитный поток, созданный АС тока КЗ, имеет накопительный эффект и занимает свободную часть магнитопровода ТТ (Рис 10). При достижении предельной величины магнитного потока ТТ переходит в режим насыщения, при котором периодическая составляющая тока КЗ трансформируется с большой погрешностью (Рис 11).

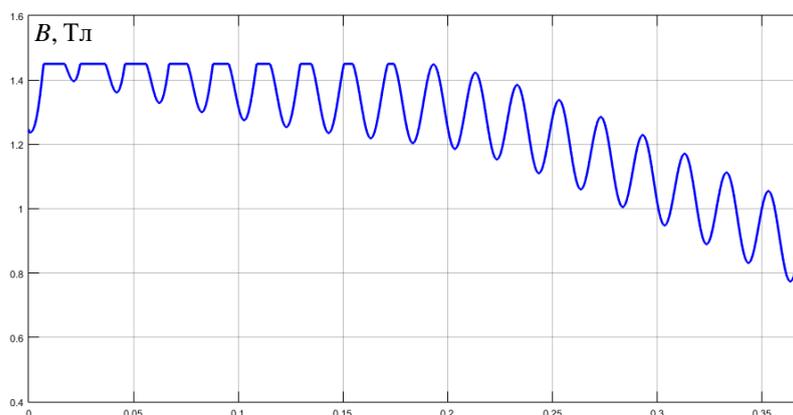


Рис 10. Изменение величины магнитной индукции ТТ при влиянии аппериодической составляющей тока КЗ *Fig. 10 The value of the magnetic induction of CT using the Initial condition block*

Применение блока «*Initial condition*» позволяет задать только начальные стартовые условия для запуска системы, при этом последующее влияние на систему, в отличие от первого случая, будет полностью исключено. Со временем система

возвращается к своему установившемуся режиму, что является более точным отражением протекающих процессов в действительности.

Далее для анализа поведения устройств релейной защиты и автоматики будет использован второй вариант моделирования остаточной магнитной индукции.

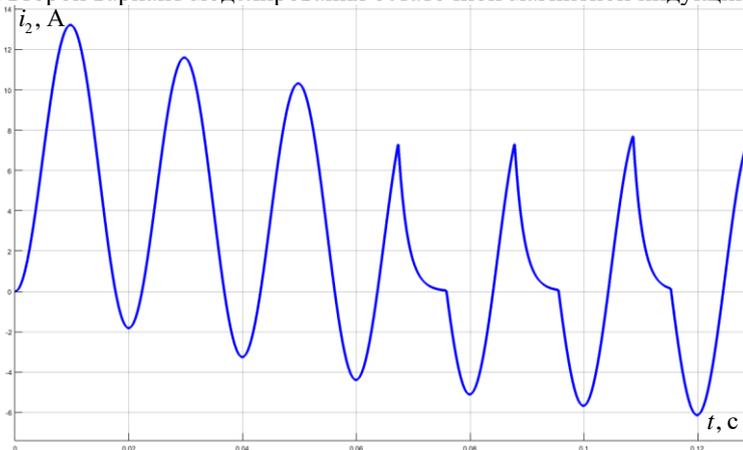


Рис. 11. Изменение величины вторичного тока КЗ с АС T_a равной 0,1с *Fig. 11 The value of the instantaneous secondary current with a DC component equal to 0.1s*

Результаты и обсуждения

Для оценки влияния работы ТТ в переходном режиме на действие релейной защиты рассматриваются следующие ключевые параметры [15]:

- 1) Изменение действующего значения вторичного тока КЗ;
- 2) Изменение действующего значения тока намагничивания ТТ;
- 3) Изменение угловой погрешности вторичного тока КЗ;
- 4) Измерение содержания доли второй гармоники во вторичном токе ТТ.

Для ТТ рассматривается режим при номинальных параметрах при токах номинальной предельной кратности. Доля остаточной намагниченности сердечника составляет 86%.

Главным критерием для оценки является замер того момента времени, при котором ТТ входит в допустимый класс точности работы (табл. 2) (рис.12).

Таблица 2

Зависимость времени восстановления действующего значения вторичного тока КЗ от величины T_a

T_a , сек	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
t, сек	0,05	0,11	0,19	0,23	0,27	0,3	0,33

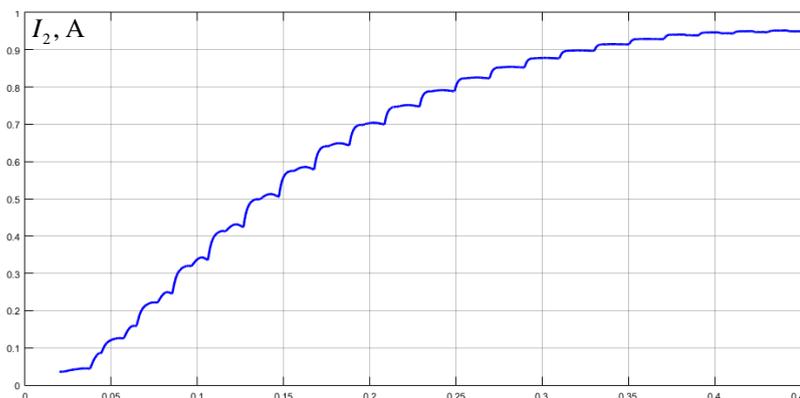


Рис. 12. Зависимость изменения действующего значения (в долях) вторичного тока КЗ от времени при номинальных параметрах при величине T_a равной 0,3 с *Fig. 12. Changing of the RMS value of the secondary current under normal conditions with a value of DC component equal to 0.3 s*

Измерение действующего значения вторичного тока КЗ актуально для работы первых ступеней токовых защит (ТО, ТНЗНП) при близких КЗ в зоне их действия. То

время, при котором ТТ начинает работать с допустимой погрешностью, является временем задержки срабатывания защиты. Критерием для действующего значения является момент, при котором доля величины тока достигает 90%. Главной опасностью задержки срабатывания являются то, что могут неселективно сработать защиты, являющиеся для рассматриваемого присоединения резервными. Для системообразующих связей задержка срабатывания защиты может привести к нарушению динамической устойчивости (рис. 13) [16].

Так как при определении действующих значений током намагничивания является та доля первичного тока, которая не зафиксирована во вторичном токе, то условием для его определения является разность между величиной действующего значения первичного и вторичного тока.

$$\dot{I}_{\mu} = \dot{I}_1 - \dot{I}_2 \quad (7)$$

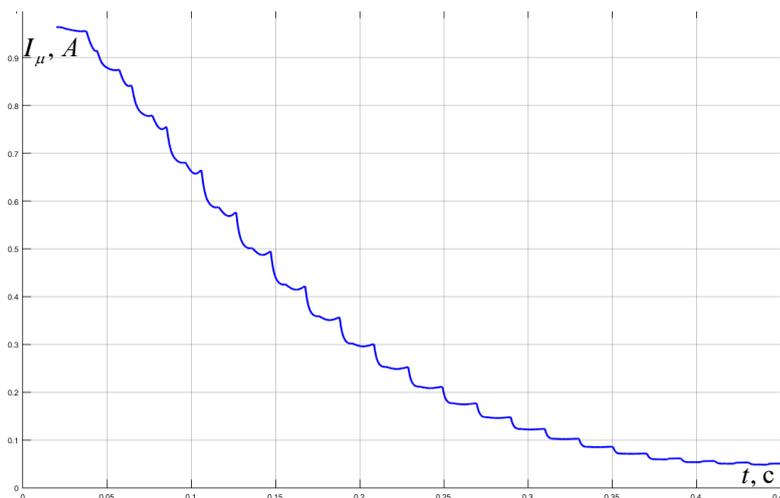


Рис. 13. Зависимость изменения тока намагничивания (в долях) при номинальных параметрах при величине T_a равной 0,3 сек *Fig. 13 Changing of the RMS value of the magnetizing current under normal conditions with a value of DC component equal to 0.3 s*

Измерение величины тока намагничивания актуально для электромеханических дифференциальных защит шин и силовых трансформаторов, так как в случаях внешних близких КЗ именно ток намагничивания является расчётным током небаланса в защите. Увеличение тока небаланса выше величины уставки может привести к ложному срабатыванию дифференциальной защиты. [17]

Анализ изменения величины угла вторичного тока при работе ТТ в режиме насыщения является актуальным для действия направленных защит. К таким защитам относятся дистанционная защита, направленная высокочастотная защита (НВЧЗ), дифференциально-фазная защита (ДФЗ) и т.д. (табл. 3)

Таблица 3

Максимальная наблюдаемая угловая погрешность в зависимости от величины T_a

T _a , сек	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
δ°, град	19	41	60	73	82	87	90

Нарушение изменения угла происходит ввиду того, что искажается форма вторичного тока. Современные микропроцессорные защиты работают по анализу первой гармоники входящего сигнала. Посредством преобразования Фурье с извлечением первой гармоники из искажённого сигнала фазовый сдвиг получается с результатом, отличным от действительного. Степень отличия определяется искажения сигнала.

Для дистанционных защит результатами неправильных измерений могут являться ложные срабатывания при близких КЗ «за спиной» при попадании вектора сопротивления в зону срабатывания. Для ДФЗ, напротив, при КЗ в зоне действия защиты угол сигнала манипуляции может быть искажён до степени, достаточной для попадания в зону блокировки и отсутствия срабатывания защиты (табл.4), (рис. 14-15).

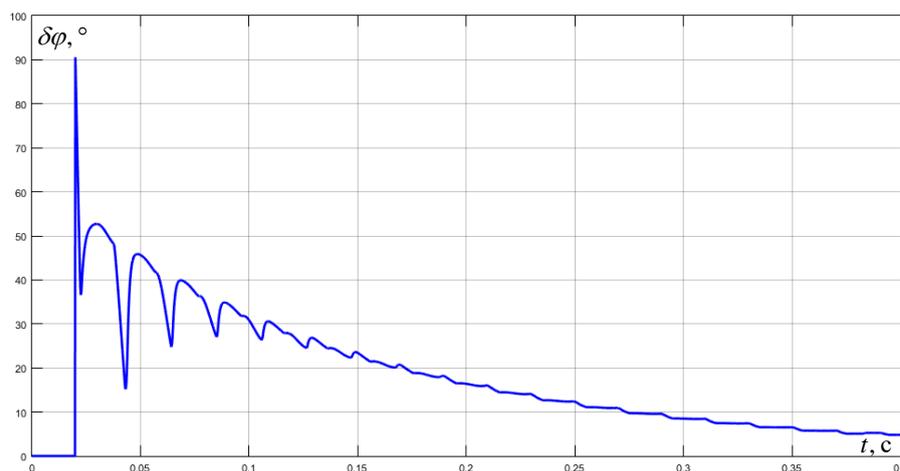


Рис 14. Зависимость изменения угловой погрешности вторичного тока КЗ при номинальных параметрах при величине T_a равной 0,3 сек

Fig. 14. Changing of angular error of secondary current under normal conditions with a value of DC component of 0.3 s

Таблица 4

Максимальная доля содержания второй гармоники во вторичном токе ТТ в зависимости от T_a

T_a , сек	0,01	0,05	0,1	0,15	0,20	0,25	0,30
$I_{2(2)}$, %	85	124	136	139	140	140	140

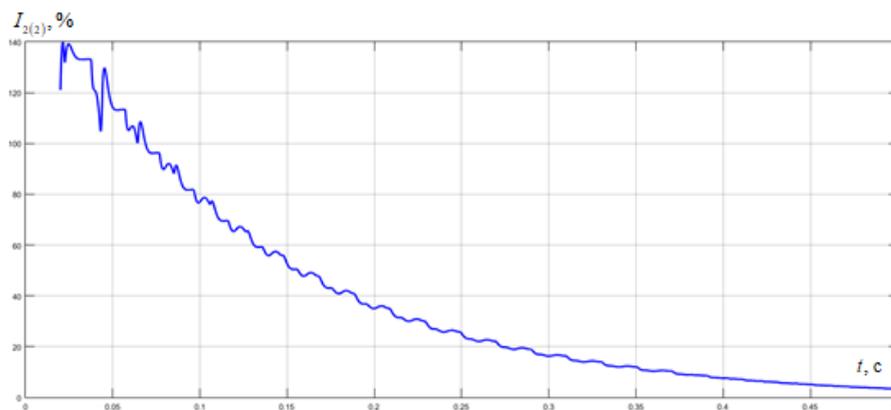


Рис 15. Изменение содержания второй гармоники (в процентах) во вторичном токе КЗ номинальных параметрах при величине T_a равной 0,3 сек

Fig. 15 Changing of the second harmonic content of secondary current under normal conditions with a value of DC component equal to 0.3 s

Анализ содержания доли второй гармоники в искажённом сигнале вторичного тока при насыщении ТТ может являться важнейшим маркером для выявления момента блокировки защиты. Особенно это актуально для микропроцессорных дифференциальных защит.

Бросок тока намагничивания (БТН) обосновывается наличием нелинейности сопротивления силового трансформатора в первый момент включения, при котором рабочая точка находится на втором линейном участке ВАХ в области насыщения, что приводит к резкому уменьшению сопротивления ветви намагничивания силового трансформатора. Исследования показали, что БТН сопровождается повышением содержания второй гармоники.

В настоящее время блокировка по условию наличия второй гармонической составляющей выполнена от БТН силовых трансформаторов. В данном случае искажение формы наблюдается в первичном токе, и, этот ток, проходя через ТТ, может вызвать ложную работу защиты. Принцип действия силового трансформатора ничем не отличается от принципа работы ТТ, из чего следует вывод, что при насыщении ТТ последний также

начинает генерировать сигнал второй гармоники во вторичном искажённом токе. Следовательно, данный факт даёт возможность применения представленных блокировок для выявления работы ТТ в нерегламентированном для него режиме насыщения.

Выводы

В работе представлена и описана модель ТТ, позволяющая производить анализ работы релейной защиты в переходных режимах с учётом того, что в исследуемом ТТ имеется наличие остаточной магнитной индукции. Как показали исследования, негативные факторы переходного процесса и остаточной намагниченности существенно влияют на все измеряемые параметры, что может приводить либо к ложной работе, либо к отказу устройств РЗ. Одним из вариантов частичного решения проблемы является использование трансформаторов тока с ограниченной остаточной магнитной индукцией с классами точности TPZ, TPY и PR, что может снизить риски неправильной работы РЗ. Но даже в этом случае, при больших величинах АС первичного тока, существует вероятность некорректной работы ТТ.

Литература

1. Dragan Ristanovic, Terry Tadlock, Gautami Bhatt, Current Transformers in Protection Applications: The ANSI and International Electrotechnical Commission Standards, Industry Applications journal IEEE. 2021. V. 27. no. 5. pp. 47-57.
2. Румянцев Ю.В. и др. Цифровой измерительный орган тока для функционирования в условиях глубокого насыщения трансформатора тока // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2018. Т. № 6. С. 483–493.
3. Дмитриев М.В. Моделирование переходных процессов в электрической сети, содержащей трансформаторы при учете конфигурации их магнитной системы / М. В. Дмитриев, Г. А. Евдокунин // Известия РАН. Энергетика. 2009. №2. С. 37-48
4. Naseri F., Kazemi Z., Arefi M.M, et al. Fast discrimination of transformer magnetizing current from internal faults: An extended Kalman filter-based approach. *IEEE Trans. Power Del.* 2018.V. 33. no. 1. pp. 110-118.
5. Баженов Н.Г., Антипанова И.С. Математическое описание электромагнитных процессов в трансформаторах. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2015. Т.(1-2). С. 107-114.
6. Глухов В.П., Дроздов В.А. О возможности обобщения характеристик перемагничивания массивных ферромагнитных сердечников. Изв. АН Латв.ССР. Сер. физ. и техн. наук. 1975. № 4. 79-87.
7. Сафин А.Р., Behera R.K. Аддитивное производство и оптимизация топологии магнитных материалов для электрических машин. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2021. Т. 23(3). С. 14-33.
8. Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Воробьёв В.С., и др. Определение времени до насыщения трансформаторов тока в переходных режимах коротких замыканий // Электрические станции. 2017. № 1 (1026). С. 42-47.
9. Khalayasmaa A.I., Senyuk M.D., & Eroshenko S.A. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. *IEEE Transactions on Power Delivery*.36(4). pp.2154-2163D. Yarymbash, M. Kotsur, S. Yarymbash, I. Kylymnyk, T. Divchuk. Electromagnetic Properties Determination Of Electrical Steels, *Advanced Trends in Radioelectronics Telecommunications and Computer Engineering (TCSET) 2020 IEEE 15th International Conference on*. 2020. pp. 185-189.
10. Новожилов М.А., Пионкевич В.А. MATLAB в электроэнергетике. Иркутск: Изд-во ИРНИТУ. 2016. 246 с.
11. Hargrave A., Thompson M. J. and Heilman B. Beyond the knee point: a practical guide to CT saturation. *71st Annual Conference for Protective Relay Engineers*. 2018. pp. 1-23.
12. Fallahi A., Ramezani N. (Asst. Prof. Ph.D.) & I. Ahmadi (Asst. Prof. Ph.D.) (2016) Current Transformers' Saturation Detection and Compensation Based on Instantaneous Flux Density Calculations, *Automatika*, 57. V.4. 1070-1078.
13. Сафонов Е.П., Фролов В.Я. Особенности переходных процессов в генераторных цепях мощных электротехнических комплексов. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2021. Т. 23(1). С. 105-118.
14. Kuzhekov S.L., Degtyarev A.A., Doni N.A., et al. Analysis of the non-selective actions of differential collecting busbar protection during external single-phase short circuits with saturation of the current transformer in an fault-free phase. *Rel. Zashch. Avtomat.* 2019. No. 1. 28-36.
15. Altuve H.J., Fischer N., Benmouyal G., & Finney D. (2013). Sizing current transformers

for line protection applications. 2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers.

16. Куликов А.Л., Вуколов В.Ю., Колесников А.А., и др. Дифференциальная защита шин 110-220 кВ с применением метода двойной записи. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2017. Т. 19(11-12). С. 21-31.

Авторы публикации

Новобрицкий Владислав Александрович – аспирант, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

Федосов Денис Сергеевич – канд.техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электрических станций, сетей и систем, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

References

1. Dragan Ristanovic, Terry Tadlock, Gautami Bhatt, Current Transformers in Protection Applications: The ANSI and International Electrotechnical Commission Standards, *Industry Applications journal*. IEEE. 2021;27(5):47-57.
2. Rumiantsev YuV, Romaniuk FA, Rumiantsev VYu, et al. Digital Current Measurement Element for Operation During Current Transformer Severe Saturation. *ENERGETIKA. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*. 2018;61(6):483-493. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-6-483-493>
3. Dmitriev MV and Evdokunin GA. Modeling transient processes in an electric grid containing transformers when taking account of the configuration of their magnetic system. *Izv. RAN. Énergetika*.2009;2:37-48.
4. Naseri F, Kazemi Z, Arefi MM. Fast discrimination of transformer magnetizing current from internal faults: *An extended Kalman filter-based approach*. IEEE Trans. Power Del. 2018;33(1):110-118.
5. Bagenov NG, Antipanova IS. The mathematical description of electromagnetic processes in the transformers. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2015;(1-2):107-114. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2015-0-1-2-107-114>
6. Glukhov VP, Drozdov VA. The possibility of generalizing the characteristics of magnetization reversal of massive ferromagnetic cores. *Izv. Academy of Sciences of the Latvian SSR. Ser. physical and tech. science*, 1975.
7. Safin AR, Behera RK. Additive manufacturing and topology optimization of magnetic materials for electrical machines. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(3):14-33. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-3-14-33>.
8. Kuzhekov S, Degtyarev A, Vorob'ev V, et al. Determination of the time-to-saturation of current transformers in short-circuit transient regimes. *Power Technology and Engineering*. 2017 :51(2):234-239.
9. Khalyasmaa AI, Senyuk MD, & Eroshenko SA. (2021). Analysis of the State of High-Voltage Current Transformers Based on Gradient Boosting on Decision Trees. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 36(4), 2154.[9186646]. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2020.3021702>.
10. Yarymbash D, Kotsur M, Yarymbash S, et al. Electromagnetic Properties Determination Of Electrical Steels, *Advanced Trends in Radioelectronics Telecommunications and Computer Engineering (TCSET)*. 2020 IEEE 15th International Conference on. pp. 185-189 2020.
11. Novozhilov M and Pionkevich V. Development and study of mathematical models of three-phase bridge rectifiers and inverters, *Proceedings of Irkutsk State Technical University (Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tehničeskogo universiteta)*, 2019;23(3):553-574.
12. Hargrave A, Thompson MJ. and Heilman B. *Beyond the knee point: a practical guide to CT saturation*. 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 1-23, 2018.
13. Fallahi A, Ramezani N. Asst. Prof. Ph.D.) & I. Ahmadi (Asst. Prof. Ph.D.) (2016) Current Transformers Saturation Detection and Compensation Based on Instantaneous Flux Density Calculations. *Automatika*. 57:4;1070-1078. doi: 10.7305/automatika. 2017.04.1555.
14. Safonov EP, Frolov VYa. Features of fault transient's in generator network of powerful electric power stations. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(1):105-118. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-1-105-118>.
15. Kuzhekov SL, Degtyarev AA, Doni NA, et al. Analysis of the non-selective actions of differential collecting busbar protection during external single-phase short circuits with saturation

© Новобрицкий В.А., Федосов Д.С.

of the current transformer in an fault-free phase. *Rel. Zashch. Avtomat.* 2019;1:28-36.

16. Altuve HJ, Fischer N, Benmouyal G, & Finney D. (2013). *Sizing current transformers for line protection applications*. 2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers. doi:10.1109/cpre.2013.6822025.

17. Kulikov AL, Vukolov VYu, Kolesnikov AA, et al. Differential protection of busbar 110-220 kV with application of method of double entry. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(11-12):21-31. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-11-12-21-31>.

Authors of the publication

Vladislav A. Novobritskiy – Irkutsk National Research Technical University.

Denis S. Fedosov – Irkutsk National Research Technical University.

Получено ***22.10.2021г.***

Отредактировано ***29.10.2021г.***

Принято ***29.10.2021г.***



ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЙ МЕТЕОСОСТОЯНИЯ АТМОСФЕРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Москаленко¹ Н.И., Ахметшин^{1,2,*} А.Р., Сафиуллина¹ Я.С.,
Додов¹ И.Р., Хамидуллина¹ М.С.

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Ассоциация «Росэлектромонтаж», г. Москва, Россия

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Резюме. ЦЕЛЬ. Определить воздействие метеосостояния атмосферы на эффективность функционирования солнечных тепловых и электрических станций. Моделирование молекулярного поглощения солнечного излучения атмосферой. Моделирование оптических характеристик газовых компонентов атмосферы, атмосферного аэрозоля и облаков. МЕТОДЫ. Метод численного моделирования приходящих потоков солнечного излучения в спектральной области их функционирования для определения эффективности солнечных тепловых и электрических станций. Потоки солнечного излучения вычисляются методом сложения слоев в многопотоковом приближении с учетом многоярусного облачного покрова и вероятности перекрытия небосвода облаками. Поглощение излучения газовой фазой атмосферы учитывается методом эквивалентной массы в неоднородной атмосфере. Оптические характеристики дисперсной фазы атмосферы вычисляются с применением теории Ми. РЕЗУЛЬТАТЫ. Электронная база данных учитывает влияние антропогенного воздействия на потоки падающего на подстилающую поверхность солнечного излучения. Разработанное моделирование учитывает влияние влажности на оптические характеристики атмосферного аэрозоля и его многокомпонентный состав в зависимости от места локализации электрической станции. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Обобщена информация необходимая для численного моделирования метеовоздействий на функционирование солнечных тепловых и электрических станций. При вычислении потоков солнечного излучения учитывают прямые засветки световоспринимающей поверхности солнечным излучением, рассеянное излучение атмосферным аэрозолем и облаками.

Ключевые слова: численное моделирование, солнечные тепловые станции, солнечные электрические станции, солнечное излучение, оптическая характеристика атмосферного аэрозоля и облаков.

Для цитирования: Москаленко Н.И., Ахметшин А.Р., Сафиуллина Я.С., Додов И.Р., Хамидуллина М.С. Численное моделирование воздействий метеосостояния атмосферы на эффективность функционирования солнечных тепловых и электрических станций // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 86-99. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-86-99.

SIMULATION OF THE IMPACT OF THE ATMOSPHERIC WEATHER STATE ON THE EFFICIENCY OF FUNCTIONING OF SOLAR THERMAL AND POWER PLANTS

NI. Moskalenko¹, AR. Akhmetshin^{1,2,*}, YaS. Safiullina¹,
I.R. Dodov¹, M.S. Khamidullina¹

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

²Association «Roselectromontazh», Moscow, Russia

ORCID*: <https://orcid.org/0000-0003-4424-7761>, dr.akhmetshin@ieee.org

Abstract. THE PURPOSE. Determine the impact of the meteorological state of the atmosphere on the efficiency of the functioning of solar thermal and power plants. Modeling the molecular absorption of solar radiation by the atmosphere. Modeling the optical characteristics of the gaseous components of the atmosphere, atmospheric aerosol and clouds. METHODS. A method for numerical modeling of incoming solar radiation fluxes their functioning to

determine the efficiency of solar thermal and power plants. The solar fluxes are calculated by stacking layers in a multi-stream approximation, taking into account the multi-tiered cloud cover and the probability of overlapping the sky with clouds. The absorption of radiation by the gaseous phase of the atmosphere is taken into account by the method of equivalent mass in an inhomogeneous atmosphere. The optical characteristics of the dispersed phase of the atmosphere are calculated using the Mie theory. **RESULTS.** An electronic database has been created on the optical characteristics of the gaseous components of the atmosphere, the optical characteristics of atmospheric aerosol and clouds. The effect of anthropogenic impact on the flux of solar radiation falling on the underlying surface is taken into account. The developed modeling takes into account the effect of humidity on the optical characteristics of atmospheric aerosol and its multicomponent composition, depending on the location of the power plant. **CONCLUSION.** The information necessary for numerical modeling of meteorological effects on the functioning of solar thermal and power plants is generalized. When calculating solar radiation fluxes, direct illumination of the light-receiving surface by solar radiation, scattered radiation by atmospheric aerosol and clouds are taken into account.

Keywords: numerical modeling, solar thermal power plants, solar power plants, solar radiation, modeling of optical characteristics, spectral transmission function, optical characteristics of atmospheric aerosol and clouds.

For citation: Moskalenko NI, Akhmetshin AR, Safiullina YaS, Dodov IR, Khamidullina MS. Simulation of the impact of the atmospheric weather state on the efficiency of functioning of solar thermal and power plants. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):86-99. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-86-99.

Введение

Для выработки тепловой и электрической энергии широко используются котельные установки, работающие на ископаемых газовых и твердых топливах. Стоимость производства энергии с их использованием является в настоящее время наиболее дешевой. Учитывая то обстоятельство, что запасы ископаемых топлив ограничены, а выбросы в атмосферу уходящих продуктов сгорания токсичны для живых организмов и обладают канцерогенными воздействиями, а также воздействуют на антропогенные изменения климата в последние десятилетия разработаны технологии использования альтернативной энергии с применением ветровых установок, солнечных, тепловых и электрических станций, гидроэлектростанций [1-4].

Солнце является неисчерпаемым источником энергии, но приходящая на подстилающую поверхность энергия солнечного излучения (СИ) обладает большой временной изменчивостью (суточной и сезонной) и зависит от места локализации станций и метеосостояния атмосферы [5, 6]. В свете выше изложенного для оптимизации конструкции солнечных тепловых станций (СТС) и солнечных электрических станций (СЭС) требуется знание зависимостей световой энергии солнечного излучения [7, 8], поступающего на световоспринимающую поверхность котельной установки, в зависимости от метеосостояния атмосферы по месту дислокации станции и времени работы станции [9-11]. В настоящей работе рассмотрено получение необходимых для разработки конструкций СТС и СЭС исходных данных методом численного моделирования приходящих потоков СИ в спектральной области их функционирования.

Литературный обзор

Исследования метеосостояния атмосферы [12-15] на временные тренды относятся к среднглобальной модели атмосферы, в то время как структурные характеристики атмосферы и подстилающей поверхности изменяются в зависимости от региона и времени года. Широкий комплекс исследований [4-8, 16-19] показал, что антропогенные изменения климата в большей степени обусловлены малыми оптически активными газовыми компонентами и атмосферными аэрозолями, парниковый эффект которых усиливается через воздействие на оптические свойства облаков и рост влагосодержания в атмосфере. В настоящее время актуально выполнение зонального моделирования парникового эффекта антропогенных выбросов с использованием статистических данных по структурным характеристикам атмосферы по многолетним результатам аэрологического и космического зондирования атмосферы.

Притоки СИ на световоспринимаемую поверхность СТС и СЭС определяются с

учетом молекулярного поглощения и рассеяния СИ атмосферой рассеяния излучения аэрозолем и перекрытия небосвода многоярусным облачным покровом с учетом отраженного от подстилающей поверхности нисходящего потока СИ [20-21]. Требуется моделирование оптических характеристик (ОХ) газовых компонентов атмосферы, атмосферного аэрозоля и облаков, которые рассмотрены ниже.

Материалы и методы

Моделирование молекулярного поглощения СИ атмосферой. Основной характеристикой поглощения СИ атмосферой является ФСП. ФСП для i компонента устанавливается из соотношения [4, 9]:

$$\left(\frac{1}{\ln \tau_{\Delta \nu i}}\right)^2 = \left(\frac{1}{\ln \tau'_{\Delta \nu i}}\right)^2 + \left(\frac{1}{\ln \tau''_{\Delta \nu i}}\right)^2 + \frac{M}{\ln \tau'_{\Delta \nu i} \ln \tau''_{\Delta \nu i}}, \quad (1)$$

$$\text{где } \left| \ln \tau'_{\Delta \nu i} \right| = \int_L k_{\Delta \nu i} F_1 [L(T)] P_i(L) dL,$$

$$\left| \ln \tau''_{\Delta \nu i} \right| = \left[\int \beta_i P_i(L) P_p^{n_i/m_i}(L) F_2^{1/m_i}(T) dL \right]^m, \quad (2)$$

где n_i , m_i , $k_{\Delta \nu i}$, β_i , M_i – эмпирические параметры ФСП по спектру волнового числа ν , L – оптический путь, P_i – давление компонента i .

$$\tau_{\Delta \nu} = \exp \left[-\sum_i \ln \tau_{\Delta \nu i} \right]. \quad (3)$$

$F_1(T)$, $F_2(T)$ – температурные зависимости $k_{\Delta \nu i}/k_{\Delta \nu 0}$, $B_{\Delta \nu i}/B_{\Delta \nu 0}$.

В соотношении (2) P_p – эффективное давление:

$$P_p = P_{N_2} + \sum_k B_{ik} P_k, \quad (4)$$

где B_{ik} – фактор уширения спектральных линий для столкновений молекул i с молекулой k . Для кислорода $B(O_2) = 0,8$, $B(CO_2) = 1,4 \div 1,6$. Для водяного пара $B(H_2O) \in [6, 30]$ и значительно зависит от температуры.

Для полос с индуцированным давлением поглощения и континуального поглощения излучения крыльями СЛП $m=n=1$, $M=-1$, $k'_{\Delta \nu}(T)=B_{\Delta \nu}$. Для произвольной ФСП $m \in \{0, 1\}$, $n \in \{0, 1\}$, $M \in \{0, -1\}$.

Неоднородная многокомпонентная среда:

$$\left| \ln \tau'_{i\Delta \nu} \right| = \int_L k_{i\Delta \nu}(T) \rho_i [L(T)] dL, \quad (5)$$

$$\left| \ln \tau''_{i\Delta \nu} \right| = \left\{ \int_L \beta_{i\Delta \nu}^{1/m_i}(T) \rho_i [L(T)] P_{ip}^{n_i/m_i}(L) dL \right\}^{m_i}, \quad (6)$$

$$\left| \ln \tau_{\Delta \nu} \right| = \sum_i \left| \ln \tau_{i\Delta \nu} [L(T)] \right|, \quad (7)$$

$$\tau_{\Delta \nu} = \exp \left[-\sum_i \ln \tau_{i\Delta \nu} [L(T)] \right]. \quad (8)$$

Учет воздействия на ФСП уширения СЛП при столкновениях с молекулами других компонентов реализуются введением эффективного давления:

$$P_{ip} = P_{N_2} + \sum_k B_{ik} [L(T)] P_k(L), \quad (9)$$

где $B_{ik} = \alpha_{0i}(i-k)/\alpha_{0i}(i-N_2)$, $\alpha_{0i}(i-k)$, $\alpha_{0i}(i-N_2)$ – приведенные к давлению $P=1$ атм полуширины линий для столкновения молекул $(i-k)$ и $(i-N_2)$.

Моделирование ОХ атмосферного аэрозоля. Для моделирования потоков СИ в замутненной атмосфере необходимо знание спектральных коэффициентов ослабления СИ атмосферным аэрозолем $\sigma_{\lambda a}(z)$ рассеяния СИ $\sigma_{\lambda a}^s(z)$, поглощения СИ $\sigma_{\lambda a}^a(z)$, индикатрисы рассеяния $f_{\lambda a}(z)$, где Z – высота над уровнем моря, λ – длина волны.

Аэрозоль имеет многокомпонентный состав. Его ОХ зависят от относительной

влажности атмосферы. По химическому составу различают солевую фракцию атмосферного аэрозоля, пылевой аэрозоль, морской аэрозоль, сажевый золь лесных пожаров.

Конденсационный рост частиц является важным фактором, определяющим его влияние на ОХ атмосферы. На рисунке 1 иллюстрируются спектральные зависимости коэффициента ослабления, излучения, солевой фракции атмосферного аэрозоля [13, 18].

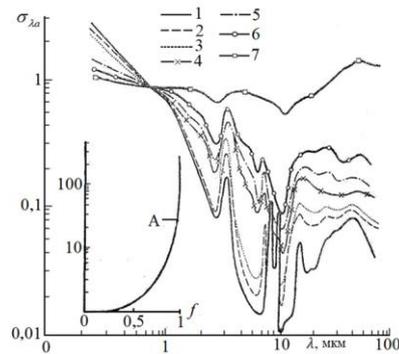


Рис. 1. Спектры коэффициентов нормированные ослабления солевой фракции, атмосферного аэрозоля для вариации относительных влажностей f , %: 1-40; 2-80; 3-95; 4-99; 5-99,5; 6-99,8; 7-100. А это зависимость относительной влажности f на длине волны $\lambda = 0,55$ мкм от оптической плотности.

Fig. 1. Spectra of coefficients of normalized attenuation of salt fraction, atmospheric aerosol for variation of relative humidity f , %: 1-40; 2-80; 3-95; 4-99; 5-99,5; 6-99,8; 7-100. And this is the dependence of the relative humidity f at a wavelength of $\lambda = 0.55$ microns on the optical density..

Морской аэрозоль представлен частицами морской соли и высота его турбулентного переноса над акваторией моря значительно ниже, чем над сушей [9, 18], при его переносе над континентами следует ожидать подъема частиц морской соли из-за увеличения высоты зоны турбулентного теплообмена, примеры моделирования вертикальных профилей оптической плотности многокомпонентного атмосферного аэрозоля рассмотрены в [4, 13, 18].

В [4] представлены спектральные зависимости $\sigma_{\lambda a}$, $\sigma_{\lambda a}^a$, $\sigma_{\lambda a}^s$ для сажевого аэрозоля (фракция 4) электронной базы данных при различных относительных влажностях. Электронная база данных включает матрицы светорассеивания различных фракций атмосферного аэрозоля для диапазона изменения относительной влажности $f \in (0,1)$, что позволяет учитывать ее воздействие на интенсивности рассеянного СИ, падающего на подстилающую поверхность. Диффузное отраженное СИ от подстилающей поверхности вычисляется по ландшафтной карте [4] с учетом сезонных изменений спектрального альbedo подстилающей поверхности.

На рисунке 2 представлены индикатрисы рассеяния $f(\theta)$ городской дымкой для длин волн 0,3; 0,63; 1,06; 1,7 мкм над Манчестером (кривая 1); Ренне (кривая 2) и субаридной зоной Уайт-Сэнде (кривые 3, 4), соответствующие значению действительной части, комплекс показателя преломления $n=1,5$ и $1,65$.

В таблице 1 представлены нормированные на оптическую плотность коэффициенты ослабления, излучения, рассеяния и поглощения частиц морской соли (А) и континентальной пыли (Б). Микроструктуры морской соли описаны γ -распределением I с параметрами $a = 1$; $b = 7,5$; $c = 0,5$. Пылевой аэрозоль II имеет микроструктуры с параметрами γ -распределения $a = 1$; $b = 9$; $c = 0,5$.

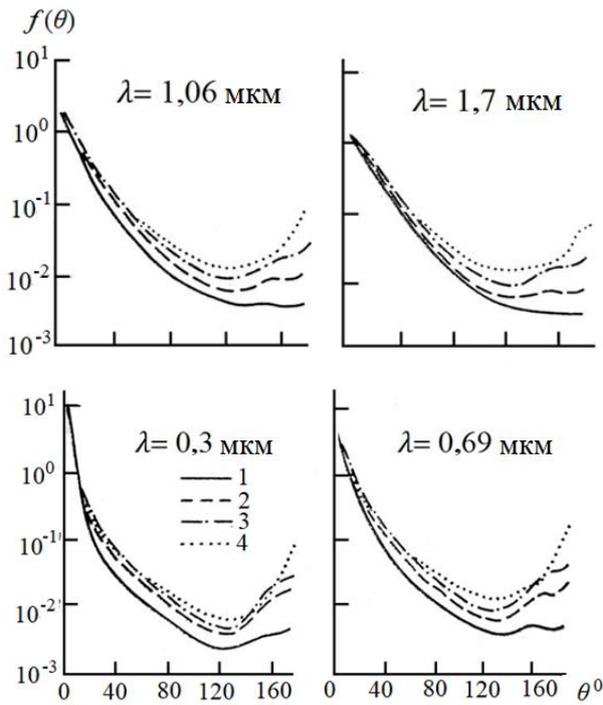


Рис. 2. Индикатрисы рассеяния излучения городской дымкой.

Fig. 2. Radiation scattering indicatrices by urban haze.

В таблице 1 представлены нормированные на оптическую плотность коэффициенты ослабления, излучения, рассеяния и поглощения частиц морской соли (А) и континентальной пыли (Б). Микроструктуры морской соли описаны γ – распределением I с параметрами $a = 1$; $b = 7,5$; $c = 0,5$. Пылевой аэрозоль II имеет микроструктуры с параметрами γ –распределения $a = 1$; $b = 9$; $c = 0,5$.

Таблица 1

Нормированные на оптическую плотность коэффициенты ослабления σ_a^s , рассеяния σ_a^s и поглощения σ_a^d частиц морской соли (А) и континентальной пыли (Б)

I				II			
А				Б			
мкм	σ_a	σ_a^s	σ_a^d	мкм	σ_a	σ_a^s	σ_a^d
0,55	1,000	0,946	0,054	0,55	1,000	0,855	0,145
1,00	1,149	1,074	0,075	1,00	0,729	0,481	0,248
2,00	1,024	0,803	0,221	2,00	0,324	0,248	0,076
3,00	1,147	0,667	0,480	6,00	0,064	0,020	0,044
3,50	0,708	0,687	0,021	6,50	0,058	0,013	0,045
4,00	0,623	0,577	0,046	7,20	0,143	0,086	0,057
4,50	0,465	0,401	0,064	8,20	0,074	0,008	0,066
6,00	0,351	0,286	0,073	8,50	0,112	0,032	0,080
6,50	0,284	0,173	0,111	8,70	0,137	0,051	0,086
7,20	0,123	0,039	0,084	9,00	0,227	0,120	0,107
8,50	0,721	0,397	0,324	11,00	0,133	0,064	0,069
9,00	0,636	0,296	0,340	13,00	0,075	0,020	0,055

Примечание: I) $a = 1, b = 7,5, c = 0,5$; II) $a = 1, b = 9, c = 0,5$.

В работах [4, 9, 13] разработано замкнутое моделирование оптических характеристик атмосферного аэрозоля. Микроструктура $N(r)$ задаётся формулой:

$$N(r) \sum_{i=1}^N N_i(r) = \sum_{i=1}^N A_i r^{a_i} \exp(-b_i r^{c_i}), \quad (10)$$

где N это число фракций; A_i и a_i и b_i и c_i это параметры i -ой фракции.

В связи с тем, что наиболее достоверная информация по вертикальной структуре аэрозоля получена по оптической плотности, спектральные ослабления, рассеивания и поглощения нормированы на оптическую плотность. Спектральные коэффициенты

ослабления формулами [4, 18]:

$$\sigma_{\lambda a} = \sum_{i=1}^N B_i(z) \sigma_{i\lambda a}, \quad (11)$$

$$\sigma_{\lambda a}^s = \sum_{i=1}^N B_i(z) \sigma_{i\lambda a}^s, \quad (12)$$

$$\sigma_{\lambda a}^a = \sum_{i=1}^N B_i(z) \sigma_{i\lambda a}^a, \quad (13)$$

$$f(z, \theta) = \sum_{i=1}^N B_i(z) f_i / \sum_{i=1}^N B_i(z), \quad (14)$$

где $B_i(z) = d\tau/dz$ – вертикальный пропил оптической плотности, $\sigma_{i\lambda a}$, $\sigma_{i\lambda a}^a$, $\sigma_{i\lambda a}^s$, f_i – коэффициенты ослабления, рассеяния, поглощения, индикатриса рассеяния для i -ой фракции атмосферного аэрозоля.

В таблице 2 представлены модели микроструктуры для облаков различных форм, рекомендуемых для расчетов оптических характеристик облачности. Выделены формы облаков, которые описываются распределениями с параметрами a , b , c , модальным радиусом R_m , N , см^{-3} – число частиц, в кубическом сантиметре; W , $\text{г}/\text{м}^3$ – влагосодержание облаков. Влажность облаков W определяется как масса воды на единицы объема атмосферного воздуха [9]:

$$W = \frac{3\pi}{4} \rho_w \int_r r^3 n(r) dr, \quad (15)$$

где ρ_w – плотность воды. Параметр A определяется соотношением.

$$A = Ncb^{(a+1)c} / r \left(\frac{a+1}{c} \right) \quad (16)$$

Таблица 2

Распределение облачных капель по размерам.

Форма облаков	a	b	c	r_m , мкм	N , см^{-3}	A	W , $\text{г}/\text{м}^3$
Слоисто-кучевые (Sc)	5	0,577	1,18	5,34	10^2	$2,83 \cdot 10^{-1}$	0,142
Высоко-кучевые (Ac)	2	0,0028	2,47	10,18	10^2	$1,96 \cdot 10^{-1}$	0,797
Слоистые (St)	5	0,936	1,05	4,70	10^2	$9,79 \cdot 10^{-1}$	0,114
Высоко-слоистые (As)	3	0,192	1,31	6,76	10^2	$3,8 \cdot 10^{-1}$	0,38
Слоисто-дождевые (Ns)	5	0,4	1,25	6,4	10^2	$8,1 \cdot 10^{-1}$	0,236
Кучево-дождевые (Cb)	1	0,0018	2,42	9,68	10^2	1,098	1,035
Мощно-кучевые (Cu Cong)	4	0,667	1,00	6,00	10^2	0,548	0,297
С.6	2	0,100	1,00	20,00	10^1	$0,5 \cdot 10^{-4}$	0,025

Разработанная авторами электронная база данных матриц светорассеяния для моделей облаков, представленных в таблице 2, в области длин волн 0,3-60 мкм. В таблице 3(см. приложение) представлен пример матрицы светорассеяния для N_s облака для длины волны $\lambda=0,3$ мкм.

На рисунке 3 представлены вероятности перекрытия небосвода облачностью различных ярусов для июня месяца.

В интересах автоматизированного моделирования подготовлена библиотека ОХ облачности для восьми модификаций микроструктуры из таблицы 3 для дискретных значений длин волн в области спектра 0,3-60 мкм. При этом использованы данные по спектру показателя преломления [13].

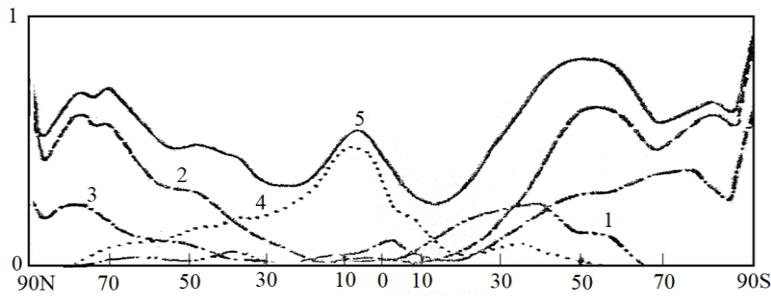


Рис. 3. Вероятность перекрытия небосвода облачностью различных ярусов и типов: N – северная широта; S – южная широта; 1- облачность CL₃; 2 – облачность CL₂; 3 – облачность CL₄; 4 – облачность CL₁; 5 – вероятность перекрытия небосвода всеми типами облаков.

Fig. 3. The probability of overlapping the sky with clouds of various tiers and types: N – northern latitude; S – southern latitude; 1- cloud cover CL₃; 2 – cloud cover CL₂; 3 – cloud cover CL₄; 4 – cloud cover CL₁; 5 – the probability of overlapping the sky with all types of clouds.

В интересах автоматизированного моделирования подготовлена библиотека ОХ облачности для восьми модификаций микроструктуры из таблицы 3 для дискретных значений длин волн в области спектра 0,3-60 мкм. При этом использованы данные по спектру показателя преломления [13].

Результаты

Расчеты эффективности работы тепловых и электрических станций. Для безоблачной атмосферы потоки нисходящего излучения определяются из потока СИ на внешней границе атмосферы, ослабленной атмосферой газовыми компонентами и аэрозолем. На рисунке 4 продемонстрированы функции спектрального пропускания атмосферы в зависимости от зенитного угла для модели среднелобальной атмосферы [4]. Подсветка рассеянным нисходящим СИ вычисляется в многопоточном приближении [9].

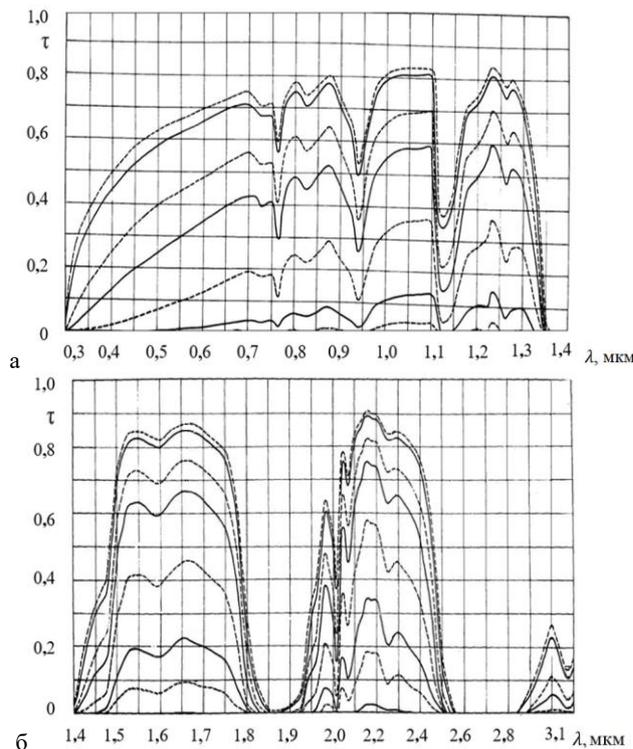


Рис. 4. Спектральная прозрачность атмосферы в спектральном диапазоне 0,3-3,1 мкм при зенитных углах обзора θ (z_1): 10-0°, 11-30°, 12-60°, 13-70°, 14-80°, 15-85°, 16-87°, 17-89°, 18-90°, 19-90°20', для спектральной области: а – 0,3-1,04 мкм; б – 1,4-3,1 мкм.

Fig. 4. Spectral transparency of the atmosphere in the spectral range of 0.3-3.1 microns at zenith viewing angles θ (z_1): 10-0°, 11-30°, 12-60°, 13-70°, 14-80°, 15-85°, 16-87°, 17-89°, 18-90°, 19-90°20', for the spectral region: a – 0.3-1.04 microns; b – 1.4-3.1 microns.

Вычисление потоков коротковолновой радиации $F_{s\uparrow}(z)$, $F_{s\downarrow}(z)$ производится в многопотоковом приближении [13]. Согласно [4, 9, 13, 18], можно получить потоки по взаимно перпендикулярным направлениям рассеянные системой из двух слоев с учетом перераспределения излучения между слоями:

$$\begin{bmatrix} I_1^\downarrow, I_2^\downarrow \end{bmatrix} = [x, y] \begin{bmatrix} i_1 & m_1 \\ m_3 & i_3 \end{bmatrix}, \quad (17)$$

$$\begin{bmatrix} I_1^\uparrow, I_2^\uparrow \end{bmatrix} = [B_1, C_1] + [x, y] \begin{bmatrix} j_1 & k_1 \\ k_3 & j_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_2 & D_2 \\ D_4 & A_4 \end{bmatrix}, \quad (18)$$

$$\begin{aligned} [x, y] &= \frac{1}{(1-a)(1-d)-bc} [A_1, D_1] \begin{bmatrix} 1-a & b \\ c & 1-d \end{bmatrix}, \\ \begin{bmatrix} a & b \\ c & d \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} C_2 & B_2 \\ C_4 & B_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_3 & j_1 \\ j_3 & k_1 \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (19)$$

где $\begin{bmatrix} I_1^\downarrow, I_2^\downarrow \end{bmatrix}$ – нисходящие и $\begin{bmatrix} I_1^\uparrow, I_2^\uparrow \end{bmatrix}$ – восходящие потоки излучения в первом и во втором слоях среды для углов θ_0 , $\theta_0 = \pi/2 - \theta_0$ при зенитном угле Солнца θ_0 , B_1, C_1 – отраженные и A_1, D_1 – пропущенные потоки излучения, определяемые углами θ_0 и θ_0 , рассеянные верхним слоем при падении излучения сверху; B_2, C_2, A_2, D_2 , – аналогично, потоки рассеянного излучения для падения излучения снизу, но при зенитном угле θ_0 : i_1, j_1, k_1, m_1 ; i_2, j_2, k_2, m_2 ; i_3, j_3, k_3, m_3 ; i_4, j_4, k_4, m_4 ; отвечают потокам излучения для второго слоя. Используя соотношения (17-19), построена и реализована точная вычислительная схема отраженного и пропущенного потоков для многослойной неоднородной по высоте атмосферы. При наличии подстилающей поверхности с альбедо q , альбедо системы «подстилающая поверхность – атмосфера» в зависимости от зенитного угла солнца θ_0 определяется соотношением:

$$q^*(\theta_0) [I_1^\uparrow(\theta_0) + I_2^\uparrow(\theta_0)] + [I_1^\downarrow(\theta_0) + I_2^\downarrow(\theta_0)] \frac{Tq}{1-Rq}, \quad (20)$$

где $I_1^\uparrow(\theta_0), I_2^\uparrow(\theta_0)$ – потоки излучения на верхней границе атмосферы; $I_1^\downarrow(\theta_0), I_2^\downarrow(\theta_0)$ – потоки излучения на уровне подстилающей поверхности; T – передаточная функция атмосферы для диффузного излучения подстилающей поверхности; R – альбедо атмосферы при наблюдении снизу. Для определения интегрального по спектру альбедо монохроматические потоки:

$$J^\uparrow(\theta_0) = J_1^\downarrow(\theta_0) + J_2^\downarrow(\theta_0) + (J_1^\uparrow(\theta_0) + J_2^\uparrow(\theta_0))qR, \quad (21)$$

интегрируются по оперативной схеме расчетов с учетом спектрального веса излучения Солнца в интегральном потоке.

На рисунке 5 представлена зависимость альбедо δ системы «подстилающая поверхность – атмосферный аэрозольный слой». Для модели среднеглобального атмосферного аэрозоля 1 получено значение вероятности выживания кванта $\tilde{\omega}=0,9$, а тропосферного аэрозоля 2 над Западной Европой $\tilde{\omega}=0,75$. Для модели промышленного сажевого аэрозоля $\tilde{\omega}=0,6$ [4]. Кривые (рис. 5) демонстрируют оценку влияния атмосферного аэрозоля на альбедо системы в зависимости от величины альбедо подстилающей поверхности, от оптических свойств аэрозоля и от оптической толщины аэрозольного облака [4, 18]. Атмосферный аэрозоль любого типа уменьшает альбедо системы «облачность-аэрозольное облако», «заснеженная поверхность – аэрозольное облако».

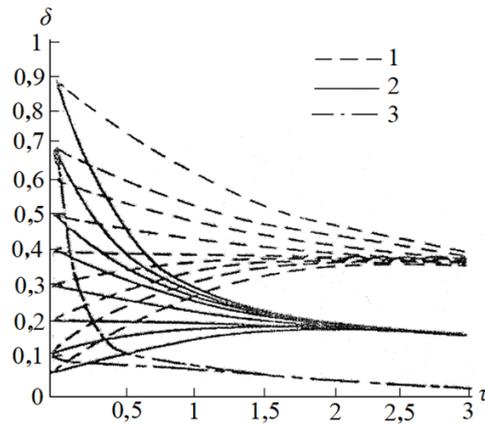


Рис. 5. Зависимость альbedo δ системы подстилающая поверхность- атмосферный аэрозольный слой от оптической толщины τ аэрозольного облака для моделей среднеглобального атмосферного аэрозоля (1), промышленного аэрозоля (2) и сильного поглощающего аэрозоля (3) при различных значениях альbedo подстилающей поверхности.

Fig. 5. Dependence of the albedo δ of the underlying surface- atmospheric aerosol layer system on the optical thickness τ of the aerosol cloud for models of medium-global atmospheric aerosol (1), industrial aerosol (2) and strong absorbing aerosol (3) at different values of the albedo of the underlying surface.

Максимальное тепловосприятие СИ достигается в установках с автоматизированным ориентированием зеркальной системы на диск Солнца.

Разработанный в настоящей работе метод численного моделирования позволяет оценить степень влияния метеосостояния атмосферы (ясный, замутненный, облачный, антропогенно-возмущенный) и рассчитать эффективность функционирования СТС и СЭС в зависимости от места их расположения и конструкторских решений. Перспективны расположения СТС и СЭС в местах с высокой среднегодовой освещенностью подстилающей поверхности (например, Крым, Оренбургская, Астраханская, Воронежская области).

Далее рассмотрим применение метода численного моделирования для СЭУ. На рисунке 6 представлено спектральное альbedo атмосферы для СИ при наблюдении атмосферы снизу для невозмущенной атмосферы и атмосферы с городской дымкой. На рисунке 7 иллюстрируется эффективность функционирования в условиях антропогенно невозмущенной атмосферы и атмосферы с учетом городской дымки. На рисунке 8 показаны отношения эффективности функционирования невозмущенной безоблачной атмосферы и атмосферы с учетом городской дымки для кремниевых и с тонкой пленкой халькогенидов.

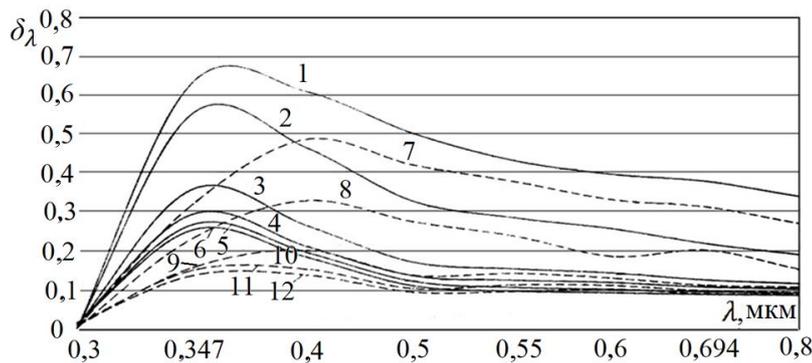


Рис. 6. Спектральное альbedo атмосферы для солнечного излучения при просмотре снизу для невозмущенной атмосферы (при зенитных углах зрения 0: 1-85; 2-75; 3-45; 4-15; 5-5; 6-0) и для атмосферы с городским аэрозолем (при зенитных углах зрения 0: 7-85; 8-75; 9-45; 10-15; 11-5; 12-0) в диапазоне спектра 0,3-0,8 мкм

Fig. 6. Spectral albedo of the atmosphere for solar radiation when viewed from below for an undisturbed atmosphere (at zenith angles of view 0: 1-85; 2-75; 3-45; 4-15; 5-5; 6-0) and for an atmosphere with urban aerosol (at zenith angles of view 0: 7-85; 8-75; 9-45; 10-15; 11-5; 12-0) in the spectrum range of 0.3-0.8 microns

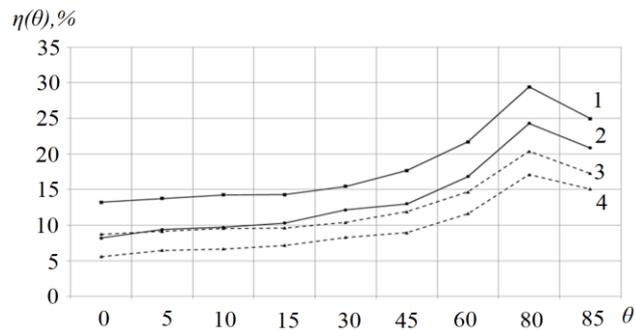


Рис. 7. Эффективность работы в антропогенно безоблачной атмосфере и атмосфере с учетом городской дымки для кремниевых фотоэлектрических модулей (1, 2) и фотоэлектрических модулей с тонкой пленкой халькогенидов (3, 4).

Fig. 7. Efficiency of operation in an anthropogenically cloudless atmosphere and an atmosphere taking into account urban haze for silicon photovoltaic modules (1, 2) and photovoltaic modules with a thin film of chalcogenides (3, 4).

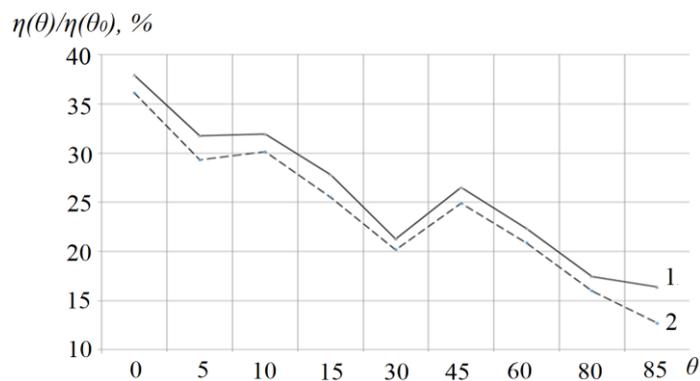


Рис. 8. Коэффициенты эффективности функционирования в антропогенно ненарушенной атмосфере и атмосфере с учетом городской дымки для кремниевых фотоэлектрических модулей (1) и фотоэлектрических модулей с тонкой пленкой халькогенидов (2).

Fig. 8. Efficiency coefficients of functioning in an anthropogenically disturbed atmosphere and atmosphere taking into account urban haze for silicon photovoltaic modules (1) and photovoltaic modules with a thin film of chalcogenides (2).

Обсуждение

Рассмотрена проблема численного моделирования воздействий метеосостояния атмосферы на функционирования СТС и СЭС. Анализируемое влияние влажности на оптические характеристики атмосферного и антропогенного аэрозолей. Учитывается многокомпонентный состав атмосферного аэрозоля, каждая фракция атмосферного аэрозоля задается в виде вертикального профиля и его оптической плотности на длине волны $\lambda=0,55$ мкм в соответствии с влажностью атмосферы r . Спектральные зависимости коэффициентов ослабления, поглощения и рассеивания и индикатрисы рассеивания определяются по электронной базе данных, по ОХ, нормированных на оптическую плотность, ОХ, заданной для дискретных длин в диапазоне спектра 0,2-50 мкм в диапазоне относительной влажности $r \in (0,100\%)$. Облачность атмосферы принимается многоярусной и задается в виде вероятности, перекрытия небосвода облачностью нижнего, среднего и верхнего яруса. Для моделирования ОХ облаков представлена электронная база данных матриц светорассеивания для облаков различных форм заданных гамма-распределениями их микроструктуры. ОХ смешанных форм формируется программой для ПВЭМ. Молекулярные поглощения СИ вычисляются двухпараметрическим методом эквивалентной массы.

Приходящее СИ воспринимается световоспринимающими поверхностями СТС и СЭС и передается системой зеркал на тепловую принимающую поверхность котельной установки для выработки пара с последующим преобразованием тепловой энергии пара в электрическую в паровой турбине. Поток СИ вычисляются методом сложения слоев в многопоточном приближении [9] с учетом молекулярного поглощения излучения, рассеяния излучения атмосферным аэрозолем и многоярусной облачностью.

Выводы

По результатам выполненного моделирования выявлена эффективность работы СТС и СЭС для различных метеосоставов атмосферы и широтного пояса Земли (географического места дислокации СТС и СЭС).

Разработанный полуаналитический метод и программный комплекс расчетов коротковолновой радиации (КВР) использован для расчетов спектрального и интегрального альbedo системы Земля - атмосфера для реальных моделей замутненной атмосферы с одновременным учетом молекулярного рассеяния, молекулярного поглощения и при наличии многоярусных облаков и с учетом спектрального альbedo подстилающей поверхности.

По сравнению с методом многократного рассеяния СИ метод сложения слоев многопоточного приближения позволяет многократно уменьшить затраты машинного времени на выполнение расчетов приходящих к подстилающей поверхности потоков СИ и потока СИ к световоспринимающим поверхностям СТС и СЭС.

Литература

1. Owusu P.A., Asumadu-Sarkodie S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation // *Cogent Engineering*. 2016. V. 3, Iss. 1. art. no. 1167990.
2. Creutzig F., Agoston P., Goldschmidt J.C., et al. The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change // *Nature Energy*. 2017. V. 2. art. no. 17140.
3. Eissa Y., Naseema Beegum S., Gherboudj I., et al. Prediction of the day-ahead clear-sky downwelling surface solar irradiances using the REST2 model and WRF-CHIMERE simulations over the Arabian Peninsula // *Solar Energy*. 2018. V. 162. pp. 36-44.
4. Москаленко Н.И., Хамидуллина М.С., Сафиуллина Я.С. Влияние антропогенных воздействий на работу солнечных электрических и тепловых станций // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2016. № 3-4. С. 29-39.
5. Фейгельсон Е.М., Краснокутская Л.Д. Потоки солнечного излучения и облака. Ленинград. Гидрометеиздат. 1978. 157 с.
6. Casado-Rubio J.L., Revuelta M.A., Postigo M., et al. A postprocessing methodology for direct normal irradiance forecasting using cloud information and aerosol load forecasts // *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 2017. V.56. Iss. 6. pp. 1595-1602.
7. Thomas J.A. Optimisation Method for the clear sky PV forecast using power records from arbitrarily oriented panels // *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications*. 2018. pp. 117-123. art. no. 8566993.
8. Melzi F.N., Touati T., Same A., et al. Hourly solar irradiance forecasting based on machine learning models // *15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications*. 2016. pp. 441-446. art. no. 7838182.
9. Москаленко Н.И., Родионов Л.В., Хамидуллина М.С. и др. Численное моделирование радиационного теплообмена // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2015. № 1-2. С. 33-43.
10. Кондратьев К.Я., Донченко В.К. Экодинамика и геополитика. Т.1. Глобальные проблемы. СПб. 1992. 1032 с.
11. Tampieri F., Fomasi C. Size distribution models of fog and cloud droplets in terms of the modified gamma function // *Tellus*. 1976. V. 28. pp. 1584-1593.
12. Voyant C., Notton G. Solar irradiation now casting by stochastic persistence: A new parsimonious, simple and efficient forecasting tool // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. V. 92. pp. 343-352.
13. Москаленко Н.И., Паржин С.Н., Хамидуллина М.С. Спектрометрия газовых сред с применением двухлучевой установки на базе спектрофотометра ИКС-24 // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2016. № 5-6. С. 99-109.
14. Deirmendjian D. Far-infrared and sub-millimeter wave attenuation by clouds and rain // *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 1975. V. 14. pp. 1584-1593.
15. Hale G.M., Querry M.R. Optical constraints of water in the 200 nm to 200 mm wavelength region // *Applied Optics*. 1973. V. 12. № 3. pp. 555-563.
16. Fan J., Wang Y., Rosenfeld D., et al. Review of aerosol-cloud interactions. Mechanisms, significance and challenges // *Journal of the Atmospheric Sciences*. 2016. V. 73. Iss. 11. pp. 4221-4252.
17. Kosmopoulos P.G., Kazadzis S., Taylor M., et al. Dust impact on surface solar irradiance assessed with model simulations, satellite observations and ground-based measurements // *Atmospheric Measurement Techniques*. 2017. V. 10. Iss. 7. pp. 2435-2453.
18. Москаленко Н.И., Додов И.Р., Каюмова Г.В., и др. Моделирование радиационных характеристик газовой фазы продуктов сгорания на базе высокотемпературных атласов

параметров спектральных линий // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. №11-12. С. 65-80.

19. Fountoulakis I., Kosmopoulos P., Papachristopoulou K., et al. Effects of aerosols and clouds on the levels of surface solar radiation and solar energy in Cyprus // *Remote Sensing*. 2021. V. 13. Iss. 12. art. no. 2319.

20. Perez R., Lorenz E., Pelland S., et al. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe // *Solar Energy*. 2013. V. 94. pp. 305-326.

21. Shahsavari A., Akbari M. Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. V. 90. pp. 275-291.

Авторы публикации

Москаленко Николай Иванович – д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ).

Ахметшин Азат Ринатович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ), ведущий специалист Ассоциации «Росэлектромонтаж».

Сафиуллина Яна Салаватовна – канд. техн. наук, заместитель директора МБУ «СШОР «Грация» г.Казани.

Додов Ибрагим Русланович – аспирант кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ).

Хамидуллина Марьяна Салаватовна – аспирант кафедры «Энергетическое машиностроение», Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ).

References

1. Owusu PA, Asumadu-Sarkodie S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*. 2016; 3(1): 1167990. doi: 10.1080/23311916.2016.1167990.

2. Creutzig F, Agoston P, Goldschmidt JC, et al. The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. *Nature Energy*. 2017;2: 17140. doi: 10.1038/nenergy.2017.140.

3. Eissa Y, Naseema Beegum S, Gherboudj I, et al. Prediction of the day-ahead clear-sky downwelling surface solar irradiances using the REST2 model and WRF-CHIMERE simulations over the Arabian Peninsula. *Solar Energy*. 2018;162:36-44. doi: 10.1016/j.solener.2018.01.003.

4. Moskalenko NI, Khamidullina MS, Safiullina YaS. Influence of anthropogenic influences on the operation of solar electric and thermal power plants. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2016;3-4:29-39. doi: 10.30724/1998-9903-2016-0-3-4-29-39.

5. Feigelson EM, Krasnokutskaya LD. *Streams of solar radiation and clouds*. Leningrad. Hydrometeoizdat. 1978;157.

6. Casado-Rubio JL, Revuelta MA, Postigo M, et al. A postprocessing methodology for direct normal irradiance forecasting using cloud information and aerosol load forecasts. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 2017;56(6):1595-1602. doi: 10.1175/JAMC-D-16-0297.1.

7. Thomas JA. Optimisation Method for the clear sky PV forecast using power records from arbitrarily oriented panels. *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications*. 2018;117-123. doi: 10.1109/ICRERA.2018.8566993.

8. Melzi FN, Touati T, Same A, et al. Hourly solar irradiance forecasting based on machine learning models. *15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications*. 2016;441-446. doi: 10.1109/ICMLA.2016.186

9. Moskalenko NI, Rodionov LV, Khamidullina MS, et al. Numerical modeling of radiation heat transfer. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2015;1-2:33-43. doi: 10.30724/1998-9903-2015-0-1-2-33-43.

10. Kondratyev KYa, Donchenko VK. *Ecodynamics and Geopolitics. V. 1. Global problems*. SPb. 1992;1032.

11. Tampieri F, Fomasi C. Size distribution models of fog and cloud droplets in terms of the modified gamma function. *Tellus*. 1976;28:1584-1593.

12. Voyant C, Notton G. Solar irradiation now casting by stochastic persistence: A new parsimonious, simple and efficient forecasting tool. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;92:343-352. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.116.

13. Moskalenko NI, Parzhin SN, Khamidullina MS. Spectrometry of gaseous media using a two-beam setup based on the IKS-24 spectrophotometer. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2016;5-6:99-109. doi: 10.30724/1998-9903-2016-0-5-6-99-109.

14. Deirmendjian D. Far-infrared and sub-millimeter wave attenuation by clouds and rain. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 1975;14:1584-1593.

15. Hale GM, Querry MR. Optical constants of water in the 200 nm to 200 mm wavelength region. *Applied Optics*. 1973;12(3):555-563.

16. Fan J, Wang Y, Rosenfeld D, et al. Review of aerosol-cloud interactions. Mechanisms, significance and challenges. *Journal of the Atmospheric Sciences*. 2016;73(11):4221-4252. doi: 10.1175/JAS-D-16-0037.1

17. Kosmopoulos PG, Kazadzis S, Taylor M, et al. Dust impact on surface solar irradiance assessed with model simulations, satellite observations and ground-based measurements. *Atmospheric Measurement Techniques*. 2017;10(7):2435-2453. doi: 10.5194/amt-10-2435-2017.

18. Moskalenko NI, Dodov IR, Kayumova GV, et al. Modeling of radiation characteristics of the gas phase of combustion products based on high-temperature atlases of spectral line parameters. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2018;11-12:65-80. doi: 10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-65-80.

19. Fountoulakis I, Kosmopoulos P, Papachristopoulou K, et al. Effects of aerosols and clouds on the levels of surface solar radiation and solar energy in Cyprus. *Remote Sensing*. 2021;13(12):2319. doi: 10.3390/rs13122319.

20. Perez R, Lorenz E, Pelland S, et al. Comparison of numerical weather prediction solar irradiance forecasts in the US, Canada and Europe. *Solar Energy*. 2013;94:305-326. doi: 10.1016/j.solener.2013.05.005.

21. Shahsavari A, Akbari M. Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;90:275-291. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.065.

Authors of the publication

Nikolay I. Moskalenko – Kazan State Power Engineering University.

Azat R. Akhmetshin – Kazan State Power Engineering University.

Yana S. Safiullina – MBU «SSHOR» Gratsia.

Ibragim R. Dodov – Kazan State Power Engineering University.

Maryana S. Khamidullina – Kazan State Power Engineering University.

Получено 22.10.2021г.

Отредактировано 25.10.2021г.

Принято 27.10.2021г.

Матрица рассеяния облаков (N_s), $\lambda = 0,3$ мкм, $\sigma_a = 43,235 \text{ km}^{-1}$, $\bar{\omega} = 0,99999$

Q	M_2		M_1		S_{21}		D_{21}	
0,0	0,1715	04	0,1715	04	0,1715	04	0,0	
0,5	0,5915	03	0,5916	03	0,5915	03	0,2378	01
1,0	0,6241	02	0,6235	02	0,6236	02	-0,7276	00
3,0	0,2667	01	0,2608	01	0,2633	01	-0,1932	-01
4,0	0,1437	01	0,1393	01	0,1412	01	-0,8196	-02
5,0	0,1025	01	0,9936	00	0,1007	01	-0,3444	-02
6,0	0,8176	01	0,7895	00	0,8013	00	-0,2972	-02
7,0	0,7176	00	0,6947	00	0,7041	00	-0,2170	-02
8,0	0,6425	00	0,6235	00	0,6311	00	-0,2542	-02
9,0	0,5925	00	0,5752	00	0,5921	00	-0,8558	-03
10,0	0,5546	00	0,5432	00	0,5472	00	-0,7680	-03
20,0	0,3207	00	0,3302	00	0,3298	00	0,2898	-03
25,0	0,2409	00	0,2527	00	0,2451	00	0,3977	-03
30,0	0,1774	00	0,1904	00	0,1814	00	0,1211	-02
35,0	0,1271	00	0,1410	00	0,1311	00	0,1277	-02
40,0	0,8887	00	0,1031	00	0,9309	-01	0,9668	-03
45,0	0,6146	-01	0,7531	-01	0,6509	-01	0,7655	-03
50,0	0,4216	-01	0,5254	-01	0,4443	-01	0,8022	-03
55,0	0,2848	-01	0,3626	-01	0,2948	-01	0,7830	-03
60,0	0,1890	-01	0,2417	-01	0,1892	-01	0,6088	-03
65,0	0,1219	-01	0,1551	-01	0,1147	-01	0,3966	-03
70,0	0,8011	-01	0,9376	-02	0,6446	-02	0,2904	-03
75,0	0,5457	-02	0,5465	-02	0,3367	-02	0,1730	-03
80,0	0,3980	-02	0,3067	-02	0,1513	-02	0,1016	-03
85,0	0,3079	-02	0,1731	-02	0,4860	-03	0,4739	-04
90,0	0,2579	-02	0,1083	-02	-0,5136	-04	0,4473	-04
95,0	0,2294	-02	0,8320	-03	-0,3000	-03	0,2883	-04
100,0	0,2160	-02	0,8619	-03	-0,3801	-03	0,4729	-04
110,0	0,2368	-02	0,1336	-02	-0,1225	-03	0,2846	-03
115,0	0,2584	-02	0,1680	-02	0,8922	-04	0,6289	-05
120,0	0,6955	-02	0,1817	-02	0,1518	-02	0,7657	-03
124,0	0,6059	-02	0,1525	-02	0,4287	-03	0,1503	-02
126,0	0,4404	-02	0,1325	-02	-0,2313	-03	0,1222	-02
128,0	0,3174	-02	0,1145	-02	-0,6448	-03	0,8619	-03
130,0	0,2383	-02	0,1029	-02	-0,8295	-03	0,6019	-03
134,0	0,2022	-02	0,1110	-02	-0,8952	-03	0,5495	-03
138,0	0,9342	-02	0,2563	-02	0,4246	-03	0,3656	-02
140,0	0,2982	-01	0,4493	-02	0,3501	-02	0,9053	-02
144,0	0,5279	-01	0,5065	-02	0,9478	-02	-0,5489	-02
146,0	0,1811	-01	0,1181	-01	0,4344	-02	-0,4135	-02
148,0	0,1914	-01	0,1119	-01	0,4986	-02	0,2610	-02
150,0	0,1900	-01	0,1050	-01	0,3901	-02	0,1289	-02
154,0	0,1382	-01	0,1124	-01	0,2560	-02	0,5816	-03
156,0	0,1206	-01	0,1134	-01	0,1849	-02	0,7596	-03
158,0	0,1010	-02	0,1107	-01	0,1259	-02	0,8780	-03
160,0	0,9973	-02	0,1097	-01	0,6966	-03	0,7384	-03
166,0	0,7948	-02	0,1046	-01	-0,5535	-03	0,5512	-03
170,0	0,7169	-02	0,1078	-01	-0,9224	-03	0,4250	-03
175,0	0,7414	-02	0,1313	-01	-0,2798	-03	0,4110	-03
176,0	0,8037	-02	0,1495	-01	0,5700	-03	0,4699	-03
177,0	0,9158	-02	0,1774	-01	0,1527	-02	0,2709	-04
178,0	0,1124	-01	0,2467	-01	0,4765	-02	0,8958	-03
179,0	0,3633	-01	0,5023	-01	0,2404	-01	-0,2826	-03
180,0	0,4958	-01	0,4958	-01	-0,4958	-01	0,0	



РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ МОБИЛЬНЫХ ЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Сафин А.Р., Ившин И.В., Цветков А.Н., Петров Т.И., Басенко В.Р., Манахов В.А.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1792-8780>, sarkazan@bk.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Одним из основных препятствий для развития рынка электротранспорта, является отсутствие налаженной зарядной инфраструктуры. Мобильные зарядные станции (МЗС) могут сыграть заметную роль в ускорении распространения электромобилей в РФ, предоставляя услуги зарядки без ограничений по месту. В статье обсуждаются преимущества МЗС, их недостатки и, наконец, представлены области где еще предстоит провести исследования. **МАТЕРИАЛЫ.** Авторами статьи проведена обработка и анализ данных современного состояния зарядной инфраструктуры в России и мире, основываясь на материалах российских и зарубежных авторов, а также на информации о стратегии развития электротранспортной промышленности России и мира, в частности данных компании Madison Gas and Electric. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Полученные аналитические результаты являются одним из аспектов, который будет учитываться при разработке мобильных устройств заряда электротранспорта. Данная технология мобильного зарядного устройства существенно расширяет возможности применения электротранспорта, в частности электромобилей, а также решает различные задачи топливно-энергетического комплекса, связанные с автономными источниками питания и системами распределенной генерации. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Зарядная инфраструктура является одним из факторов, влияющих на переход к электрическим транспортным средствам, так как эксплуатируемые электромобили характеризуются небольшим запасом хода и длительным периодом заряда тяговой батареи. Однако данный процесс будет длительным и в ближайшем будущем будут создаваться сети зарядных станций, в том числе мобильные установки заряда электротранспорта.

Ключевые слова: электротранспорт; быстрая автономная зарядка; мобильная зарядная станция.

Благодарность: Публикация статьи осуществлена в рамках проекта «Организация высокотехнологичного производства мобильных установок заряда электротранспорта высокой мощностью с интегрированной системой накопления электроэнергии», Соглашение №075-11-2021-048 с Минобрнауки РФ от 25 июня 2021 г.

Для цитирования: Сафин А.Р., Ившин И.В., Цветков А.Н., Петров Т.И., Басенко В.Р., Манахов В.А. Развитие технологии мобильных зарядных станций для электромобилей // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 100-114. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-3-100-114.

STUDY OF DESIGN FEATURES OF MOBILE CHARGING UNITS FOR ELECTRIC TRANSPORT FOR DEVELOPMENT OF SKETCH DESIGN DOCUMENTATION

AR. Safin, IV. Ivshin, AN. Tsvetkov, TI. Petrov, VR. Basenko VA. Manakhov

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1792-8780>, sarkazan@bk.ru

Abstract: THE PURPOSE. Charging infrastructure is one of the factors influencing the transition to electric vehicles, as the electric vehicles in operation are characterized by a small range and a long battery charge period. Today, the development of the charging infrastructure depends only on the networks of stationary charging stations, which also have disadvantages (high cost, lack of mobility, etc.). Therefore, the purpose of this work is to study the design features of mobile electric vehicle charge units (MCSEU) for the development of draft design documentation for the creation of a new MCSEU project. This issue includes the study of the world market of manufacturers of modern mobile chargers, the study of technical and operational features that are today presented to modern energy storage and storage systems. **MATERIALS.** The authors of the article processed and analyzed data on the current state of the charging infrastructure in Russia and the world, based on materials from Russian and foreign authors, as well as information on the development strategy of the electric transport industry in Russia and the world, in particular, data from Madison Gas and Electric. **RESULTS.** The obtained analytical results are one of the aspects that will be taken into account when developing mobile charging devices for electric vehicles. This mobile charger technology significantly expands the possibilities of using electric vehicles, in particular electric vehicles, and also solves various problems of the fuel and energy complex associated with autonomous power sources and distributed generation systems. **CONCLUSION.** The charging infrastructure is one of the factors influencing the transition to electric vehicles, as the electric vehicles in operation are characterized by a small range and a long period of charging the traction battery. However, this process will be long and in the near future networks of charging stations will be created, including mobile charging units for electric vehicles.

Keywords: electric transport; fast autonomous charging; mobile charging station.

Acknowledgments: The publication of the article was carried out within the framework of the project "Organization of high-tech production of mobile high-power electric transport charge units with an integrated energy storage system", Agreement No. 075-11-2021-048 with the Ministry of Education and Science of the Russian Federation dated June 25, 2021.

For citation: Safin AR, Ivshin IV, Tsvetkov AN, Petrov TI, Basenko VR, ManakhovThe VA. Study of design features of mobile charging units for electric transport for development of sketch design documentation. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5):100-114. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-100-114.

Введение

Распространение электромобилей идет быстрыми темпами. В 2018 году было продано уже более двух миллионов электромобилей, а прогноз на 2025 год предполагает продажу 10 миллионов электромобилей. Ожидается, что к 2040 году 57% всех продаж легковых автомобилей и более 30% мирового парка легковых автомобилей будут электрическими [1].

Мировой спрос на энергию для электромобилей также может вырасти с 20 миллиардов кВт·ч в 2020 году до 280 миллиардов кВт·ч в 2030 году [2]. Поскольку ограничение запаса хода является одним из ключевых факторов, препятствующих распространению электромобилей, создание инфраструктуры зарядных станций для покрытия потребности в зарядке электромобилей станет важной задачей в ближайшем будущем. Эффективный способ не отставать от растущего количества электромобилей - использовать разные методы зарядки с различным функционалом, чтобы компенсировать недостатки каждого из них. В статье представлен обзор литературы по различным технологиям для зарядки электромобилей, включая стационарные, мобильные зарядные станции и беспроводная зарядка (рис.1).

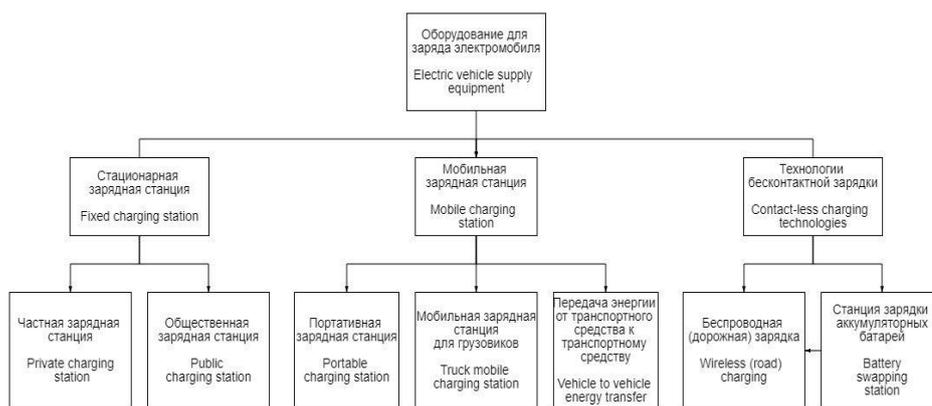


Рис. 1. Классификация способов зарядки электромобилей *Fig. 1. Classification of electric vehicle charging methods*

Электромобили для движения используют электродвигатели, приводимые в действие электрической энергией, накопленной в аккумуляторной батарее. Эти транспортные средства доступны в различных моделях с различными диапазонами и возможностями и подключаются к источнику электроэнергии для подзарядки. Терминология, связанная с технологией электромобилей, развивается. Многие из фундаментальных концепций на самом деле предшествовали бензиновым двигателям внутреннего сгорания. В начале 1900-х годов в мире на дорогах было больше электромобилей, чем автомобилей, работающих на бензине. Достижения в области технологии хранения аккумуляторных батарей, конструкции легких транспортных средств, автоматизации электросетей и других факторов повысят привлекательность электромобилей для потребителей, предприятий и государственных учреждений и поддержат долгосрочные переходы к более эффективным вариантам транспортировки.

Все электромобили питаются исключительно от энергии, накопленной в аккумуляторной системе автомобиля. В автомобиле нет резервного источника питания поэтому, когда аккумулятор разряжается, его необходимо подзарядить перед повторной работой. Подзарядка электромобилей осуществляется посредством подключения к зарядному оборудованию для электромобилей. Это система, которая взаимодействует с транспортным средством и контролирует электрическую активность для обеспечения безопасной зарядки. Рисунок 2 представляет собой диаграмму общего потока энергии для зарядки от электросети через зарядное оборудование и в автомобиль через стандартный разъем порта. Электроника зарядного устройства в автомобиле преобразует переменный ток, подаваемый в электромобиль, в постоянный ток посредством выпрямителя для хранения в аккумуляторной батарее. Далее для движения электромобиля в него установлен двигатель работающий на переменном токе, который преобразуется из постоянного, подаваемым аккумуляторными батареями, посредством инвертора.

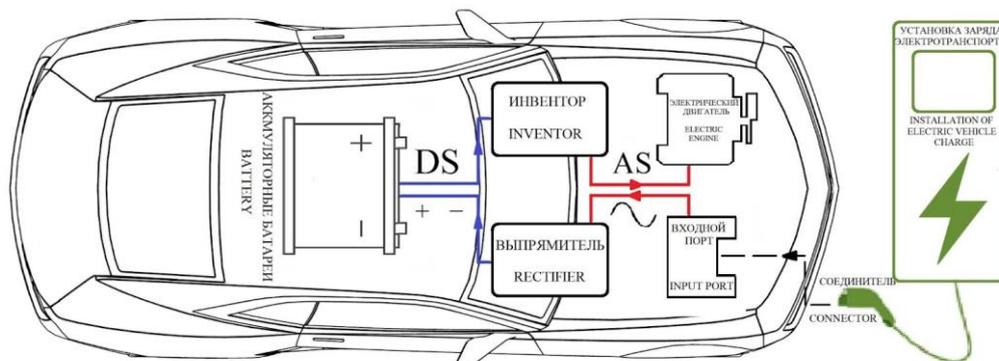


Рис. 2. Схема зарядного оборудования для электромобиля *Fig. 2. Diagram of charging equipment for an electric vehicle*

Большинство существующих научно-исследовательских работ в литературе сосредоточено на стационарных зарядных станциях (СЗС) из-за их широкого

распространения. В том числе рассматриваются способы замены батарей и беспроводной зарядки, которые редко используются из-за их недоработанной технологии, относительно больших затрат на строительство и сложности стандартизации [3]. Основное внимание в этом обзоре уделяется технологиям, преимуществам и применению мобильных зарядных станций (МЗС).

Стационарные зарядные станции

Стационарные зарядные станции (СЗС) - это стационарные сооружения в виде обычной розетки или помещения, оборудованные одной или несколькими преобразовательными устройствами. Электроэнергия поступает от электросети или местного генератора энергии [4]. Количество СЗС в 2018 году составило 5,2 миллиона во всем мире для легковых автомобилей [5]. В зависимости от доступности СЗС подразделяются на частные зарядные станции (ЧЗС) и общественные зарядные станции (ОЗС). Большинство СЗС - это медленные зарядные устройства на дому и на работе, часто называемые частными зарядными станциями (ЧЗС). ЧЗС устанавливаются в местах, требующих частного доступа, включая частные жилые и служебные парковки, доступные только местным жителям, сотрудникам или посетителям [6]. В то время как владельцы электромобилей могут заряжать дома по низким тарифам, нехватка частных парковок в больших городах и длительное время зарядки электромобилей являются важными факторами, которые определяют потребность в общественных зарядных станциях (ОЗС) [7]. В результате в 2018 году по всему миру было установлено почти 540 000 общедоступных зарядных устройств (в том числе 150 000 быстрых зарядных устройств), а с учетом 156 000 устройств быстрой зарядки для автобусов к концу 2018 года во всем мире было установлено около 300 000 устройств быстрой зарядки [5].

Мобильная зарядная станция: уровень техники

Мобильная зарядная станция - это новый тип зарядного оборудования для электромобилей, которая позволяет заряжать электромобиль в любом месте и в любое время [9]. МЗС позволяют решить проблему перегрузки электросетей при большом потоке электромобилей [4]. В связи с новизной технологии МЗС и вниманием, которое ей уделяется в последнее время в литературе, рассматриваются различные аспекты этой технологии.

Существуют разные конфигурации МЗС. Мобильные зарядные станции на базе грузовиков (МЗСГ) - это электрические или гибридные транспортные средства, например грузовик или фургон, оборудованный одной или несколькими зарядными батареями, которые могут преодолевать расстояние в определенном районе для зарядки электромобилей.

Существует два типа МЗСГ, как показано на рисунке 3.

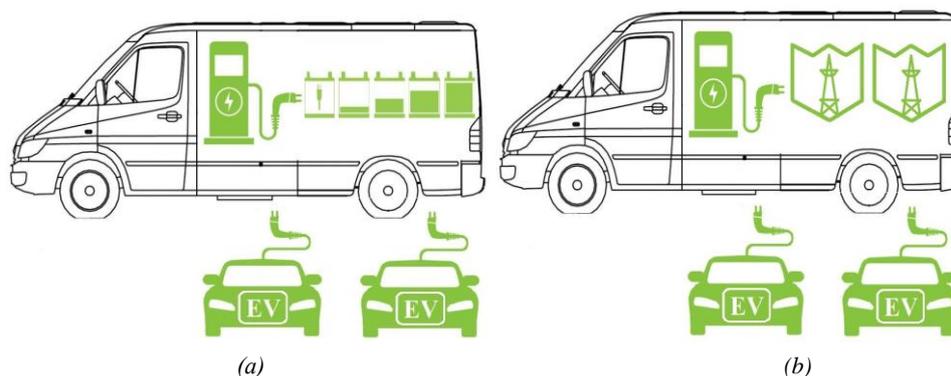


Рис.3. Мобильные зарядные станции на базе фургона: (a) Мобильные зарядные станции с аккумуляторными системами хранения энергии, (b) Мобильных зарядные станции без аккумуляторных систем хранения энергии

Fig. 3. Truck mobile charging stations: (a) Mobile charging stations with battery energy storage systems, (b) Mobile charging stations without battery energy storage systems

Некоторые МЗСГ не оснащены какими-либо типами накопителей энергии и просто дублируют функции СЗС, если требуется больше точек зарядки для электромобилей [10]. Другими словами, зарядные устройства МЗСГ подключаются напрямую к электросети. Другие МЗСГ оснащены смонтированными аккумуляторными системами накопления энергии [11]. Данные МЗСГ могут заряжать электромобили в любом месте (например, там,

где они припаркованы), но им необходимо заряжать свои аккумуляторные системы на зарядной станции.

Портативные мобильные зарядные станции (МЗСП) включают в себя мобильную аккумуляторную систему накопления энергии, которая буксируется или переносится транспортным средством, в отличие от МЗСГ, что обеспечивает автономную работу МЗСП. Питание МЗСП может осуществляться через встроенный трансформатор от электросетей среднего напряжения (6, 10 кВ) или от местного генератора.

Преимущества МЗС

МЗС устраняют несколько недостатков СЗС, что позволяет повысить привлекательность использования электромобиля.

1) Преимущества для владельцев электромобилей: гарантированный запас хода, время зарядки и доступность зарядки являются важными параметрами, влияющими на распространение электромобилей. Одним из способов справиться с опасением по поводу дальности поездок на электромобиле – это создать развитую сеть СЗС, что требует значительных инвестиций. Использование МЗС позволяет повысить комфорт от использования электромобилей для их владельцев за счет предоставления им дополнительных зарядных устройств, что приводит к меньшим инвестициям в инфраструктуру СЗС [12].

2) Доступность зарядки: СЗС имеют ограниченное количество розеток для зарядки и могут быть не в состоянии справиться с повышенным спросом к зарядке [7]. Более того, СЗС включают платные, льготные или бесплатные станции в общедоступных гаражах и на стоянках [6]. По данным Madison Gas and Electric, пользователи общедоступных СЗС занимают зарядные станции в среднем примерно на 45 минут дольше, чем время, необходимое для зарядки их электромобилей [13]. Кроме того, во многих крупных городах, где у большинства жителей нет своих гаражей, зарядка происходит на открытом воздухе [14, 15]. Предоставляя услуги зарядки в любое время и в требуемом месте, в зависимости от типа электромобилей, МЗС сможет помочь повысить привлекательность эксплуатации электромобилей. МЗС можно также использовать для помощи на дорогах электромобилям, у которых закончился заряд батарей. С увеличением проникновения электромобилей МЗС может обслуживать электромобили в дороге лучше и с меньшими затратами по сравнению с буксировкой их ближайшей зарядной станции. Другими словами, МЗС работает аналогично как *power bank* для смартфонов [16].

3) Время зарядки электромобиля, как правило, больше, чем время, необходимое автомобилю с ДВС для заполнения своего бака на заправочных станциях. Единственная технология зарядки, которая может конкурировать, – это быстрая зарядка постоянным током, которая может заряжать конкретный электромобиль до уровня заряда 75% примерно за полчаса [17]. Однако пока только 16% общественных зарядных станций оснащены такой зарядкой [17]. В качестве решения проблемы МЗС могут помочь решить эту данную проблему, предоставляя более быстрые варианты зарядки. Кроме того, если мы учитываем время в пути до СЗС, МЗС экономят больше времени на зарядку, предоставляя зарядные устройства в местах расположения владельцев электромобилей [18].

4) Преимущества для электросети: с увеличением проникновения электромобилей количество запросов на зарядку также будет увеличиваться. В зависимости от того, насколько быстро идет процесс зарядки, влияние на электросеть может быть разным [19,20].

Медленная зарядка: Большинство зарядных станций устанавливаются на рабочих местах, поэтому неудивительно, что пик потребления возникает в два момента времени: когда люди приходят на работу и когда они возвращаются после обеда [21]. Таким образом, СЗС обладают небольшой гибкостью при зарядке. Напротив, МЗС могут накапливать энергию в аккумуляторных батареях в непиковые часы и предоставлять услуги по зарядке электромобилей на основе спроса на зарядку в реальном времени [22].

Быстрая зарядка: высокий спрос на быструю зарядку может вызвать значительное падение напряжения в сети и привести к сбою электроснабжения [23]. Следовательно, электросеть может выйти из строя, если несколько электромобилей заряжаются одновременно, таким образом, поэтому важно правильно планировать процессы зарядки электромобилей [24, 25]. С увеличением проникновения электромобилей и увеличением числа систем с быстрой зарядкой, подключенных к электросетям, модификация существующей инфраструктуры электросетей потребует значительных инвестиций [19, 26]. Следовательно, в существующей электросети невозможно обеспечить большое количество СЗС. Расширяя парк МЗС, они позволят получить более плоский профиль электропотребления и уменьшить потребность в инвестициях для модернизации

инфраструктуры. Кроме того, использование МЗС требует установки меньшего количества точек зарядки на базе СЗС в месте, которое страдает от негативного воздействия процесса зарядки на энергосистему.

4) Выгоды для инвесторов СЗС: МЗС могут увеличить коэффициент использования СЗС, что может мотивировать инвесторов создавать новые зарядные станции.

Трудно определить, создавать ли широкую сеть зарядных устройств для стимулирования внедрения электромобилей или ждать повышения темпов внедрения электромобилей перед созданием зарядных устройств [27]. Как решение, МЗС играют важную роль в удовлетворении этих потребностей. В сценарии инвестирования в СЗС с использованием МЗС инвесторы могут найти лучшие места для СЗС, прежде чем вкладывать значительные средства в расширение сети зарядки. Кроме того, можно будет установить множество МЗС временно, именно тогда и там, где они необходимы [28]. Этот вариант может помочь инвесторам лучше оценить количество запросов на взимание платы и получить больше времени для расширения своей сети СЗС.

Низкий коэффициент использования СЗС, даже в городах с высокой плотностью электромобилей, является серьезным препятствием, замедляющим возврат инвестиций [29]. В Шэньчжэне, Китай, количество зарядных станций увеличилось до 7962, хотя регулярно можно использовать только 3697 зарядных станций, что составляет 46,3% от общего числа [30]. Хотя МЗС приводят к снижению проникновения СЗС, в конечном итоге они увеличивают использование СЗС и их доходность. Это побудит больше компаний вкладывать средства в СЗС. На рис.3 представлена информация о преимуществах МЗС.

Недостатки МЗС

При разработке МЗС необходимо решить несколько серьезных инженерных проблем [28]. Например, разработка конструкции мобильного зарядного устройства и аккумулятора, который может заряжаться и разряжаться непрерывно, с учетом высокой стоимости аккумуляторов и срока службы аккумулятора [11], проблема проектирования и затрат, связанных с силовым электронным оборудованием [31], разработка системы управления [32].

Уравновешивание предложения и спроса для достижения оптимального использования энергии МЗС и максимизация КПД передачи энергии - две основные задачи при эксплуатации МЗС [33, 34].

Проектирование зарядной навигационной системы для МЗС для выбора мест остановок при оказании услуг зарядки и предотвращение дополнительных поездок для зарядки электромобиля или самой МЗС - еще одна проблема при эксплуатации МЗС [35]. В дополнение к этим проблемам существует несколько других препятствий для эффективной работы МЗС, которые не получили должного внимания в литературе.

Планирование внедрения электромобилей не существовало, когда была построена большая часть дорог и сетевой инфраструктуры. Чтобы осуществить переход от бензина и дизельного топлива к электричеству в качестве основного вида энергии, необходима надежная и доступная инфраструктура зарядки. Эта потребность требует больших инвестиций в область зарядки электромобилей [36]. Чтобы облегчить внедрение электромобилей, важно снизить затраты, связанные с созданием инфраструктуры для зарядки [37]. Стоимость батареи и стоимость транспорта являются двумя основными статьями расходов при создании МЗС. Однако главная проблема при планировании МЗС - высокая стоимость системы аккумуляторных батарей.

При планировании и проектировании МЗС большое значение имеет поиск оптимального количества МЗС для покрытия запросов на зарядку. Оптимизация количества МЗС и количества зарядных розеток каждой МЗС для уменьшения задержки обслуживания обсуждалась в [4,38]. В [4] результаты показывают, что при увеличении количества розеток с 1 до 4 время ожидания уменьшается с 89 минут до 5 минут.

В [4], [7] и [38] предлагается эффективная процедура для временного увеличения пропускной способности СЗС путем планирования МЗС для обслуживания дополнительных электромобилей в часы пик. Алгоритм диспетчеризации разработан в [4], где МЗС с накопителем электроэнергии или без него отправляются для покрытия спроса на зарядку от перегруженных СЗС или непосредственно к пользователям электромобилей. Преимущества использования МЗС для уменьшения задержки ожидания [38–40] и вероятности выхода из строя [40] изучались в литературе. Это трансформирует проблему маршрутизации электромобилей, ищущих зарядные станции, в проблему маршрутизации МЗС, отправляемым электромобилям. Маршрутизация электромобилей рассматривалась в статьях [41, 42].

Производители автомобилей вкладывают значительные средства в инновации, надеясь, что спрос на электромобили останется высоким [21]. В дополнение к большому количеству автопроизводителей и компаний по зарядке электромобилей, которые предоставляют зарядные устройства, несколько компаний, хорошо известных в других областях, вложили значительные средства в создание объектов зарядной инфраструктуры. Эти компании включают крупные нефтяные и энергетические компании, такие как *Shell* и *British Petroleum Company (BP)*, и инженеринговые компании, такие как *Siemens* [43]. Однако некоторые компании пошли дальше и предлагают новые услуги, включая МЗС, которые используются для электромобилей для предоставления услуг по зарядке. В 2010 году швейцарская компания по хранению энергии *Nation-E AG* представила первую в мире систему, которая поможет электромобилем продолжить свой путь к ближайшей зарядной станции [12]. Что касается услуг мобильной зарядки, Volkswagen и NIO - два производителя автомобилей, которые рассматривают МЗС как новую услугу зарядки для зарядки электромобилей [16] и [44]. Недавно *Tesla* также выпустила свою мобильную зарядную станцию [45]. Более того, МЗС могут предлагаться независимыми компаниями в качестве основной формы услуги [46]. Эти независимые компании могут быть компаниями-поставщиками услуг фиксированной зарядки или просто компаниями-поставщиками услуг мобильной связи. На рис. 4 показаны пять моделей МЗС.



Рис. 4 Мобильные зарядные станции компаний: *Fig.4 Mobile charging stations of companies: a) Volkswagen, b) NIO, c) Eltreco, d) RAC, e) Mobi*

Несмотря на то, что в этой статье изучается области применения и преимущества МЗС, остается еще много вопросов, которые необходимо решить. С точки зрения систем распределения, возможность МЗС в качестве накопителя энергии может быть полезной для уменьшения негативного влияния систем быстрой зарядки в сети и уменьшения общего количества СЗС, необходимых для покрытия запросов в определенном месте. Необходимо изучить влияние на стабильность электросети и качества электроэнергии при эксплуатации СЗС и МЗС. Более того, необходимо учитывать возможность таких методов зарядки, как МЗС, в управлении нагрузкой в качестве возможного контролируемого накопления энергии.

Также рекомендуется изучить различные сценарии работы МЗС. Чтобы использовать МЗС более эффективно, необходимо рассмотреть бизнес-модель для них, включая обычное

приложение МЗС и их приложения на рынке вспомогательных услуг, например, для чрезвычайных ситуаций. Кроме того, необходимо ответить на такие важные вопросы, как стоимость МЗС по сравнению с СЗС и эффективность МЗС в зависимости от условий эксплуатации. Другими темами исследования являются изучение влияния стратегий владельцев электромобилей на условия движения и уровень загрязнения с учетом МЗС, оптимальная маршрутизация и начисление платы за зарядку электромобиля, а также определение мест остановки для работы МЗС.

В разделе планирования оптимальное размещение зарядной станции всегда было популярной темой исследований электромобилей, поскольку оно может иметь значительное влияние на опасения по дальности. Тем не менее, введение МЗС дает возможность сократить инвестиционные затраты и увеличить опасения по поводу диапазона за счет учета МЗС при размещении тарифов. Более того, проектирование грузовика для МЗС или портативных зарядных станций в части проектирования силовой электроники, типоразмеры и тип аккумулятора могут быть другими открытыми темами исследования в области планирования. Кроме того, учитывая слияние новых технологий зарядки электромобилей, оптимальный дизайн замены мобильной батареи или возможность разработки гибридной МЗС, которая может поддерживать как мобильную зарядку, так и технологию замены батареи, являются темами исследований, которые заслуживают обсуждения в будущем.

Беспроводная зарядка

В дополнение к обычным методам зарядки, которые основаны на подключении электромобилей к зарядным станциям, существуют и другие технологии, такие как замена аккумуляторов и беспроводная зарядка, которые не требуют прямого электрического соединения между электромобилями и зарядными устройствами. Замена аккумулятора - это решение, которое позволяет полностью зарядить электромобиль за несколько минут [8]. Технология состоит из устройства, которое меняет разряженный аккумулятор на полностью заряженный.

Беспроводная передача энергии (БПЭ) - это технология, которая позволяет заряжать электромобили в дороге или на стационарном посту через беспроводное магнитное соединение между электромобилем и катушками, установленными на поверхности дорожного покрытия. БПЭ недавно стал предметом нескольких исследований из-за его удобства и безопасности. Среди исследований в основном два общих подхода к концепции БПЭ: индуктивная и емкостная передача мощности.

Мобильная установка заряда электротранспорта

Для развития зарядной инфраструктуры республики Татарстан и России предлагается мобильная установка заряда электротранспорта (МУЗЭ), которая является уникальным решением для развития транспортной инфраструктуры, в частности данная технология позволяет повысить эксплуатационные возможности электротранспорта, в частности электромобилей. При этом применение МУЗЭ не ограничивается только сферой электротранспорта и позволяет применять данное устройство для решения различных задач в области накопления и хранения энергии для различных сфер жизнедеятельности человека.

Разработанные сегодня МУЗЭ имеют значительный диапазон мощностей: начиная от 4 кВт заканчивая мощностью в 2 МВт. Данная особенность позволяет создавать и применять МУЗЭ для различных типов электротранспорта, что расширяет возможности реализации данной технологии.

Устройства современных МУЗЭ сводятся к модульному типу. Внешней оболочкой и местом размещения и крепления служит транспортный контейнер, что придает высокую мобильность данному устройству.

Ключевым элементом МУЗЭ являются системы накопления энергии. От вида и типа систем накопления энергии будет зависеть компоновка мобильного устройства заряда, применение тех или иных систем контроля, защиты и мониторинга, технические характеристики и стоимость всего устройства.

При этом технология мобильного зарядного устройства существенно расширяет возможности применения электротранспорта, в частности электромобилей, а также позволяет решать различные задачи топливно-энергетического комплекса, связанные с автономными источниками питания и системами распределенной генерации.

Основные параметры МУЗЭ и эскизная конструкторская документация для изготовления макета основываются на выявленных технологических требованиях, полученных в результате проведенного анализа существующих систем зарядной инфраструктуры в России и за рубежом.

Для проектирования МУЗЭ разработан экспериментальный стенд для проведения испытаний (ЭСИ). Внешний вид и конструкция ЭСИ удовлетворяют современным требованиям технической эстетики и эргономики. Структурная схема экспериментального стенда для испытаний МУЗЭ представлена на рисунке 5.

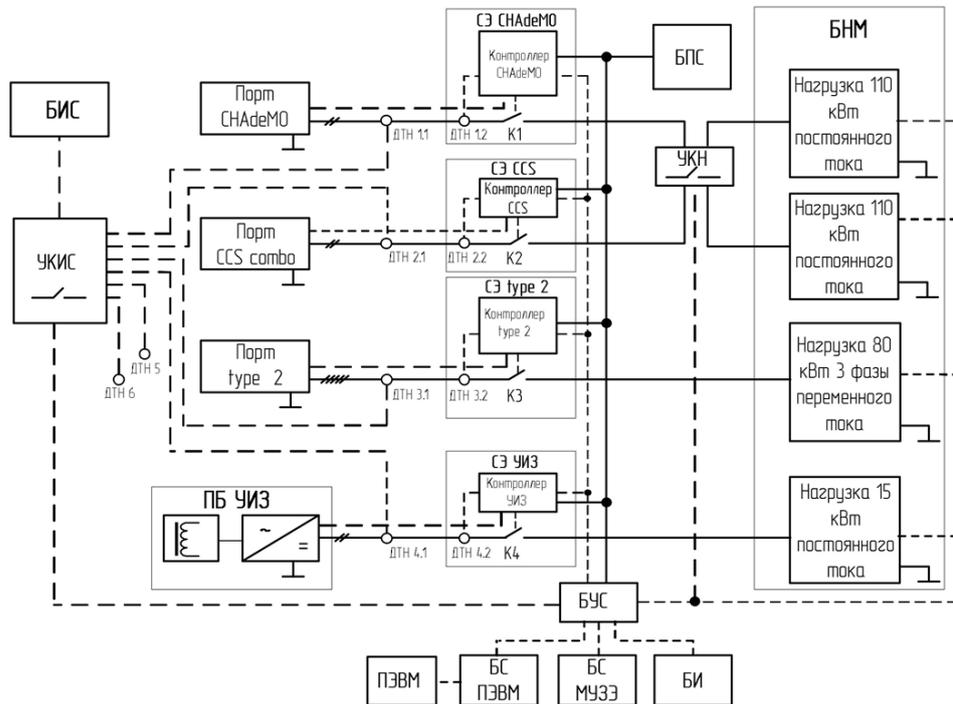


Рис. 5. Структурная схема экспериментального стенда для испытаний МУЗЭ Fig.5. Block diagram of the experimental test bench MCSEU

Данный экспериментальный стенд состоит из:

- порт CHAdeMO (автомобильный входной разъем CHAdeMO);
- Порт CCS (автомобильный входной разъем CCS);
- Порт type 2 (автомобильный входной разъем IEC 62196);
- ПБ УИЗ (приемный блок устройства индуктивного заряда);
- СЭ (симулятор электромобиля);
- БУС (блок управления ЭСИ);
- БНМ (блок нагрузочных модулей);
- БИС (блок измерительных средств);
- УКН (устройство коммутации нагрузок);
- УКИС (устройство коммутации измерительных средств);
- БИ (блок индикации);
- БС ПЭВМ (блок сопряжения с ПЭВМ);
- БПС (блок питания ЭСИ);
- БС МУЗЭ (блок сопряжения с МУЗЭ);
- ПЭВМ (персональный ЭВМ);
- ВО (вспомогательное оборудование).

Заключение

Мобильные зарядные станции (МЗС) являются актуальным решением для развития зарядной инфраструктуры. В этом документе также рассматриваются различные исследовательские аспекты МЗС, такие как преимущества для владельцев электромобилей и энергосистемы, их проблемы и открытые темы для будущих исследований. Делается вывод о том, что необходимы дальнейшие исследования в этой области исследований. Эти области исследований включают, помимо прочего, оптимальную координацию между различными методами зарядки, включая МЗС, снижения неблагоприятных воздействий процесса зарядки электромобилей на электрические сети с помощью МЗС и влияние МЗС на проникновение электромобилей на рынок. Этот документ служит шагом к пониманию современного состояния в области МЗС и основой для новых подходов к МЗС, чтобы сделать зарядку электромобиля удобной и быстрой.

При этом технология мобильного зарядной станции существенно расширяет возможности применения электротранспорта, в частности электромобилей, а также позволяет решать различные задачи топливно-энергетического комплекса, связанные с автономными источниками питания и системами распределенной генерации.

Литература

1. Вельниковский А.А. Методика обоснования региональной инфраструктуры автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (на примере Санкт-Петербурга): автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.22.10 / Санкт-Петербург, 2019. 28 с.
2. Обоснование эффективности технического сервиса мобильных электроагрегатов транспортного назначения при эксплуатации: дисс. д-ра техн. наук: 05.20.03 / Д. Г. Асадов; Московский государственный агроинженерный университет имени В. П. Горячкина. Москва, 2012. 305 с.
3. Мировой опыт стимулирования рынка экологических видов транспорта [Электронный ресурс] // Deloitte. Режим доступа: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/Corporate_responsibility/russian/ru_international_experience_rus.pdf.
4. Горбунова А.Д., Анисимов И.А. Научное обоснование расположения зарядных станций для электромобилей // Прогрессивные технологии в транспортных системах: сборник материалов XIV международной научно-практической конференции. Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2019. С. 158-162.
5. Горбунова А.Д., Анисимов И.А. Анализ научных подходов к обоснованию расположения зарядной инфраструктуры для электромобилей // Прогрессивные технологии и процессы: сборник научных статей 6-й Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Курск: Юго-Западный государственный университет, 2019. С. 66–68.
6. Об утверждении Стратегии развития автомобильной промышленности до 2025 года: распоряжение правительства РФ от 28.04.2018 г. № 831-р [Электронный ресурс] // Правительство России. Документы. Режим доступа: <http://government.ru/docs/32547/>.
7. Finance B.N.E. Electric Vehicle Outlook, 2019, <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>.
8. Hauke E., Russell H., Stefan K., and S. Shivika. Charging ahead: Electric-vehicle infrastructure demand, (accessed: Nov 28, 2019), <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/charging-ahead-electric-vehicle-infrastructure-demand>.
9. Cui S., Zhao H., Wen H., and C. Zhang. Locating multiple size and multiple type of charging station for battery electricity vehicles. Sustainability. 2018. V. 10. no. 9. p. 3267
10. Atmaja T.D. and Mirdanies M. Electric vehicle mobile charging station dispatch algorithm. Energy Procedia. 2015. V. 68. pp. 326–335.
11. Global EV. Outlook 2019, 2019 (accessed Jan 28, 2020), <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>.
12. Clinton B. C. and Steinberg D. C. Providing the spark: Impact of financial incentives on battery electric vehicle adoption. Journal of Environmental Economics and Management. 2019. V. 98. p. 102255. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069618303115>
13. Chauhan V. and Gupta A. Scheduling mobile charging stations for electric vehicle charging, in 2018 14th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob). IEEE, 2018, pp. 131–136.
14. Halvorson B., NIO is providing a fully charged battery in 3 minutes for free in china, (accessed Nov 28, 2019). Available: https://www.greencarreports.com/news/1124806_nio-is-providing-a-fully-charged-battery-in-3-minutes-for-free-in-china
15. Cui S., Zhao H., Chen H., and Zhang C. The mobile charging vehicle routing problem with time windows and recharging services. Computational intelligence, 2018.
16. Yang S.-N., Wang H.-W., C.-H. Gan, et al. Mobile charging information management for smart grid networks. International journal of information management. 2013. V. 33. no. 2. pp. 245–251.
17. Atmaja T.D., et al. Energy storage system using battery and ultracapacitor on mobile charging station for electric vehicle. Energy Procedia. 2015. V. 68. pp. 429–437.
18. Nation-e launches the first mobile charging station for electric cars: Angel car, (accessed Nov 28, 2019), <https://www.businesswire.com/news/home/20100912005119/en/Nation-E-Lauches-Mobile-ChargingStation-Electric-Cars>.

19. Evaluating electric vehicle charging impacts and customer charging behaviors-experience from six smart grid investment grant projects, office of electricity delivery and energy reliability, US Department of Energy, Electricity Delivery & Energy Reliability, 2014 (accessed Nov 28, 2019), [https://www.smartgrid.gov/files/B3 revised master-12-17-2014 report.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/B3_revised_master-12-17-2014_report.pdf).
20. Bruninga R., "Overlooking 11 charging at-work in the rush for public charging speed," in 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference. IEEE, 2012, pp. 1–5.
21. Rotthier B., Van Maerhem T., Blockx P., et al. Home charging of electric vehicles in Belgium, in 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), Nov 2013, pp. 1–6.
22. Electrifying world premiere: Volkswagen offers first glimpse of mobile charging station, 2018 (accessed Nov 28, 2019), <https://www.volkswagen-newsroom.com/en/press-releases/electrifyingworld-premiere-volkswagen-offers-first-glimpse-of-mobile-chargingstation-4544>.
23. Comparing public electric vehicle charging networks, (accessed Nov 28, 2019). [Online]. Available: <https://www.myev.com/research/comparisons/comparing-public-electric-vehicle-charging-networks>.
24. Cui S., Zhao H., and Zhang C. Multiple types of plug-in charging facilities location-routing problem with time windows for mobile charging vehicles, *Sustainability*. 2018. V. 10. no. 8. p. 2855.
25. Decker C. Electric vehicle charging and routing management via multi-infrastructure data fusion, 2012 (accessed Nov 28, 2019), <https://scholarworks.rit.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4153&context=theses>.
26. Sun B., Huang Z., Tan X., and Tsang H D. Optimal scheduling for electric vehicle charging with discrete charging levels in distribution grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. V. 9. no. 2. pp. 624–634.
27. All Roads Lead to e-Mobility, 2017 (accessed Nov 28, 2019). Available: <https://www.greeneconome.com/wp-content/uploads/2018/04/2017ChargePoint-Charging-Forward-Report.pdf>
28. Wang F., Chen R., Miao L., et al. Location optimization of electric vehicle mobile charging stations considering multi-period stochastic user equilibrium. *Sustainability*. 2019. V. 11, no. 20. p. 5841.
29. Abdulaal A., Cintuglu M.H., Asfour S., and Mohammed O.A. Solving the multivariant ev routing problem incorporating v2g and g2v options. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*. 2016. V. 3. no. 1. pp. 238–248.
30. Sousa T.J., Monteiro V., Fernandes JA., et al. New perspectives for vehicle-to-vehicle (v2v) power transfer, in IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2018, pp. 5183–5188.
31. Koufakis A.-M., Rigas E.S., Bassiliades N. Towards an optimal ev charging scheduling scheme with v2g and v2v energy transfer in 2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE. 2016, pp. 302–307.
32. Mazidi M., Abbaspour A., Fotuhi M., and Rastegar M. Optimal allocation of phev parking lots to minimize distribution system losses in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. IEEE, 2015, pp. 1–6.
33. Schroeder A. and Traber T. The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. *Energy Policy*. 2012. V. 43. pp. 136–144.
34. Huang S., He L., Gu Y., Wood K. Design of a mobile charging service for electric vehicles in an urban environment. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*. 2014. V. 16. no. 2. pp. 787–798.
35. Dane McFarlane B.J., Matt Prorok and Kemabonta T. Analytical white paper: Overcoming barriers to expanding fast charging infrastructure in the midcontinent region, 2019.
36. Shenzhen The White Book of Charging Piles Deployment and Adopt in Shenzhen at 2017, (accessed Nov 28, 2019). Available: <http://powerlife.com.cn/>.
37. Badawy M.O., Arafat M.N., Ahmed A., et al. Design and implementation of a 75-kw mobile charging system for electric vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2015. V. 52. no. 1. pp. 369–377.
38. Yu Z., Zhang M., and Yang J. Design of energy management systems for mobile power station of electric vehicles in 2009 International Conference on Information Management. 2009. V. 4. IEEE. pp. 250–253.
39. Mou X., Zhao R., and Gladwin D.T. Vehicle-to-vehicle charging system fundamental and design comparison in IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 2019, pp. 1628–1633.

40. Wang M., Ismail M., Zhang R., Shen X., et al. Spatio-temporal coordinated v2v energy swapping strategy for mobile pevs. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016. V. 9. no. 3, pp. 1566–1579.
41. Li G., Sun Q., Boukhatem L., et al. Intelligent vehicle-to-vehicle charging navigation for mobile electric vehicles via vanet-based communication. IEEE Access. 2019. V. 7. pp. 170–888.
42. Sawers P. FreeWire raises \$15 million to expand portable charging technology for electric vehicles, 2018 (accessed Nov 28, 2019). Available: <https://venturebeat.com/2018/12/04/freewire-raises-15-million-to-expand-portable-charging-technology-for-electric-vehicles>.
43. Beck P. FreeWire deploys battery systems to increase the scalability of EV infrastructure, 2018 (accessed Nov 28, 2019). Available: <https://chargedevs.com/features/freewire-deploys-battery-systems-to-increase-the-scalability-of-ev-infrastructure>
44. S.-N. Yang, H.-W. Wang, C.-H. Gan, and Y.-B. Lin. Mobile charging station service in smart grid networks in 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, 2012, pp. 412–417.
45. Chen. F., Zhao Z., Min G., et al. Speed control of mobile chargers serving wireless rechargeable networks. Future Generation Computer Systems. 2018. V. 80. pp. 242–249.
46. Li Z., Sahinoglu Z., Tao Z., and Teo K.H. Electric vehicles network with nomadic portable charging stations in 2010. IEEE 72nd Vehicular Technology Conference. IEEE, 2010, pp. 1–5.
47. Kedia R. K. and Naick B. K. Review of vehicle route optimisation in 2017. 2nd IEEE International Conference on Intelligent Transportation Engineering (ICITE). IEEE. 2017. pp. 57–61.
48. Shao S., Guan W., and Bi J. Electric vehicle-routing problem with charging demands and energy consumption. IET Intelligent Transport Systems. 2017. V. 12. No 3. pp. 202–212.
49. Francis S. Top 20 electric vehicle charging station companies, 2019 (accessed Nov 28, 2019). Available: <https://roboticsandautomationnews.com/2019/05/01/top-20-electric-vehicle-charging-station-companies/22138/>.
50. Lambert F. Nio is courting tesla owners with mobile charging stations inside electric vans. 2018 (accessed Nov 28, 2019), <https://electrek.co/2018/07/26/nio-courting-tesla-owners-mobile-charging-stations-electric-vans>.
51. Lambert F. Tesla deploys new mobile supercharger powered by megapack. 2019 (accessed Nov 28, 2019), <https://electrek.co/2019/11/29/tesla-mobile-supercharger-megapack/>.

Авторы публикации

Сафин Альфред Робертович – д-р. техн. наук., профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Ившин Игорь Владимирович – д-р. техн. наук., заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Цветков Алексей Николаевич – канд. техн. наук., доцент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Петров Тимур Игоревич – ассистент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Басенко Василий Романович – ассистент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

Манахов Валерий Александрович – ассистент кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Velnikovskiy AA. Methodology for substantiating the regional infrastructure of automobile gas-filling compressor stations (on the example of St. Petersburg): author. diss. Cand. tech. Sciences: 05.22.10. Saint Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering. St. Petersburg, 2019. 28 p.

2. Asadov DG. Substantiation of the effectiveness of technical service of mobile electrical units for transport purposes during operation: diss. Dr. tech. Sciences: 05.20.03 / Moscow State Agroengineering University named after V.P. Goryachkin. Moscow, 2012 . 305 p.
3. *World experience in stimulating the market for environmentally friendly modes of transport*. Deloitte. Access mode: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/Corporate_responsibility/russian/ru_international_experience_rus.pdf.
4. Gorbunova AD, Anisimov IA. *Scientific substantiation of the location of charging stations for electric vehicles*. Progressive technologies in transport systems: collection of materials of the XIV international scientific and practical conference. Orenburg: Orenburg State University, 2019. pp. 158–162.
5. Gorbunova AD, Anisimov IA. *Analysis of scientific approaches to substantiating the location of the charging infrastructure for electric vehicles*. Progressive technologies and processes: collection of scientific articles of the 6th All-Russian scientific and technical conference with international participation. Kursk: South-West State University. 2019. pp. 66–68.
6. *On the approval of the Strategy for the Development of the Automotive Industry until 2025*: Order of the Government of the Russian Federation of 28.04.2018 No. 831-r. Government of Russia. The documents. Access mode: <http://government.ru/docs/32547/>.
7. BNE. Finance, Electric Vehicle Outlook, 2019, <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>.
8. Hauke E, Russell H, Stefan K, and Shivika S. Charging ahead: Electric-vehicle infrastructure demand, (accessed Nov 28, 2019), <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/charging-ahead-electric-vehicle-infrastructure-demand>.
9. Cui S., Zhao H., Wen H. Locating multiple size and multiple type of charging station for battery electricity vehicles. *Sustainability*. 2018;10(9):3267.
10. Atmaja TD. and Mirdanies M. Electric vehicle mobile charging station dispatch algorithm. *Energy Procedia*. 2015;68:326–335.
11. Global EV Outlook 2019, 2019 (accessed Jan 28, 2020), <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>.
12. Clinton B.C. and Steinberg DC. Providing the spark: Impact of financial incentives on battery electric vehicle adoption. *Journal of Environmental Economics and Management*. 2019;98:102255. Available:<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069618303115>
13. Chauhan V. and Gupta A. *Scheduling mobile charging stations for electric vehicle charging in 2018 14th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob)*. IEEE. 2018, pp. 131–136.
14. Halvorson B. NIO is providing a fully charged battery in 3 minutes for free in china, (accessed Nov 28, 2019). Available: https://www.greencarreports.com/news/1124806_nio-is-providing-a-fully-charged-battery-in-3-minutes-for-free-in-china.
15. Cui S., Zhao H., Chen H. The mobile charging vehicle routing problem with time windows and recharging services,” *Computational intelligence*. 2018.
16. S.-N. Yang, H.-W. Wang, C.-H. Gan, and Y.-B. Lin, Mobile charging information management for smart grid networks. *International journal of information management*.2013;33(2):245–251.
17. Atmaja TD, et al. Energy storage system using battery and ultracapacitor on mobile charging station for electric vehicle. *Energy Procedia*. 2015;68:429-437.
18. *Nation-e launches the first mobile charging station for electric cars: Angel car*, , <https://www.businesswire.com/news/home/20100912005119/en/Nation-E-Lauches-Mobile-ChargingStation-Electric-Cars>. accessed: Nov 28, 2019.
19. *Evaluating electric vehicle charging impacts and customer charging behaviors-experience from six smart grid investment grant projects, office of electricity delivery and energy reliability*. US Department of Energy, Electricity Delivery & Energy Reliability, 2014 (accessed Nov 28, 2019), https://www.smartgrid.gov/files/B3_revised_master_12-17-2014_report.pdf.
20. Bruninga R. *Overlooking II charging at-work in the rush for public charging speed in 2012*. IEEE International Electric Vehicle Conference. IEEE. 2012, pp. 1–5.
21. Rotthier B, Van Maerhem T, Blockx P, et al. *Home charging of electric vehicles in Belgium in 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*. Nov 2013, pp. 1–6.
22. *Electrifying world premiere*. Available at: <https://www.volkswagen-newsroom.com/en/press-releases/electrifyingworld-premiere-volkswagen-offers-first-glimpse-of-mobile-chargingstation-4544>. accessed: Nov 28, 2019. *Volkswagen offers first glimpse of mobile charging station*. 2018.

23. *Comparing public electric vehicle charging networks*. Available: <https://www.myeve.com/research/comparisons/comparing-public-electric-vehicle-charging-networks>. accessed Nov 28, 2019.
24. Cui S, Zhao H and Zhang C. Multiple types of plug-in charging facilities location-routing problem with time windows for mobile charging vehicles. *Sustainability*. 2018;10(8):2855.
25. Decker C. Electric vehicle charging and routing management via multi-infrastructure data fusion. 2012. Available at: <https://scholarworks.rit.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4153&context=theses>. accessed Nov 28, 2019.
26. Sun B, Huang Z, Tan X, and Tsang DH. *Optimal scheduling for electric vehicle charging with discrete charging levels in distribution grid*. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016;9(2):624–634.
27. *All Roads Lead to e-Mobility*, 2017. Available: <https://www.greeneconome.com/wp-content/uploads/2018/04/2017-ChargePoint-Charging-Forward-Report.pdf>. (accessed Nov 28, 2019)
28. Wang F, Chen R, Miao L, et al. Location optimization of electric vehicle mobile charging stations considering multi-period stochastic user equilibrium. *Sustainability*. 2019;11:20:5841.
29. Abdulaal A, Cintuglu MH, Asfour S, et al. *Solving the multivariant ev routing problem incorporating v2g and g2v options*. IEEE Transactions on Transportation Electrification. 2016;3(1):238–248.
30. Sousa TJ, Monteiro V, Fernandes JA, et al. *New perspectives for vehicle-to-vehicle (v2v) power transfer/* in IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IEEE, 2018, pp. 5183–5188.
31. Koufakis A.-M., Rigas E.S., Bassiliades N., et al. *Towards an optimal ev charging scheduling scheme with v2g and v2v energy transfer /* in 2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE. 2016, pp. 302–307.
32. Mazidi M, Abbaspour A, Fotuhi M, et al. Optimal allocation of phev parking lots to minimize distribution system losses, in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. IEEE, 2015, pp. 1–6.
33. Schroeder A. and Traber T. The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. *Energy Policy*. 2012;43:136–144.
34. S. Huang, LHe, Gu KY., Wood, et al. *Design of a mobile charging service for electric vehicles in an urban environment*. IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems. 2014;16(2):787–798.
35. Dane BJ, McFarlane, Matt Prorok, et al. Analytical white paper: Overcoming barriers to expanding fast charging infrastructure in the midcontinent region, 2019.
36. Shenzhen. The White Book of Charging Piles Deployment and Adopt in Shenzhen at 2017, (accessed Nov 28, 2019). Available: <http://powerlife.com.cn/>
37. Badawy MO., Arafat MN, A. Ahmed S, et al. Design and implementation of a 75-kw mobile charging system for electric vehicles. IEEE Transactions on Industry Applications. 2015;52(1):369–377.
38. Yu Z, Zhang M, and Yang J. *Design of energy management systems for mobile power station of electric vehicles* in 2009 International Conference on Information Management. 2009;4: 250–253.
39. Mou X, Zhao R, and Gladwin DT. *Vehicle-to-vehicle charging system fundamental and design comparison* in IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), 2019, pp. 1628–1633.
40. Wang M, Ismail M, Zhang R, et al. *Spatio-temporal coordinated v2v energy swapping strategy for mobile pevs*. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016;9(3):1566–1579.
41. Li G, Sun Q, Boukhatem L, Wu J, et al. *Intelligent vehicle-to-vehicle charging navigation for mobile electric vehicles via vanet-based communication*. IEEE Access. 2019;7:170–888.
42. Sawers P. *FreeWire raises \$15 million to expand portable charging technology for electric vehicles*, 2018. Available: <https://venturebeat.com/2018/12/04/freewire-raises-15-million-to-expand-portable-charging-technology-for-electric-vehicles>. Accessed Nov 28, 2019.
43. Beck P. *FreeWire deploys battery systems to increase the scalability of EV infrastructure*. 2018. accessed Nov 28, 2019. Available: <https://chargedevs.com/features/freewire-deploys-battery-systems-to-increase-the-scalability-of-ev-infrastructure>
44. S.-N. Yang, H.-W. Wang, C.-H. Gan, and Y.-B. Lin. *Mobile charging station service in smart grid networks*. in 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm). IEEE, 2012, pp. 412–417.

45. F. Chen, Z. Zhao, G. Min, et al. Speedcontrol of mobile chargers serving wireless rechargeable networks. *Future Generation Computer Systems*. 2018;80:242–249.

46. Li Z., Sahinoglu Z., Tao Z. *Electric vehicles network with nomadic portable charging stations*. in 2010 IEEE 72nd Vehicular Technology Conference. IEEE, 2010, pp. 1–5.

47. Kedia RK. and Naick BK. *Review of vehicle route optimization*. in 2017 2nd IEEE International Conference on Intelligent Transportation Engineering (ICITE). IEEE. 2017, pp. 57–61.

48. Shao S, Guan W, and Bi J. *Electric vehicle-routing problem with charging demands and energy consumption*. *IET Intelligent Transport Systems*. 2017;12(3):202–212.

49. Francis S. *Top 20 electric vehicle charging station companies*. 2019. Available: <https://roboticsandautomationnews.com/2019/05/01/top-20-electric-vehicle-charging-station-companies/22138/>.(accessed Nov 28, 2019)

50. Lambert F. *Nio is courting tesla owners with mobile charging stations inside electric vans*. 2018. <https://electrek.co/2018/07/26/nio-courting-tesla-owners-mobilecharging-stations-electric-vans>. (accessed Nov 28, 2019).

51. Lambert F. *Tesla deploys new mobile supercharger powered by megapack*. Available at <https://electrek.co/2019/11/29/tesla-mobile-supercharger-megapack/>.(accessed Nov 28, 2019),

Authors of the publication

Alfred R. Safin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Igor V. Ivshin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Alexey N. Tsvetkov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Timur I. Petrov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Vasily R. Basenko – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Valery A. Manakhov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено 22.10.2021г.

Отредактировано 29.10.2021г.

Принято 29.10.2021г.



МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОФФШОРНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г.

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

e-mail: denisyudavydov@gmail.com, e-mail: serob99@mail.ru

Резюме: Актуальной проблемой развития морской ветроэнергетики является высокая себестоимость генерации электроэнергии, что обусловлено большими капиталовложениями. Решение поставленной проблемы возможно за счет повышения производительности при максимально возможном снижении затрат, что требует выполнения оптимального проектирования морских ветроэлектростанций. **ЦЕЛЬ.** Разработка универсальной модели, предназначенной для оценки технико-экономических показателей морских ветроэлектростанций на основе данных о конфигурации с учетом факторов климатических условий и рельефа морского дна в месте планируемого строительства. **МЕТОДЫ.** Математическое моделирование с использованием программной среды MatLab. **РЕЗУЛЬТАТЫ.** Модель обеспечивает оценку влияния факторов аэродинамического эффекта и электрических потерь в основных компонентах электрической системы на производительность электростанции, а также позволяет учитывать влияние топографии морского дна на экономические и конструктивные характеристики опорных конструкций (фундаментов) ветроустановок. Верификация модели выполнена на примере расчета технико-экономических показателей двух существующих оффшорных ветроэлектростанций «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2» путем сравнения расчетных показателей среднегодовой выработки электроэнергии, коэффициента использования установленной мощности, капитальных затрат и нормированной себестоимости электроэнергии с фактическими показателями, полученными в процессе эксплуатации. Результаты сравнения показывают незначительные отклонения, находящиеся в пределах 5% от фактических значений. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.** Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций на основе данных о структуре, используемом оборудовании, а также факторов климатических условий и рельефа местности. Оценка быстродействия расчетного алгоритма показала достаточно высокую скорость расчета, что обеспечивает возможность практического применения модели в задачах многофакторной оптимизации крупных морских ветроэлектростанций.

Ключевые слова: ветроэнергетика; морские ветроэлектростанции; технико-экономическая оценка; проектирование; оптимизация.

Для цитирования: Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов. Модель оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С.115-130. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.

MODEL FOR EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF OFFSHORE WIND FARMS

DY. Davydov, SG. Obukhov

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Abstract: THE PURPOSE. An urgent problem in the development of offshore wind energy is the high cost of generating electricity, which is due to large capital investments. The solution to this problem is possible by increasing efficiency while reducing costs as much as possible, which requires optimal design of offshore wind farms. GOAL. Development of model for the technical and economic indicators of offshore wind farms based on configuration data, taking into

account the factors of climatic conditions and the topography of the seabed at the site of the planned wind farm location. METHODS. Mathematical modeling using Matlab software environment. RESULTS. The model evaluates the impact of wake and electrical losses in the main components of the electrical system on the operation of an offshore wind farm, and also allows to take into account the influence of the seabed relief on the economic characteristics of wind turbine foundations. The model was tested on the example of calculating two existing offshore wind farms «Horns Rev 1» and «Horn Rev 2» by comparing the calculated indicators of the average annual electricity generation, capacity factor, capital expenditures and normalized cost of electricity with the actual indicators obtained during their operation. The comparison results show slight deviations within 5% of the actual values. CONCLUSION. The model for assessing the technical and economic indicators of offshore wind farms was developed and tested on the basis of data on the wind farm configuration and layout, as well as factors of climatic conditions and terrain. Evaluation of the computational speed showed a sufficiently high efficiency of the algorithm, which allows the model to be applied to optimize large offshore wind farms.

Keywords: *wind energy; offshore wind farms; technical and economic assessment; wind farm designing; optimization.*

For citation: DY. Davydov, SG. Obukhov. Model for evaluation of technical and economic indicators of offshore wind farms. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):115-130. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-115-130.

Введение

Увеличение доли использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергетическом балансе и их интеграция в энергосистемы является одной из основных траекторий развития современной электроэнергетики. За прошедшие десятилетия наиболее высокие темпы развития демонстрирует ветроэнергетика и в частности морская ветроэнергетика. Повышенный интерес к использованию морской ветровой энергии обусловлен высокой стоимостью приватизации земли, а также большим энергетическим потенциалом и стабильностью морского ветрового режима, что позволяет более эффективно реализовывать потенциал ветроэнергетических установок и вырабатывать большее количество электроэнергии [1]. Размещение ветроэнергетических установок (ВЭУ) на достаточном удалении от берега решает существующие проблемы материковой ветрогенерации, к числу которых относятся шумовое воздействие, визуальное изменение ландшафта, а также эффект мерцания.

Несмотря на очевидные достоинства морской ветроэнергетики, наиболее критичным фактором, сдерживающим ее развитие, является себестоимость генерируемой электроэнергии, значительно превышающая аналогичный показатель для ветроэлектростанций (ВЭС) наземного типа [2]. Высокая себестоимость электроэнергии морских ветроэлектростанций (МВЭС) обусловлена большими капиталовложениями в строительство, существенными затратами на транспортировку и монтаж ВЭУ, а также прокладку подводных электрических коммуникаций и техническое обслуживание [3].

Несмотря на это, согласно данным *Global Offshore Wind Energy Council* установленная мощность действующих морских ВЭС в мире на конец 2020 года достигла 35,5 ГВт (на 17% превысив аналогичный показатель 2009 г.) и демонстрирует экспоненциальный рост [4]. Технический потенциал морского ветрового энергоресурса на территории России оценивается в размере 34,26 ПВт·ч/год [5] (более чем в 4 раза выше аналогичного показателя для Великобритании), что фактически актуализирует задачу проведения предварительных исследований в данной сфере возобновляемой энергетики.

Перспективным направлением развития морской ветроэнергетики в России может быть строительство МВЭС в шельфовых зонах Арктики с целью электроснабжения гидрометеостанций, рыболовецких и оленеводческих хозяйств, прибрежных погранзастав, объектов Северного флота, а также объектов нефтегазовой отрасли [3,6].

С целью достижения высокой эффективности и обеспечения экономической целесообразности строительства МВЭС, необходимо решение ряда оптимизационных задач, к числу которых относятся:

- поиск наилучшей схемы расположения ветроустановок на предполагаемом участке строительства МВЭС с целью снижения потерь мощности, вызываемых влиянием аэродинамического эффекта;

– синтез топологии кабельной системы сбора мощности и поиск оптимальных путей прокладки подводных кабельных линий электропередач, удовлетворяющих требованиям надежности и экономичности электрической системы;

– определение оптимальных параметров электрической системы и оборудования (конструктивных параметров ВЭУ, напряжения, род тока, сечений кабелей, трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности, коммутационного оборудования и аппаратов защиты).

Ключевой проблемой создания адекватной модели оценки технико-экономических показателей оффшорных ветроэлектростанций является то, что современные МВЭС могут значительно различаться друг от друга по структуре построения и составу основного электрооборудования: количеству, типу и мощности ВЭУ, топологии системы сбора мощности (радиальная, разветвленная и кольцевая), системам электропередачи в электрическую сеть (переменный ток среднего или высокого напряжения, постоянный ток), числу и типу морских трансформаторных подстанций (МТП).

В силу множества ограничений, дискретности переменных, задействованных в решении, и негладкой целевой функции, рассматриваемая оптимизационная проблема относится к классу NP-трудных математических задач [7]. Поиск субоптимального решения для задач подобного класса выполняется с помощью метаэвристических алгоритмов, основанных на принципе псевдослучайного поиска и оценки множества возможных решений и выбора, наиболее пригодных на каждой итерации. Вероятность сходимости к глобальному минимуму целевой функции и эффективность конечного результата оптимизации зависят от размера множества случайных решений, что вызывает необходимость разработки универсальной модели, обеспечивающей расчет целевой функции за адекватное время.

В качестве целевых функций используются типовые показатели, определяющие экономическую эффективность МВЭС, которые базируются на расчете среднегодовой выработки электроэнергии (*Annual Energy Production – AEP*), капитальных затратах (*Capital expenditures – CAPEX*) и эксплуатационных расходах (*Operational expenditures – OPEX*). Максимизация показателя *AEP*, который является одним из распространенных критериев оптимизации [8], не позволяет найти решение, обеспечивающее оптимальное соотношение между производительностью МВЭС и экономическими затратами. Использование в качестве целевой функции показателя нормированной себестоимости электроэнергии (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*) при выполнении оптимизации дает возможность найти компромиссное решение, обеспечивающее оптимальный баланс между экономическими затратами в течение жизненного цикла и производительностью проектируемой ветроэлектростанции.

Важным параметром при анализе технико-экономических показателей МВЭС является глубина воды, поскольку для установки морских ВЭУ требуются специальные опорные конструкции, стоимость и затраты на монтаж которых существенно выше стоимости фундаментов ВЭУ наземного исполнения. В зависимости от глубины моря фундаменты ВЭУ имеют различный тип конструкции и подразделяются на: устанавливаемые (фиксируемые) на морском дне, к числу которых относятся гравитационные (предназначенные для размещения на мелководных участках глубиной менее 20 м), моносваи (на участках средней глубины от 5 до 40 м с песчаным дном), каркасы или треноги (на участках до 50 м с твердым грунтом), а также плавучие платформы, которые крепятся к морскому дну посредством растяжек и предназначены для использования на глубоководных участках [10,11,12].

Следовательно, полная модель оценки технико-экономических показателей должна включать не только модель прогнозирования ветровых ресурсов, необходимых для расчета производительности МВЭС с учетом аэродинамического следа, но и модуль батиметрического анализа для оценки экономического потенциала данного морского участка.

Таким образом, целью данного исследования является разработка универсальной и эффективной модели расчета технико-экономических показателей, позволяющей за адекватное время произвести оценку конфигурации МВЭС с учетом всех влияющих на ее производительность и стоимость факторов.

Объект и методы исследования

Оффшорная ВЭС представляет собой совокупность двух и более ветроэнергетических установок, объединенных между собой в группы с целью производства электроэнергии и последующей её передачи в единую сеть или питания

обособленной группы потребителей.

Типовая конфигурация МВЭС состоит из следующих компонентов и систем [8, 9]:

– комплекса ветроустановок, сгруппированных между собой и размещенных на ограниченном участке акватории;

– системы сбора мощности, состоящей из групп силовых кабелей, обеспечивающих передачу электроэнергии на напряжении, вырабатываемой ВЭУ к приемному пункту – сборным шинам морской трансформаторной подстанции, либо непосредственно к береговому пункту приема и распределения электроэнергии (береговой ТП);

– морской трансформаторной подстанции (МТП), расположенной в непосредственной близости к комплексу ветроустановок и предназначенной для повышения уровня напряжения для последующей передачи электроэнергии от МВЭС до удаленной береговой подстанции;

– системы передачи электроэнергии, состоящей из силовых кабелей передающих вырабатываемую всем комплексом ветроустановок электроэнергию к береговой трансформаторной подстанции, обеспечивающей интеграцию МВЭС в электрическую сеть энергосистемы.

В зависимости от установленной мощности МВЭС и ее удалении от береговой линии используют различные типы систем электропередачи. При небольшой установленной мощности (до 200 МВт) и размещении МВЭС на расстоянии до 20 км от берега целесообразным является применение системы электропередачи переменного тока среднего напряжения (MVAC– 10-35 кВ). Наиболее распространенным решением для большинства действующих МВЭС с установленной мощностью 200-800 МВт при удалении от берега от 20 до 60 км являются системы электропередачи высокого напряжения переменного тока (HVAC – 110-220 кВ). В этом случае предусматривается установка МТП, назначением которой является повышение напряжения внутренней системы сбора мощности до напряжения, достаточного для передачи электроэнергии к береговой ТП с минимальными потерями энергии. При удалении МВЭС от берега более чем на 60 км экономически целесообразным вариантом может быть применение высоковольтной кабельной линии электропередачи постоянного тока (HVDC). Преимуществом HVDC является то, что подобная система не требует компенсации реактивной мощности, имеет более низкие электрические потери, но ввиду необходимости использования преобразователей и фильтров на обоих концах линии электропередачи, капитальные затраты на реализацию такого варианта существенно возрастают [13].

Состав оборудования и основные конфигурации МВЭС схематично показаны на рисунке 1.

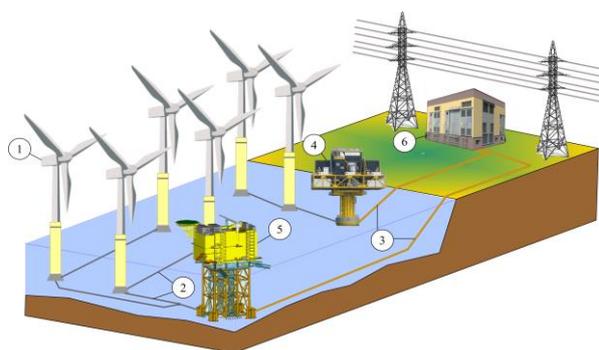


Рис. 1. Основные компоненты морской ветроэлектростанции:

1 – ветроэнергетические установки; 2 – кабели системы сбора мощности; 3 – кабельные линии электропередачи; 4 – морская трансформаторная подстанция; 5 – морская преобразовательная подстанция; 6 – береговая подстанция

Fig. 1. Main components of offshore wind farms:

1 – wind turbines; 2 – power collection system cables; 3 – transmission cables; 4 – offshore substation; 5 – offshore converter station; 6 – onshore substation

Разработанная модель оценки технико-экономических показателей включает выражения для расчета затрат на все основные компоненты МВЭС: ветровые турбины, опорные конструкции, кабели и электрические подстанции. В качестве исходных

данных для расчета технико-экономических показателей используются значения глобальных переменных: диаметр ротора ВЭУ и ее паспортная мощность, площадь участка размещения МВЭС, количество ветротурбин, глубина воды и средняя скорость ветра по параметрам Вейбулла для рассматриваемой акватории, данные технической спецификации используемого электрооборудования.

Для удобства практического применения модель реализована в виде отдельного модуля в программном комплексе *MatLab*.

Методика расчета технико-экономических показателей

Для расчета АЕР необходимой задачей является моделирование аэродинамического эффекта и оценка его влияния на производительность ВЭУ и величину потерь энергии в электрической схеме МВЭС, большую часть из которых составляют потери в кабельных линиях сбора мощности и передачи электроэнергии.

Для оценки аэродинамических потерь, требуется моделирование аэродинамического следа, создаваемого каждой ветроустановкой, и оценка совокупного влияния на все остальные турбины, входящие в состав МВЭС. В данной работе для расчета производительности ВЭС, оценки взаимовлияния ветроустановок и сопутствующих потерь мощности используется метод, реализованный на основе линейной модели аэродинамического следа *Jensen/Katic* [14]. Схематичное представление моделирования аэродинамического следа между двумя ВЭУ и случай частичного затенения ветроколеса изображены на рис. 2.

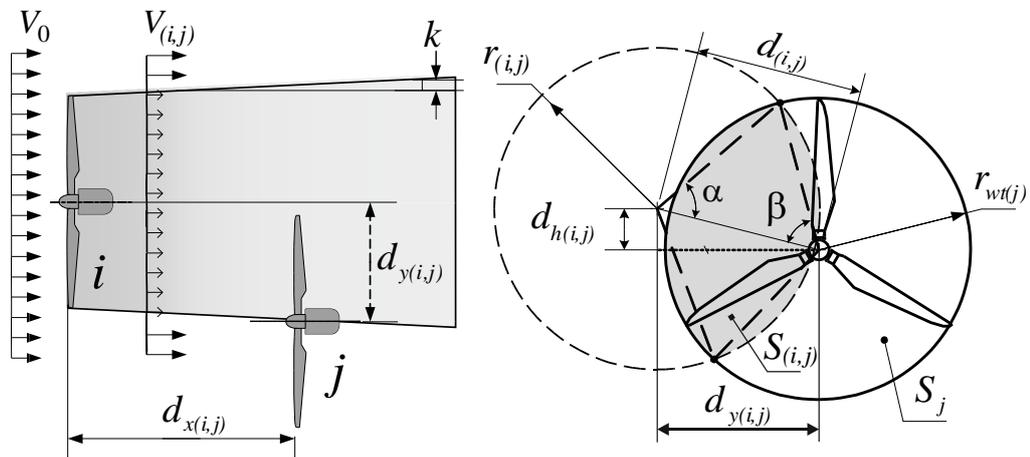


Рис. 2. Модель аэродинамического следа и Fig. 2. Wake model and partial shading of wind turbine rotor

Расчетная скорость воздушного потока, набегающего на ротор каждой турбины в массиве, определяется из следующего выражения [15]:

$$V_i = V_0 \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)} \right) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \frac{(S_{(i,j)} / S_j)^2}{\left[1 + k \cdot \left(\frac{d_{x(i,j)}}{r_{wt(j)}} \right)^4 \right]}} \right]$$

где V_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с; C_t – коэффициент осевой тяги; $S_{(i,j)}$ – площадь участка ротора, попадающая в область аэродинамического следа, м²; S_j – площадь ометаемой поверхности ротора, м²; N_{wt} – количество ВЭУ.

Для расчета аэродинамического эффекта при разных направлениях ветра с учетом ориентации ВЭУ на ветер массив координат расположения ВЭУ (x,y) необходимо трансформировать путем поворота на противоположный угол:

$$\begin{aligned} x' &= x \cdot \cos \theta_d - y \cdot \sin \theta_d \\ y' &= x \cdot \sin \theta_d + y \cdot \cos \theta_d \end{aligned}$$

где x' , y' – координаты точек мест расположения ВЭУ, трансформированные с учетом направления ветра; x , y – координаты точек расположения ВЭУ при направлении ветра

($\theta_d=0$)); θ_d – угол поворота осей координат, противоположный расчетному направлению скорости ветра, рад.

Подробнее методика расчета аэродинамических потерь описана в работах [15, 16].

Расчетная величина среднегодового объема генерируемой электроэнергии комплексом ветроустановок с учетом аэродинамических потерь при заданном статистическом распределении скорости ветра по направлениям вычисляется по следующей формуле:

$$W_{wt} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} [V_i(x', y', v_s^h)] \cdot f(v_s^h, \theta_d) \cdot T$$

где W_{wt} – среднегодовой объем выработки электроэнергии ветроустановками МВЭС с учетом потерь мощности, вызываемых фактором аэродинамического затенения, Вт·ч; $P_{wt(i)}$ – выходная мощность генерируемая i -ой ВЭУ в ветропарке, Вт; $V_i(x', y', v_s^h)$ – скорость ветра на высоте оси ветроколеса турбины рассчитанная с учетом потерь, вызываемых аэродинамическим эффектом при заданном направлении ветра, м/с; v_s^h – средняя скорость ветра на уровне центра оси ротора, м/с; f – функция плотности распределения вероятностей по градациям скорости v_s^h направления θ_d ветра на высоте оси ветроколеса (h); N_{ws} – число градаций скорости ветра; N_{wd} – число секторов гистограммы направления ветра; N_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; T – расчетное число часов.

Потери мощности в кабельной системе сбора и кабелях передачи мощности до береговой подстанции рассчитываются исходя из величины потока мощности на каждом участке электрической сети ВЭС. Расчет потоков мощности на участках сети выполняется приближенно путем суммирования мощностей в генерирующих узлах сети, величина которых определяется по средней мощности каждой ветроустановки, вырабатываемой за расчетный период.

Потери мощности в кабельных линиях рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{ij}^2 \cdot R_{AC(i,j)} l_{ij}$$

где $\Delta P_{MV/HV}$ – потери мощности в кабелях среднего/высокого напряжения, Вт; I_{ij} – расчетный ток на участке кабельной линии, соединяющей турбины (i, j), А; $R_{AC(i,j)}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току на участке сети (i, j), Ом/км; l_{ij} – протяженность участка кабельной линии, км.

С учетом потерь мощности в кабельной системе сбора мощности (среднего напряжения) и линиях электропередач до береговой трансформаторной подстанции величина среднегодовой выработки электроэнергии рассчитывается следующим образом:

$$AEP_{net} = W_{wt} - (\Delta P_{MV} + \Delta P_{HV}) \cdot T$$

где W_{wt} – суммарное количество электроэнергии, вырабатываемой ветроустановками с учетом влияния аэродинамического эффекта, кВт·ч; ΔP_{MV} , ΔP_{HV} – средние потери мощности в кабелях среднего напряжения (система сбора мощности) и кабельной линии электропередачи от морской подстанции к береговой подстанции, кВт, T – среднегодовое число часов работы МВЭС.

Оценка капитальных затрат

Расчет стоимости МВЭС выполняется на основе моделей затрат, построенных на основе аппроксимированных данных стоимости компонентов. Общий объем капитальных вложений на строительство МВЭС включает в себя стоимость ветроустановок, основного и вспомогательного оборудования морской трансформаторной подстанции (МТП), затрат на кабели сбора и передачи мощности с учетом стоимости монтажа и транспортировки, а также коммутационное оборудование и распределительные устройства.

Сумма капитальных затрат на проектирование и строительство МВЭС рассчитывается следующим образом [17]:

$$CAPEX = (C_{wt} + C_{cs} + C_{is} + C_{ts} + C_{rpr} + C_{se}) + C_D,$$

где C_{wt} – капитальные затраты на ветроустановки, тыс. евро; C_{cs} – капитальные затраты на систему сбора мощности, тыс. евро; C_{is} – стоимость системы преобразования электроэнергии и интеграции с энергетической системой (сетью), тыс. евро; C_{ts} – стоимость системы передачи мощности, тыс. евро; C_{rpr} – капитальные затраты на оборудование компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения, тыс. евро; C_{se} – затраты на систему диспетчерского контроля и управления, тыс. евро; C_D – затраты на разработку проекта, тыс. евро.

Затраты на проектирование, проектно-изыскательные работы и подготовку документации могут быть оценены по следующей формуле:

$$C_D = N_{wt} \cdot P_{wt} \cdot c_{pd},$$

где P_{wt} – номинальная единичная мощность ВЭУ, МВт; N_{wt} – количество ВЭУ в ветропарке; c_{pd} – доля затрат на проектирование и разработку проектной документации (принимается равной $c_{pd} \approx 46,8$ [17]), тыс. евро/МВт.

Расчет затрат на ветроэнергетические установки (wind turbines)

Затраты на ветроустановки и опорные конструкции с учетом транспортировки и монтажа, рассчитываются по следующей формуле:

$$C_{wt} = k_{wt} \cdot N_{wt} \cdot c_{wt} + k_f \cdot N_{wt} \cdot c_f$$

где C_{wt} – суммарные затраты на ВЭУ, тыс. евро; c_{wt} – стоимость единичной ВЭУ, тыс. евро.; c_f – стоимость опорной конструкции ВЭУ, тыс. евро; k_{wt} – коэффициент учитывающий долю затрат на транспортировку и сборку ВЭУ ($k_{wt} \approx 0,1$); k_f – коэффициент, учитывающий долю затрат на транспортировку и установку опорных конструкций турбин ($k_f \approx 0,5c_f$).

Оценочная стоимость ВЭУ с номинальной мощностью в диапазоне от 2 до 5 МВт может быть рассчитана по следующей формуле [18]:

$$c_{wt} = 3,245 \cdot 10^3 \cdot \ln(P_{wt}) - 412,72$$

Стоимость фундамента ВЭУ зависит от его типа исполнения и глубины в месте установки. В работе [18] проведено сравнение нескольких расчетных формул стоимости фундаментов типа «моновая» и определена формула, позволяющая рассчитать затраты с меньшей погрешностью, которая имеет следующий вид:

$$c_f = 480P_{wt}(1+0,02(h_d-8)) \cdot \left(1+0,8 \cdot 10^{-6} \left(h_{wt} \left(\frac{D}{2}\right)^2 - 10^5\right)\right),$$

где c_f – стоимость фундамента, тыс. евро/ВЭУ; h_d – глубина в месте установки фундамента, м; h_{wt} – уровень центра оси ротора ВЭУ, м; D – диаметр ветроколеса ВЭУ, м.

Такая модель позволяет выполнить расчет стоимости опорной конструкции с учетом фактора механических нагрузок на фундамент турбины создаваемых ветровым потоком, а также глубины в месте установки турбины.

Расчет затрат на компоненты системы сбора мощности (collection system)

Суммарная стоимость кабелей системы сбора мощности с учетом затрат на транспортировку и монтажные работы рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{cs} = \sum_{A \in (i,j,k)} [(c_{cl}^k + c_{i,cl}) \cdot l_{(i,j)}],$$

где C_{cs} – суммарные затраты на кабели, их транспортировку и монтаж, тыс. евро; c_{cl}^k – удельная стоимость кабеля сечения k , тыс. евро/км; $c_{i,cl}$ – стоимость транспортировки и укладки кабеля ($c_{i,cl} \approx 365$ – для кабелей среднего напряжения и $c_{i,cl} \approx 720$ – для высоковольтных кабелей) [17], тыс. евро/км.; $l_{(i,j)}$ – длина участка КЛ, км.

Удельная стоимость кабелей может быть рассчитана с использованием модели, учитывающей зависимость стоимости от допустимого длительного тока:

$$c_{cl(AC)} = A + B \exp(C \cdot I_{rat} \cdot 10^{-5}),$$

$$c_{cl(DC)} = A + B \cdot I_{rat},$$

где $c_{cl(AC)}$ – удельная стоимость кабелей переменного тока, тыс. евро/км; $c_{cl(DC)}$ – удельная стоимость кабелей постоянного тока, тыс. евро/км; A, B, C – коэффициенты модели регрессии, зависящие от номинального напряжения и типа кабеля [17,19]; I_{rat} – допустимый длительный ток кабеля соответствующего сечения, А.

Расчет затрат на систему интеграции МВЭС (integration system)

При наличии одной или нескольких платформ морских трансформаторных подстанций, капитальные затраты оцениваются следующим образом:

$$C_{is} = n_{TR} \cdot c_{TR} + (n_{cl} + n_{TR})c_{SG.MV} + n_{HV} (2c_{SG.HV} + c_{bb}) + (c_{dg} + c_{oss.f}),$$

где C_{is} – суммарные затраты на оборудование системы интеграции, тыс. евро; c_{TR} – стоимость силовых трансформаторов, тыс. евро; n_{TR} – количество трансформаторов; n_{cl} – число кабельных линий, подведенных к сборным шинам среднего напряжения; $c_{SG.MV}$ – стоимость коммутационного оборудования среднего напряжения, тыс. евро; n_{HV} – число высоковольтных кабельных линий передачи мощности до береговой распределительной подстанции; $c_{SG.HV}$ – стоимость высоковольтного коммутационного оборудования, тыс. евро; c_{BB} – стоимость сборных шин, тыс. евро; c_{dg} – стоимость резервного дизельного генератора, тыс. евро; $c_{ass.f}$ – стоимость платформы МТП, тыс. евро.

Если конфигурация системы электропередачи не предполагает промежуточной трансформации напряжения (тип MVAC), тогда количество кабелей высокого напряжения принимается $n_{HV} = 0$ и затраты на дизель-генератор и платформу МТП не учитываются.

Основную долю затрат на электрооборудование подстанции составляет стоимость силового трансформатора, предназначенного для повышения уровня напряжения с целью снижения потерь мощности при передаче электроэнергии до берегового распределительного пункта. Для силовых трансформаторов с номинальным напряжением обмотки высокого напряжения до 165 кВ используются следующие выражения для расчета стоимости:

- номинальная мощность $S_{TR} < 150$ МВА

$$c_{TR} = -153,05 + 131,1 \cdot S_{TR}^{0,4473},$$

- номинальная мощность $S_{TR} < 800$ МВА

$$c_{TR} = 42,688 \cdot S_{TR}^{0,7513}$$

где c_{TR} – стоимость силового трансформатора морской подстанции, тыс. евро; S_{TR} – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Количество распределительных устройств среднего напряжения на подстанции зависит от принятой схемы сбора мощности. Стоимость распределительного устройства среднего напряжения можно оценить по следующему выражению:

$$c_{SG.MV} = 40,543 + 0,76 \cdot V_{MV},$$

где $c_{SG.MV}$ – стоимость распределительных устройств среднего напряжения, тыс. евро; V_{MV} – номинальное напряжение внутренней системы сбора мощности МВЭС, кВ.

Затраты на дополнительные устройства защиты, устанавливаемые на ВЭУ при выполнении ответвления кабельных линий, определяются по уравнению [19]:

$$c_{SG.MV(WT)} = 12,71 + 0,364 \cdot V_{MV},$$

Для обеспечения бесперебойной работы дополнительного оборудования МТП, предназначенного для кондиционирования воздуха, функционирования систем обеспечения безопасности и др., необходимым является резервный источник электроэнергии. Для этого используются дизельные генераторы (ДГ), мощность которых определяется исходя из среднего потребления мощности вспомогательных устройств ВЭУ, что приблизительно составляет 15-20 кВт на 1 МВт установленной мощности МВЭС.

Стоимость ДГ мощностью до 2 МВт может быть определена из следующего выражения:

$$c_{dg} = 21,242 + 2,069 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt},$$

где c_{dg} – стоимость ДГ, тыс. евро.

Стоимость морской платформы подстанции зависит от электрической инфраструктуры и ее конфигурации (наличие и количество бытовых помещений для обслуживающего персонала, вертолетной площадки и топливных баков) и может быть выражена следующим уравнением:

$$c_{oss.f.} = 2534 + 88,7 \cdot n_{wt} \cdot P_{wt},$$

где $c_{oss.f.}$ – стоимость платформы морской трансформаторной подстанции, тыс. евро.

Затраты на систему электропередачи (transmission system)

Общая стоимость системы электропередачи с учетом стоимости подводного участка кабельной линии, участка прокладки линии электропередачи по суше до береговой подстанции энергосистемы и затрат на высоковольтное коммутационное оборудование, вычисляется по следующей формуле:

$$C_{ts} = n_{HV} (c_{m.HV} + c_{i.HV}) d_{wf} + n_{HV} c_{uc.HV} (1 - a_{ol}) d_{ps} + n_{ol.HV} \cdot a_{ol} \cdot c_{ol.HV} d_{ps} + n_{HV} \cdot c_{SG.HV},$$

где n_{HV} – число высоковольтных линий; $c_{m.HV}$ – удельная стоимость кабеля передачи мощности, тыс. евро/км; $c_{i.HV}$ – стоимость прокладки подводного кабеля высокого напряжения, тыс. евро/км; d_{wf} – среднее расстояние до берега (если используется система MVAC, тогда $d_{wf} = 0$), км; d_{ps} – протяженность наземного участка линии электропередачи до подстанции энергосистемы, км; a_{ol} – доля наземного участка линии передачи мощности выполненная воздушной линией (ВЛ), о.е.; $c_{uc.HV}$ – удельная стоимость кабеля подземной прокладки, тыс. евро/км; $c_{ol.HV}$ – удельная стоимость провода ВЛ, тыс. евро/км; $n_{ol.HV}$ – количество цепей ВЛ; $c_{SG.HV}$ – стоимость оборудования высоковольтного распределительного устройства, тыс. евро.

Затраты на устройства компенсации реактивной мощности

Для снижения потерь мощности и регулирования напряжения на приемном конце передающего силового кабеля для систем электропередачи типа HVAC, необходимо

использование устройств компенсации реактивной мощности (КРМ). Стоимость устройств КРМ может быть оценена по следующей формуле:

$$C_{pr} = n_R \cdot c_R + n_C \cdot c_C + n_{SVC} \cdot c_{SVC},$$

где c_R – стоимость шунтирующих реакторов ($c_R \approx 2/3 \cdot c_{TR}$ силового трансформатора сопоставимой мощности), тыс.евро; c_C – стоимость конденсаторных батарей ($c_C \approx 19$ тыс.евро/МВАр); c_{SVC} – стоимость статических компенсаторов РМ ($c_{SVC} \approx 77$ тыс. евро/МВАр).

Затраты на систему диспетчерского управления и сбора информации

Стоимость оборудования систем мониторинга и общего контроля за состоянием ВЭС существенно зависит от реализованных в системе управляющих воздействий, и приближенно может быть рассчитана по уравнению:

$$C_{se} = N_{wt} \cdot c_{se},$$

где C_{se} – общая стоимость системы SCADA / EMS ($c_{se} \approx 75$), тыс. евро.

Модель оценки технико-экономических показателей

На основе описанной методики реализована модель расчета технико-экономических показателей МВЭС заданной конфигурации с учетом состава и характеристик основного оборудования, климатических условий и рельефа местности. Блок-схема, демонстрирующая последовательность выполнения этапов моделирования, приведена на рисунке 3.

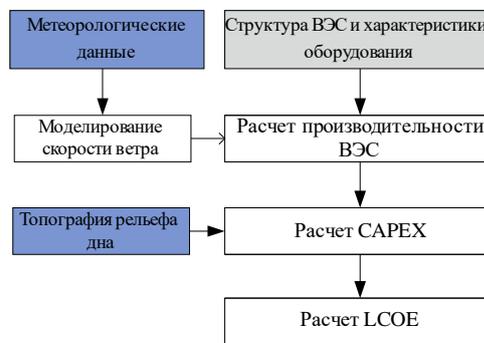


Рис. 3. Блок-схема алгоритма оценки технико-экономических показателей конфигурации МВЭС

Fig. 3. Flowchart of OWF techno-economic indicators assessment algorithm

На первом этапе выполняется расчет среднегодовой генерации электроэнергии с учетом аэродинамического взаимовлияния ветроустановок и потерь мощности, вызванных данным фактором, а также потерь мощности в электрической сети сбора и передачи мощности. Для моделирования ветрового режима используется стохастическая модель скорости ветра, описание которой дано в работе [20].

На втором этапе выполняется оценка капитальных затрат на оборудование МВЭС на основе входных данных о ее конфигурации и параметрах оборудования. Оценка глубины дна в месте установки ВЭУ, необходимая для расчета стоимости опорной конструкции, выполняется с использованием модели рельефа морского дна, реализованной на основе базы данных батиметрической и топографической информации GEBCO-2020 [21].

На заключительном этапе выполняется расчет целевого показателя, в качестве которого в данной модели используется показатель нормированной себестоимости электроэнергии, вычисляемый следующим образом:

$$LCOE = \frac{1}{AEP} \left(\frac{CAPEX}{(1 - (1 - r)^{-n})/r} + OPEX \right),$$

где $CAPEX$ – первоначальные капитальные вложения в год t , у.е; $OPEX$ – эксплуатационные издержки, у.е; AEP – объем генерации электроэнергии за год t ; r – норма дисконта; n – расчетный срок службы ВЭС, лет.

Верификация модели оценки технико-экономических показателей

В качестве тестового примера для проверки модели в данной работе рассматриваются конфигурации двух существующих МВЭС «Horns Rev 1» и «Horns Rev 2», расположенных в акватории Северного моря у побережья Дании (рис. 4).

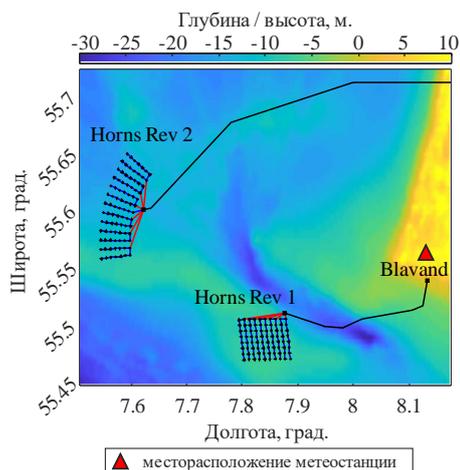


Рис. 4. Рельеф морского дна на участке размещения МВЭС и месторасположение метеостанции
 Fig. 4. Bathymetric chart at wind farms location site and the location of the meteorological station

В таблице 1 приведена подробная информация о месторасположении ветроэлектростанций, составе и характеристиках компонентов, а также фактические технико-экономические показатели.

Таблица 1

Характеристики ветроэлектростанций [22, 23, 24, 25]

Наименование ВЭС	Horns Rev 1 (2002)	Horns Rev 2 (2010)
Долгота, град.	55,486	55,600
Широта, град.	7,841	7,585
Средняя глубина, м	-8,02	-12,09
Расстояние до берега, км	19,14	41,74
Площадь участка, км ²	20,67	31,73
Ветроустановки		
Установленная мощность, МВт	160	209,3
Число ВЭУ, шт.	80	91
Модель ВЭУ	Vestas V80	Siemens SWT-2.3-93
Номинальная мощность, МВт	2	2,3
Высота ВЭУ, м	70	68
Диаметр ротора, м	80	93
Тип фундамента	моносвая	моносвая
Система сбора мощности		
Протяженность КЛ, км	54,1	61,7
Номинальное напряжение, кВ	33	33
Сечения кабелей, мм ²	150, 400	150, 400
Система электропередачи		
Тип электропередачи	HVAC	HVAC
Протяженность КЛ, км	20,4	41,2
Номинальное напряжение, кВ	150	150
Сечение кабеля, мм ²	630	300
Количество КЛ	1	2
Технико-экономические показатели [25, 26, 27]		
Оценочная (проектная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	600	900
Среднегодовая (реальная) выработка электроэнергии, ГВтч/год	549,8	821,3
Капитальные вложения (CAPEX), млн.евро	270	470
КИУМ, %	41,2	48,0
LCOE, евро/МВт	60,93	69,67

Схемы компоновки ВЭУ и кабельных соединений МВЭС [28], а также расчетная характеристика потерь мощности турбинами МВЭС по направлениям ветра при средней скорости на высоте оси ветроколеса ($v_h = 8$ м/с), показаны на рисунке 5.

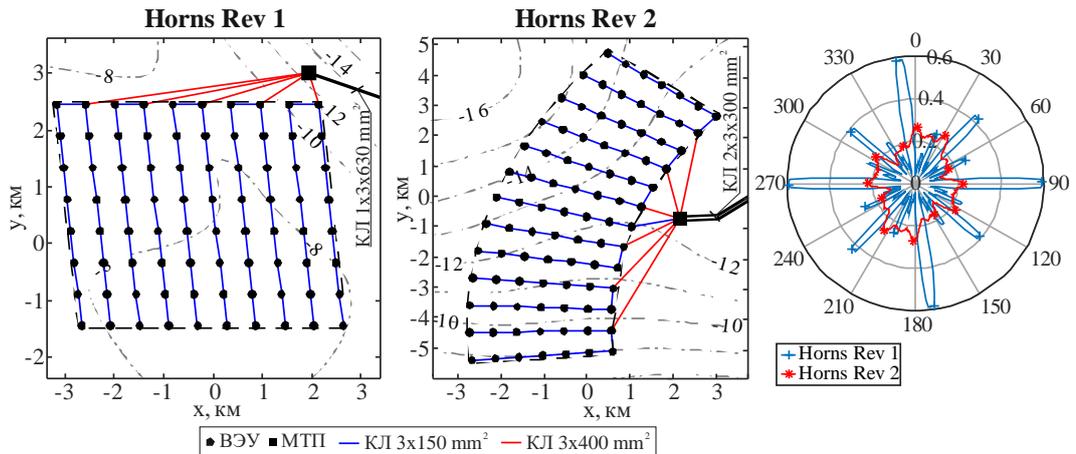


Рис. 5. Схемы компоновки ВЭУ и кабельной системы МВЭС

Fig. 5. Wind turbine and collection system layout of wind farms

В качестве входных данных для моделирования ветрового режима использовался временной ряд наблюдений скорости и направления ветра, зарегистрированных на ближайшей метеорологической станции (*Blavand*) за период (2014-2019 г) [29]. Данные скорости ветра разделены на группы из 16 секторов по направлениям, на каждом из которых данные аппроксимированы двухпараметрическим распределением Вейбулла. Распределение скорости ветра на высоте осей ветроустановок ($h_{wt} = 70$ м) вычисляется из исходного распределения Вейбулла, аппроксимирующего эмпирическое распределение скорости ветра на высоте анемометра ($h = 10$ м), путем пересчета параметров распределения согласно методике [30]. Распределение скорости ветра и роза направлений изображены на рисунке 6.

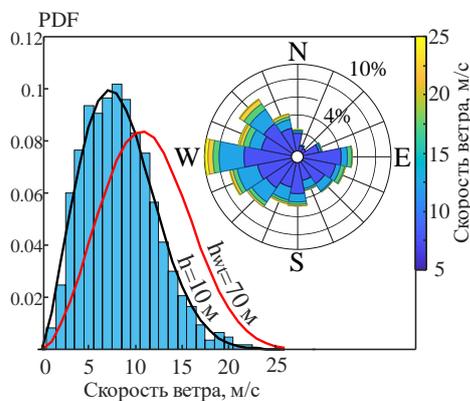


Рис. 6. Роза ветров и распределение скорости ветра в преобладающем направлении на уровне анемометра станции и уровне осей ветроустановок, аппроксимированное распределением Вейбулла

Fig.6. Wind rose and distribution of wind speed in the prevailing direction at the level of the station anemometer and the level of the axes of wind turbines, approximated by the Weibull distribution

Для проверки адекватности модели при оценке производительности ВЭС, выполнено сравнение профиля относительных потерь мощности в преобладающем направлении ветра ($\theta_d = 270^\circ$) с результатами оценки, проведенной посредством нескольких различных методов и данными зарегистрированными системой мониторинга ветроэлектростанции «*Horns Rev 1*» (рис. 7-а) [31]. Оценка быстродействия модели выполнена на основе анализа зависимости длительности расчета от количества ветроустановок и числа градаций скорости ветра по направлениям (рис. 7-б).

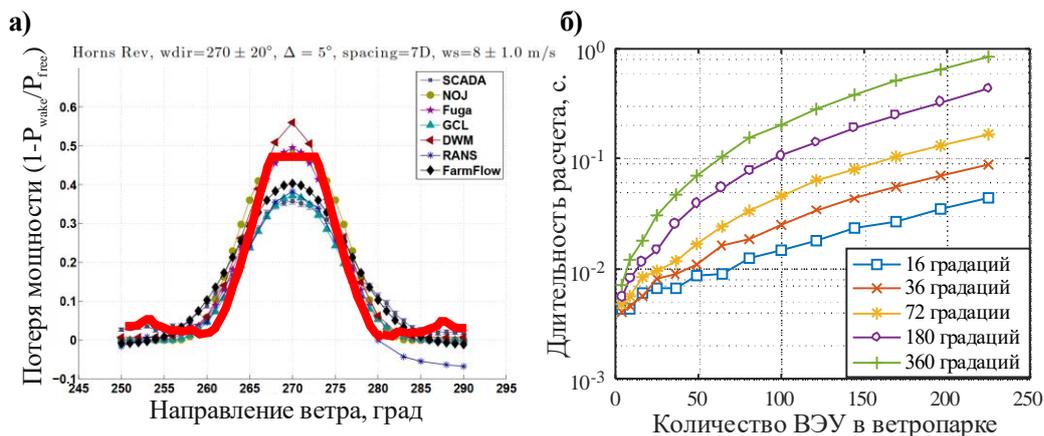


Рис. 7. Сопоставление результатов оценки относительной потери мощности в ветропарке «Horns Rev 1» и зависимость времени расчета от размера ветропарка при различной степени дискретизации повторяемости скорости ветра по направлениям

Fig. 7. Comparison of the results of assessing the relative power loss in the "Horns Rev 1" wind farm and dependence of the calculation time on the size of the wind farm at different degrees of discretization of the wind speed in directions

Визуальная оценка полученного профиля вырабатываемой мощности (рис. 7-а), показывает приемлемое соответствие с фактической характеристикой (SCADA), что позволяет убедиться в адекватности построенной расчетной модели. Результаты оценки быстродействия (рис. 7-б) демонстрируют достаточно высокую скорость вычислений, в предельном случае (для 225 ВЭУ при расчете по 360 градациям направления ветра) не превышающим 1 секунды, и в среднем для 72 градаций – 0,03 секунды, что является достаточным для использования модели в задачах оптимизации МВЭС, предполагающий перебор множества возможных вариантов решения.

По результатам моделирования и оценки среднегодовой выработки электроэнергии и капитальных затрат выполнен расчет и сравнение оценок показателей: коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), CAPEX и LCOE с фактическими значениями. При расчете LCOE величина нормы дисконтирования принята $r=0,1$, расчетный срок эксплуатации $t = 20$ лет и эксплуатационные издержки приняты в размере $OPEX \sim 0,2CAPEX$ [18]. Полученные результаты и оценки погрешности расчета сведены в таблица 2.

Таблица 2

Результаты расчета

Наименование ВЭС	Horns Rev 1	Horns Rev 2
<i>Детализация капитальных затрат</i>		
ВЭУ и фундаменты, тыс.евро	202,44	316,70
Система интеграции, тыс.евро	22,14	31,83
Система сбора мощности, тыс.евро	34,21	39,04
Система электропередачи, тыс.евро	22,986	93,804
Прочее (SCADA, проектирование), тыс.евро	1,48	7,4529
<i>Расчетные технико-экономические показатели</i>		
AEP_{gross} , ГВтч/год	594,3 (-1%)	908,7 (+1%)
AEP_{net} , ГВтч/год	554,4 (+0,8%)	845,7 (+3%)
CAPEX, млн.евро.	283,2 (+4.7%)	488,82 (+3,85%)
КИУМ, %	39,55(-4,2%)	46,13 (-4%)
LCOE, евро/МВт	60,1 (-1,4%)	68,8 (-1,3%)

Примечание: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ВЭС за год (без учета потерь мощности), AEP_{net} – оценка чистой среднегодовой выработка электроэнергии ветроустановками ВЭС.

Проведенная верификация показала, что предложенная модель обеспечивает адекватную оценку технико-экономических показателей МВЭС: результаты сравнения оцененных среднегодовых значений выработки электроэнергии, капитальных затрат и нормированной себестоимости электроэнергии показывают незначительные отклонения от фактических значений, находящиеся в пределах 5%.

Заключение

Разработана и протестирована модель оценки технико-экономических показателей

МВЭС на основе данных о структуре, используемом оборудовании, а также факторов климатических условий и рельефа местности. Проведена оценка адекватности модели, выполненная на основе сравнения расчетных показателей эффективности МВЭС с фактическими технико-экономическими показателями нескольких существующих ветроэлектростанций, полученных в процессе их эксплуатации. Проведенная оценка скорости расчета демонстрирует достаточный уровень быстродействия, что обеспечивает возможность применения модели в задачах многофакторной оптимизации морских оффшорных ветроэлектростанций.

Литература

1. Breeze P. Wind Power Generation. Academic Press, 2015. 104 p.
2. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources / U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. Доступно по: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.
3. Таровик В.И., Вальдман Н.А., Труб М.С., и др. Развитие морских электростанций использующих возобновляемые источники энергии // Арктика: экология и экономика. 2013. № 2(10). С. 34-47.
4. Global Wind Energy Council. Global offshore wind report 2020. Доступно по: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>. Ссылка активна на 8 января 2022.
5. Kudelin A., Kutcherov V. Wind ENERGY in Russia: The current state and development trends // Energy Strategy Reviews. 2021. V. 34. 100627.
6. Вальдман Н.А., Труб М.С., Озерова Л.Л. Морские ветровые электростанции // Труды ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова. 2015. №6(370). С. 209-220.
7. Hou P., Zhu J., Ma K., et al. A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. V. 7. pp. 975-986.
8. Rodrigues S., Restrepo C., Katsouris G., et al. A Multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures // Energies. 2016. V. 9. N3. 216.
9. Lumbieras S., Ramos A. Offshore wind farm electrical design: a review // Wind Energy. 2012. V. 16. N3. pp. 459-473.
10. Таровик В.И., Вальдман Н.А., Труб М.С., и др. Учет рисков при строительстве и эксплуатации ветряной электростанции для Арктики // Арктика: экология и экономика. 2013. № 3(11). С. 84-96.
11. O'Kelly B.C., Arshad M. Offshore wind turbine foundations – analysis and design // Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation / ed. by C. Ng and L. Ran. Duxford: Woodhead Publishing, 2016. pp. 589-610.
12. Li J., Wang G., Li Z., et al. A review on development of offshore wind energy conversion system // International Journal of Energy Research. 2020. V. 44. N12. pp. 9283-9297.
13. Katsouris G. Infield cable topology optimization of offshore wind farms: Master of Science Thesis. Delft, Netherlands: Delft University of Technology; 2015. Доступно по: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9f313e13-4570-48f8-8aff-3eef35bbad99>. Ссылка активна на 8 января 2022.
14. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. A simple model for cluster efficiency: EWEC'86: European Wind Energy Association Conference and Exhibition Proceedings. V. 1; 6-8 Oct 1986; Rome, Italy. 1987. pp. 407-410.
15. Feng J., Shen W.Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm // Renewable Energy. 2015. V. 78. pp. 182-192.
16. Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г. Оптимизация расположения ветроустановок с учетом аэродинамического взаимовлияния и протяженности кабельных линий сети сбора мощности // Энергосбережение и водоподготовка. 2020. №3(125). С. 30-34.
17. Dicorato M., Forte G., Pisani M., et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation // Renewable Energy. 2011. V. 36, N8. pp. 2043-2051.
18. Kucuksari S., Erdogan N., Cali U. Impact of electrical topology, capacity factor and line length on economic performance of offshore wind investments // Energies. 2019. V. 12, N16. 3191.
19. Lundberg S. Performance comparison of wind park configurations. Technical report no. 30R. Sweden: Chalmers University of technology; 2003. Доступно по: <https://core.ac.uk/download/pdf/70559221.pdf>. Ссылка активна на 8 января 2022.
20. Давыдов Д.Ю., Обухов С.Г. Модель скорости ветра на основе дробного стохастического процесса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 5. С. 39-48.

21. General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO): Gridded Bathymetry Data. Доступно по: https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/. Ссылка активна на 8 января 2022.
22. Mokhi C.E., Addaim A., Cali U. Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms // Sustainability. 2020. Vol. 12, N14. 5761.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. Case study: European offshore wind farms - A Survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms. Report by Deutsche WindGuard. Groningen: University of Groningen; 2008. Доступно по: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/A_Survey_for_the_Analysis_by_Developers_of_Offshore_Wind_Farms.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.
24. Sharples M. Offshore electrical cable burial for wind farms: state of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand wave effect. Bureau of Ocean Energy Management, Regulation & Enforcement - Department of the Interior; 2011. Доступно по: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program//final-report-offshore-electrical-cable-burial-for-wind-farms.pdf>. Ссылка активна на 8 января 2022.
25. Lindoe Offshore Renewables Center knowledge. Offshore Renewables Map - Offshore Wind Farms. Доступно по: <https://web.archive.org/web/20120116162257/http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms>. Ссылка активна на 8 января 2022.
26. Energy Numbers: Capacity factors at Danish offshore wind farms. Доступно по: <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>. Ссылка активна на 8 января 2022.
27. 4C Offshore. Global Offshore Wind Farm Database. Доступно по: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. Ссылка активна на 8 января 2022.
28. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Доступно по: <https://kis-orca.org/downloads/>. Ссылка активна на 8 января 2022.
29. Расписание погоды RP5. Доступно по: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Ссылка активна на 8 января 2022.
30. Spera D.A., Richards T.R. Modified power law equations for vertical wind profiles. Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting; 19-21 June 1979; Portland, Oregon (USA). Battelle Memorial Institute, Pacific Northwest Laboratory; 1979. pp. 47-58.
31. Réthoré P.E., Hansen K.S., Barthelmie R.J., et al. Benchmarking of wind farm scale wake models in the EERA - DTOC project. ICOWES 2013: Proceedings of the 2013 International Conference on Aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and Wakes; 17-19 June 2013; Lyngby, Denmark. Technical University of Denmark; 2013. Доступно по: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/69802341/BENCHMARKING_OF_WIND_FARM_SCALE.pdf. Ссылка активна на 8 января 2022.

Авторы публикации

Давыдов Денис Юрьевич – аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Обухов Сергей Геннадьевич – д-р техн. наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет.

References

1. Breeze P. *Wind Power Generation*. Academic Press. 2015. 104 p. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-04850-2>.
2. U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources. Available at: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf. Accessed: 10 December, 2021.
3. Tarovik V.I., Val'dman N.A., Trub M.S., et al. Razvitie morskikh elektrostancij ispol'zuyushchih vozobnovlyаемые istochniki energii. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2013; 2(10):34-47.
4. Global Wind Energy Council. Global offshore wind report 2020 Available at: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>. Accessed: 10 December, 2021.
5. Kudelin A., Kutcherov V. Wind ENERGY in Russia: The current state and development trends. *Energy Strategy Reviews*. 2021; 34:100627. doi: 10.1016/j.esr.2021.100627.
6. Val'dman N.A., Trub M.S., Ozerova L.L. Morskie vetrovye elektrostancii. *Trudy CNII im. akad. A.N. Krylova*. 2015; 86(370):209-220.

7. Hou P., Zhu J., Ma K., et al. A review of offshore wind farm layout optimization and electrical system design methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2019; 7:975-986. doi: 10.1007/s40565-019-0550-5.
8. Rodrigues S., Restrepo C., Katsouris G., et al. A Multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures. *Energies*. 2016; 9(3):216. doi: 10.3390/en9030216.
9. Lumbreras S., Ramos A. Offshore wind farm electrical design: a review. *Wind Energy*. 2012; 16(3):459-473. doi: 10.1002/we.1498.
10. Tarovik V.I., Val'dman N.A., Trub M.S., et al. Uchet riskov pri stroitel'stve i ekspluatatsii vetryanoy elektrostancii dlya Arktiki. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2013; 3(11):84-96.
11. O'Kelly B.C., Arshad M. Offshore wind turbine foundations – analysis and design. *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*. Ed. by C. Ng and L. Ran. Duxford: Woodhead Publishing. 2016. pp. 589-610.
12. Li J., Wang G., Li Z., et al. A review on development of offshore wind energy conversion system. *International Journal of Energy Research*. 2020; 44(12):9283-9297. doi: 10.1002/er.5751.
13. Katsouris G. *Infield cable topology optimization of offshore wind farms* [master of science thesis]. Delft, Netherlands: Delft University of Technology; 2015. Available at: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9f313e13-4570-48f8-8aff-3eef35bbad99>. Accessed: 10 December, 2021.
14. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. A simple model for cluster efficiency. *EWEC'86: European Wind Energy Association Conference and Exhibition Proceedings V.1; 6-8 Oct 1986; Rome, Italy*. 1987. pp. 407-410.
15. Feng J., Shen W.Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm. *Renewable Energy*. 2015; 78:182-192. doi: 10.1016/j.renene.2015.01.005.
16. Davydov D.Y., Obuhov S.G. Optimizatsiya raspolozheniya vetroustanovok s uchedom aerodinamicheskogo vzaimovliyaniya i protyazhennosti kabel'nyh linij seti sbora moshchnosti. *Energoberezhenie i Vodopodgotovka*. 2020; 3(125):30-34.
17. Dicorato M., Forte G., Pisani M., et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*. 2011; 36(8):2043-2051. doi: 10.1016/j.renene.2011.01.003.
18. Kucuksari S., Erdogan N., Cali U. Impact of electrical topology, capacity factor and line length on economic performance of offshore wind investments. *Energies*. 2019; 12(16):3191. doi: 10.3390/en12163191.
19. Lundberg S. *Performance comparison of wind park configurations*. Technical report no. 30R. Sweden: Chalmers University of technology; 2003. Available at: <https://core.ac.uk/download/pdf/70559221.pdf>. Accessed: 8 January 2022.
20. Davydov D.Y., Obuhov S.G. Wind speed model based on fractional stochastic process. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021; 332(5):39-48. (In Russ). doi: 10.18799/24131830/2021/5/3184.
21. General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO). Gridded Bathymetry Data. Available at: https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/. Accessed: 10 December, 2021.
22. Mokhi C.E., Addaim A., Cali U. Optimization of Wind Turbine Interconnections in an Offshore Wind Farm Using Metaheuristic Algorithms. *Sustainability*. 2020; 12(14):5761. doi: 10.3390/su12145761.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. *Case study: European offshore wind farms - A Survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms*. Report by Deutsche WindGuard. Groningen: University of Groningen; 2008. Available at: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/A_Survey_for_the_Analysis_by_Developers_of_Offshore_Wind_Farms.pdf. Accessed: 10 December, 2021.
24. Sharples M. *Offshore electrical cable burial for wind farms: state of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand wave effect*. Bureau of Ocean Energy Management, Regulation & Enforcement - Department of the Interior; 2011. Available at: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/final-report-offshore-electrical-cable-burial-for-wind-farms.pdf>. Accessed: 10 December, 2021.
25. Lindoe Offshore Renewables Center knowledge. Offshore Renewables Map - Offshore Wind Farms. Available at: <https://web.archive.org/web/20120116162257/http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms>. Accessed: 10 December, 2021.
26. Energy Numbers. Capacity factors at Danish offshore wind farms. Available at: <https://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>. Accessed: 10 December, 2021.

27. 4C Offshore. Global Offshore Wind Farm Database. Available at: <https://www.4coffshore.com/windfarms/>. Accessed: 10 December, 2021.

28. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Available at: <https://kis-orca.org/downloads/>. Accessed: 10 December, 2021.

29. Weather schedule RP5. Available at: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Accessed: 10 December, 2021.

30. Spera D.A., Richards T.R. Modified power law equations for vertical wind profiles. *Proceedings of the Conference and Workshop on Wind Energy Characteristics and Wind Energy Siting; 19-21 June 1979; Portland, Oregon (USA)*. Battelle Memorial Institute, Pacific Northwest Laboratory; 1979. pp. 47-58.

31. Réthoré P.E., Hansen K.S., Barthelmie R.J., et al. Benchmarking of wind farm scale wake models in the EERA - DTOC project. *ICOWES 2013: Proceedings of the 2013 International Conference on Aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and Wakes; 17-19 June 2013; Lyngby, Denmark*. Technical University of Denmark; 2013. Available at: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/69802341/BENCHMARKING_OF_WIND_FARM_SCALE.pdf. Accessed: 10 December, 2021.

Authors of the publication

Denis Y. Davydov – postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Sergey G. Obukhov – Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University

Получено *20.09.2021г.*

Отредактировано *20.10.2021г.*

Принято *20.10.2021г.*



АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ И ВЫГОРАНИЯ КАНЦЕРОГЕННЫХ ПАУ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ КОТЛОВ

Иваницкий М.С.

Национальный исследовательский университет

«МЭИ» в г. Волжском, Россия

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-8779-5453> , mseiv@yandex.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Обоснована и подтверждена необходимость установления нормативов выбросов высокотоксичных веществ, обладающих канцерогенными свойствами, в условиях реализации новых принципов государственного регулирования природоохранной деятельности на энергетических предприятиях. Выполнен анализ особенностей образования и выгорания канцерогенных полициклических ароматических углеводородов в дымовых газах котлов при сжигании углей в низкотемпературных условиях топочного процесса. На основе проведенного анализа рассчитаны суммарные и частные показатели вредности дымовых газов с целью оценки и прогнозирования общей токсичности продуктов сгорания углей с учетом вклада канцерогенных веществ. МЕТОДЫ. При расчетной оценке общей токсичности дымовых газов применен системный анализ и обобщение экспериментальных данных по содержанию канцерогенных и неканцерогенных полициклических ароматических углеводородов в продуктах сгорания котлов малой мощности. РЕЗУЛЬТАТЫ. В результате выполненного исследования определен вклад канцерогенных и неканцерогенных полициклических углеводородов в общую токсичность дымовых газов котлов при сжигании азейского, мугунского, черемховского и тугнуйского угля. Показано, что такие вещества как бенз(а)пирен, флуорантен, пирен и фенантрен в значительной степени от 38,8 до 53,6 % оказывают влияние на уровень суммарного показателя вредности продуктов сгорания. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Полученные результаты исследования могут найти применение на энергетических предприятиях на этапе обоснования внедрения режимно-технологических и природоохранных мероприятий с целью разработки мероприятий повышения экологической эффективности за счет технологического нормирования канцерогенных выбросов.

Ключевые слова: экологическая безопасность ТЭС; наилучшие доступные технологии; канцерогенные ПАУ; выгорание топлива; показатели вредности.

Для цитирования: Иваницкий М.С. Анализ технологических условий образования и выгорания канцерогенных ПАУ в продуктах сгорания котлов // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 131-138. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-131-138.

ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL CONDITIONS FOR THE FORMATION AND BURNOUT OF CARCINOGENIC PAHS IN BOILER FLUE GASES

MS. Ivanitskiy

Volzhsy Branch of the National Research University

«Moscow Power Engineering Institute», Russia

ORCID*: <http://orcid.org/0000-0002-8779-5453> , mseiv@yandex.ru

Abstract: THE PURPOSE. The necessity of establishing emission standards for highly toxic substances with carcinogenic properties in the context of the implementation of new principles of state regulation of environmental protection activities at energy enterprises is substantiated and confirmed. The analysis of the features of the formation and burnout of carcinogenic polycyclic aromatic hydrocarbons in the flue gases of boilers during the combustion of coals in low-temperature conditions of the furnace process is carried out. Based on the analysis, the total and partial indicators of the harmfulness of flue gases were calculated in order to assess and predict the overall toxicity of coal combustion products, taking into account the contribution of

carcinogenic substances. METHODS. When calculating the overall toxicity of flue gases, a systematic analysis and generalization of experimental data on the content of carcinogenic and non-carcinogenic polycyclic aromatic hydrocarbons in the combustion products of low-power boilers was applied. RESULTS. As a result of the performed study, the contribution of carcinogenic and non-carcinogenic polycyclic hydrocarbons to the overall toxicity of boiler flue gases during the combustion of Azeysky, Mugunsky, Cheremkhovsky and Tugnyu coal was determined. It is shown that substances such as benz(a)pyrene, fluoranthene, pyrene and phenanthrene significantly affect the level of the total indicator of the harmfulness of combustion products from 38.8 to 53.6%. CONCLUSION. The obtained research results can be applied at energy enterprises at the stage of substantiating the introduction of regime-technological and environmental measures in order to develop measures to improve environmental efficiency through technological rationing of carcinogenic emissions.

Keywords: *environmental safety of TPPs; best available technologies; carcinogenic PAHs; fuel burnup; hazard indicators.*

For citation: Ivanitskiy MS. Analysis of technological conditions for the formation and burnout of carcinogenic pahs in boiler flue gases. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 131-138. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-131-138.

Введение

Начиная с 2015 года в рамках разработки нового принципа российского государственного регулирования природоохранной деятельности подготовлено порядка 50 информационно-технических справочников (ИТС) наилучших доступных технологий (НДТ), объединяющих сведения о характеристиках проблемных вопросов действующего производства, методологии определения НДТ, методах для уменьшения негативного влияния тепловых электрических станций (ТЭС) на атмосферный воздух и окружающую среду, которые не предполагают технологического переоснащения, а также информацию об оценке преимуществ НДТ в части их доступности и экономичности, сведения о современных НДТ. Для энергетических предприятий I категории в зависимости от вида используемого топлива в ИТС 38-2017 определены маркерные вредные (загрязняющие) вещества: оксиды азота (NO₂), диоксид серы (SO₂), монооксид углерода (CO) и зола твердого топлива. При недостатке окислителя в топочной камере котла образуются полициклические ароматические углеводороды, некоторые из которых характеризуются канцерогенными и мутагенными свойствами. К представителям ПАУ рассмотренным в работе и идентифицированным в продуктах сгорания топлива в котлах, относятся хризен, бенз(b)флуорантен, бенз(k)флуорантен, антрацен, бенз(a)антрацен, бенз(g, h, i)перилен, фенантрен, индено (1, 2, 3 -с, d)пирен, и высокотоксичный бенз(a)пирен (БП) – вещество I класса опасности [1-5].

Согласно приказу Минприроды от 18.04.2018 № 154 определены 300 объектов I категории, в период с 01.01.2019 по 31.12.2024 года они должны согласовать получение комплексного экологического разрешения (КЭР) сроком на 7 лет. В связи с этим, на стадии подготовки КЭР, энергетическим предприятиям для выполнения задачи по охране окружающей среды необходимо определять нормативы допустимых выбросов высокотоксичных веществ I и II класса опасности [6-8].

В соответствии с данными требованиями отечественным энергетическим предприятиям, в том числе ТЭС, которые относятся к I категории по степени негативного влияния на окружающую среду, необходимо разрабатывать организационные и режимно-технологические мероприятия для уменьшения газообразных выбросов в атмосферный воздух, связанного с массовой эмиссией загрязняющих канцерогенных высокотоксичных веществ, характеризующихся мутагенными свойствами. Внедрение первичных (воздухоохранных) мероприятий на ТЭС, тем самым позволит улучшить показатели экологической безопасности работы энергетических котлов, в том числе посредством разработки малотоксичных режимов сжигания органического топлива с целью минимизации показателя суммарной токсичности дымовых газов, широко используемого в теплоэнергетике для определения степени негативного воздействия источника вредных (загрязняющих) выбросов на воздушный бассейн [9, 10].

Таким образом для расчетного обоснования технических решений на стадии получения КЭР на энергетических предприятиях на основе обобщенных экспериментальных данных по выбросам канцерогенных и неканцерогенных ПАУ

выполнено определение частных показателей вредности (токсичности) ПАУ, а также их вклада в суммарный показатель токсичности продуктов сгорания при сжигании углей различных месторождений с учетом особенностей образования и выгорания ПАУ.

Материалы и методы

Для решения поставленной задачи исследования в работе рассчитывается суммарный показатель вредности $\sum \Pi$ дымовых газов котла, который определен с учетом частных показателей вредности загрязняющих выбросов $\sum \Pi = \sum_{i=1}^n \Pi_i$ в соответствии с рекомендациями [9, 10].

В процессе определения показателей вредности загрязняющих веществ варьировались режимные условия работы котла: коэффициент избытка воздуха α , тепловая нагрузка, теплотехнические характеристики топлива.

Основные марки топлива, рассмотренные в работе, с теплотехническими характеристиками, приведенными к рабочей массе, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Теплотехнические характеристики топлива

Марка и состав топлива	W ^r , %	A ^d , %	S ^d , %	N ^{daf} , %	Q ^r , МДж/кг
Азейский	25	22	0,6	1,6	16,0
Черемховский	15	34	1,2	1,6	16,4
Тугнуйский	7,5	23	0,5	1,1	21,0
Мугунский	22	20	1,2	1,5	17,3

Рассмотренные марки углей являются перспективными для применения в теплоэнергетике, но при этом характеризуются низкой теплотворной способностью топлива. Качественные теплотехнические характеристики топлива показывают, что приведенная влажность углей находится в диапазоне 0,36-1,5 %/(МДж/кг) на рабочую массу, приведенная зольность топлива составляет 1,1-2,07 %/(МДж/кг), приведенная содержание серы в углях изменяется в пределах 0,38-0,8 %/(МДж/кг). Следует отметить, что указанные приведенные показатели качества топлива оказывают незначительное влияние на процесс образования и выгорания ПАУ в топке котла, в большей степени величину массового выброса канцерогенных веществ определяют конкретные режимно-технологические условия и способы сжигания топлива.

Тепловая производительность котла НРС-18-73 принимала значения нагрузочных режимов, близких к номинальному уровню $0,95 \leq Q_{\phi} / Q_n \leq 1$, параметры массовых выбросов и концентраций вредных (загрязняющих) веществ приведены к коэффициенту избытка воздуха $\alpha = 1,4$, объемное теплонапряжение топки равно $q_v = 0,67$ МВт/м³ при номинальной нагрузке котла (тепловая мощность 0,8 МВт) [11-13].

Обсуждение результатов

В новых условиях государственного регулирования природоохранной деятельности необходимо отметить, что энергетическим предприятиям I, II и III категорий, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду в рамках своей хозяйственной деятельности согласно приказу Минприроды от 18.04.2018 № 154 необходимо установить нормативы выбросов БП, характеризующегося наиболее выраженными канцерогенными и мутагенными свойствами, вещества I класса опасности.

Интенсивное образование ПАУ, в том числе БП, в котельных установках происходит в результате сжигания топлива при малых избытках воздуха и недостаточном уровне объемного и поверхностного теплонапряжения топочной камеры. В данном случае немаловажное значение на уровень выбросов ПАУ оказывают теплотехнические характеристики топлива. Температурный уровень топочного процесса характеризует механизм образования БП (например, дифенильный или ацетиленовый). Следует отметить, что образование и выгорание ПАУ необходимо рассматривать как конкурирующие процессы, скорость протекания которых определяется стабильностью фронта воспламенения топлива. В котлах со слоевым сжиганием твердого топлива наибольшее влияние в этих процессах оказывает скорость окисления угля, что в рассмотренных условиях в значительной степени определяет выход продуктов неполного сгорания топлива (СО и ПАУ, в частности БП). Приведенные обстоятельства необходимо учитывать при создании и внедрении систем мониторинга и контроля выбросов вредных загрязняющих

веществ на энергетических предприятиях в соответствии с нормативными требованиями охраны окружающей среды [6-8].

Таким образом, по результатам полученных значений, определены суммарные и частные показатели вредности ПАУ и других вредных (загрязняющих) веществ в продуктах сгорания углей черемховского, мугунского, тунгуйского и азейского месторождений, которые представлены на рис. 1. Следует отметить, что в зависимости от режимных условий и теплотехнических характеристик угля вклад вредности золы твердого топлива в $\sum П$ дымовых газов составляет 2,4 – 4,6 %, при этом доля вредности $NO_2 = 10,9 – 23,1 \%$, вклад $SO_2 = 23,2 – 37,3\%$, для пентаоксида ванадия вклад составил $V_2O_5 = 0,9 – 1,7\%$, а доля CO незначительна и находится на уровне 0,25 – 0,59 %.

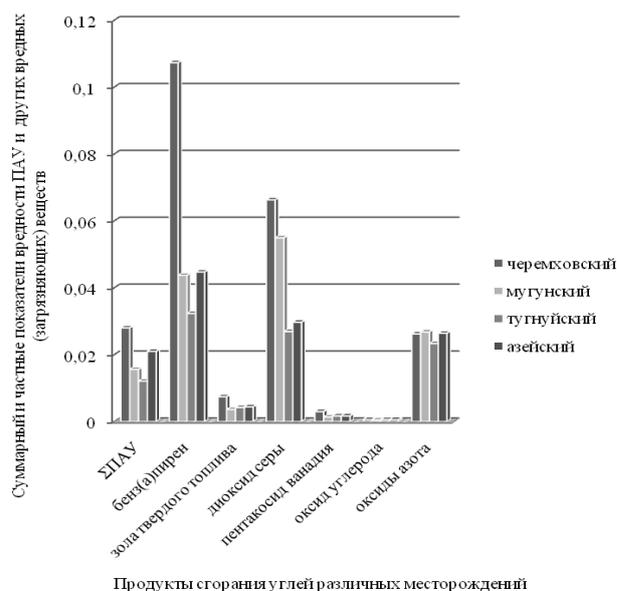


Рис.1. Суммарные и частные показатели вредности ПАУ и других вредных (загрязняющих) веществ в продуктах сгорания углей черемховского, мугунского, тунгуйского и азейского месторождений

Fig.1. Total and partial indicators of the harmfulness of PAHs and other harmful (polluting) substances in the combustion products of coals of the Cheremkhovsky, Mugunsky, Tunguysky and Azeysky deposits

Неравномерность полученных результатов массовых выбросов ПАУ на практике объясняется недостатком кислорода по зонам горения в топке. При этом в отмеченных зонах происходят термические реакции разложения топлива. В целом процесс сжигания топлива состоит из периодов разогрева топлива, испарения влаги, выхода летучих веществ и, непосредственно, горения кокса (горючей части).

На рисунках 2 и 3 представлены результаты оценки частных показателей вредности БП и некоторых ПАУ в дымовых газах при сжигании топлива, а также зависимость изменения относительного вклада частных показателей вредностей БП и некоторых других ПАУ в $\sum П$ продуктов сгорания котла НРС-18-73.

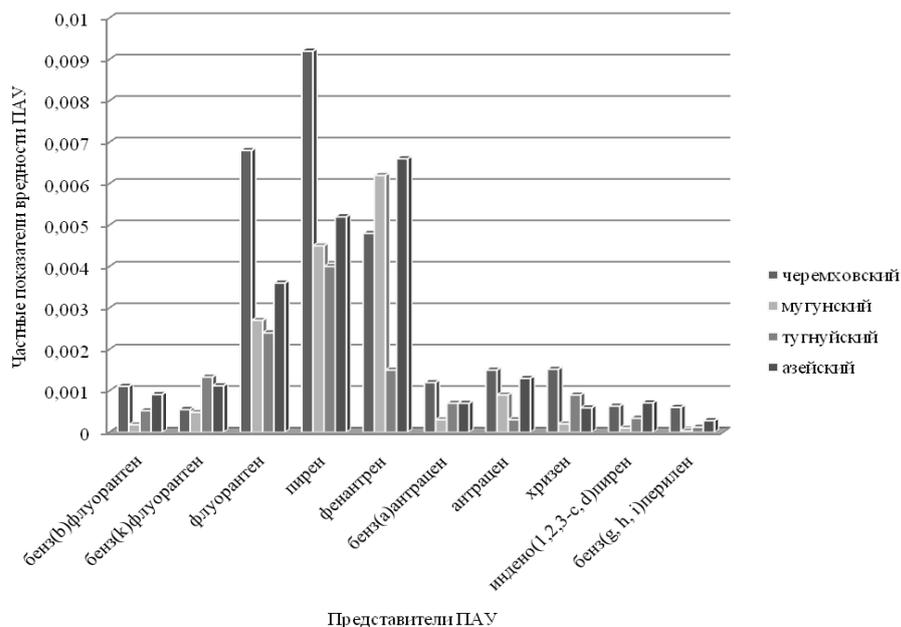


Рис. 2. Частные показатели вредности БП и некоторых ПАУ в дымовых газах при сжигании топлива в котле НРС-18-73

Fig. 2. Particular indicators of the harmfulness of BP and some PAHs in flue gases when burning fuel in the boiler LDc-18-73

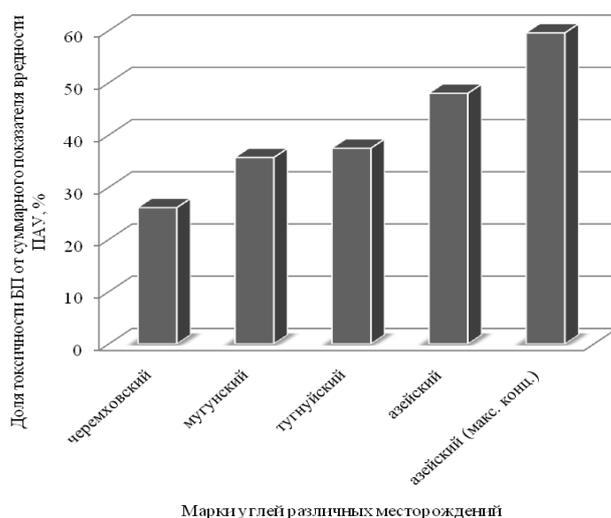


Рис. 3. Относительный вклад частных показателей вредностей БП и некоторых ПАУ в суммарный показатель вредности продуктов сгорания котла НРС-18-73

Fig. 3. The relative contribution of particular indicators of the hazards of BP and some PAHs to the total indicator of the harmfulness of the combustion products of the boiler LDc-18-73

Массовые выбросы БП могут иметь непостоянные значения, данное явление связано с тем, что часть канцерогенного БП и других ПАУ в зависимости от условий осаждается на частицах летучей золы и сажи. Нужно подчеркнуть, что до 60 % выбросов ПАУ от их общей массовой эмиссии приходится на начальную стадию сжигания топлива, которая на этом участке цикла образуется вследствие процесса пиролиза твердого топлива. Неполнота сгорания топлива в рассмотренных технологических условиях оценивается выходом оксида углерода, что подтверждается высокой корреляцией эмиссии БП и СО [11].

Расчетные оценки показали, что вклад высокотоксичного канцерогенного БП значительно влияет на $\sum П$ дымовых газов котлов (для черемховского месторождения составляет 44,89 %, тугнуйского – 31,98 %, мугунского - 29,73 %, азейского - 34,92 %, а при максимальном выходе ПАУ для угля азейского месторождения равен 40,99 %, для угля черемховского месторождения находится на уровне 56,56%), что необходимо учитывать при оценке негативного воздействия вредных (загрязняющих) выбросов, обладающих

канцерогенными и мутагенными свойствами, на окружающую среду и подготовке исходных данных при разработке программы улучшения экологических показателей производственной деятельности энергетического предприятия, в том числе при проведении производственного экологического контроля [12-15]. Распределение канцерогенных ПАУ в продуктах сгорания котла НРС-18-73 представлено на рис.4.

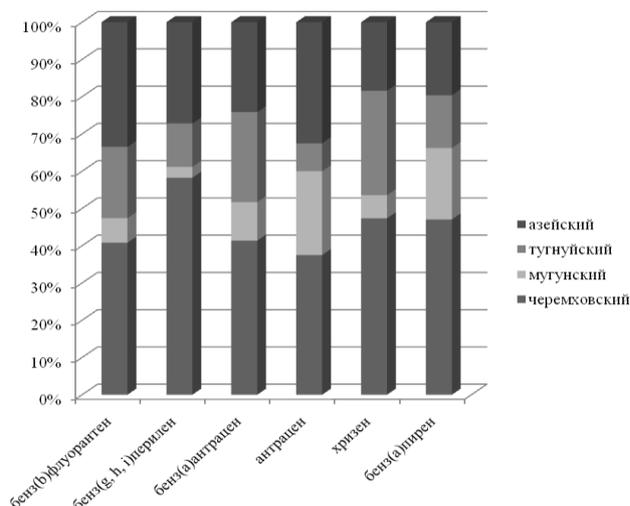


Рис. 4. Распределение канцерогенных ПАУ в продуктах сгорания котла НРС-18-73

Fig. 4. Distribution of carcinogenic PAHs in the combustion products of the LDC-18-73 boiler

Как показали результаты исследования, установление токсичности отдельных ПАУ и их влияния на общий показатель вредности дымовых газов котлов представляет особый интерес для обеспечения требований производственного экологического контроля на энергетических предприятиях. Особую роль здесь приобретают с учетом их степени канцерогенной активности такие ПАУ как бенз(а)пирен, бенз(б)флуорантен, бенз(г, h, i)перилен, бенз(а)антрацен, антрацен и хризен. Оценки показали, что при работе котла НРС-18-73 на углях черемховского, тугнуйского, мугунского и азейского месторождений, доля вредности, вносимая приведенными канцерогенными ПАУ, в зависимости от режимных условий горения твердого топлива составляет от 30,61 до 47,28 %, при этом для условий максимального массового выхода ПАУ наблюдаются значения от 62,96 до 79,36 %, что необходимо учитывать при реализации новых принципов регулирования природоохранной деятельности и обеспечения производственных экологических требований на энергетических предприятиях. В свою очередь, полученные результаты подтверждают необходимость осуществления производственного экологического контроля ПАУ в дымовых газах котлов малой тепловой мощности (до 1 МВт) в силу наличия благоприятных режимно-технологических условий образования канцерогенных веществ при температурах горения в топочной камере на уровне 900-1000 °С.

Выводы

Выполненные расчетные оценки суммарных и частных показателей токсичности канцерогенных ПАУ в дымовых газах котлов малой тепловой мощности могут найти применение при обосновании внедрения режимно-технологических и природоохранных мероприятий, связанных с наладкой малотоксичных режимов сжигания топлива, а также при установлении нормативов выбросов канцерогенных веществ I и II классов опасности в рамках реализации новых принципов регулирования природоохранной деятельности на российских энергетических предприятиях, относящихся к I, II и III категориям.

Таким образом результаты показали, что вклад канцерогенных ПАУ (бенз(б)флуорантен, бенз(г, h, i)перилен, бенз(а)антрацен, антрацен, хризен, бенз(а)пирен) в суммарный показатель вредности дымовых газов котла НРС-18-73 при сжигании углей черемховского месторождения составил 47,28 %, тугнуйского – 30,61 %, мугунского – 34,46 %, азейского – 37,81 %, а при максимальном выходе ПАУ для угля азейского месторождения равен 45,07 %.

Литература

1. Zhang Y., Tao S. Global atmospheric emission inventory of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) for 2004 // Atmospheric Environment. 2009. №43 (4). pp. 812-819. doi: 10.1016/j.atmosenv.2008.10.050

2. Ding J., Zhong J., Yang Y., et al. Occurrence and exposure to polycyclic aromatic hydrocarbons and their derivatives in a rural Chinese home through biomass fuelled cooking // *Environmental Pollution*. 2012. №169. pp. 160-166. doi: 10.1016/j.envpol.2011.10.008

3. Okuda T., Okamoto K., Tanaka S., et al. Measurement and source identification of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in the aerosol in Xi'an, China, by using automated column chromatography and applying positive matrix factorization (PMF) // *Science of the Total Environment*. 2010. № 408 (8). pp. 1909-1914. doi: 10.1016/j.scitotenv.2010.01.040

4. Gao B., Wang X.M., Zhao X.Y., et al. Source apportionment of atmospheric PAHs and their toxicity using PMF: Impact of gas/particle partitioning // *Atmospheric Environment*. 2015. №103. pp. 114-120. doi: 10.1016/j.atmosenv.2014.12.006

5. Yan D., Wu S., Zhou S., et al. Characteristics, sources and health risk assessment of airborne particulate PAHs in Chinese cities: A review // *Environmental Pollution*. 2019. №248. pp. 80- 814.

6. Росляков П.В., Кондратьева О.Е., Альмгрен А. Р., Сивцева С.А., Бурченко В.Д. Технические и экономические проблемы и риски внедрения наилучших доступных технологий на российских ТЭС // *Новое в российской электроэнергетике*. 2021. № 1. С. 15-20.

7. Росляков П.В., Черкасский Е.В., Гусева Т.В., и др. Технологическое нормирование объектов теплоэлектроэнергетики: наилучшие доступные технологии и нормы общего действия // *Теплоэнергетика*. 2021. № 10. С. 1-13.

8. Злобин В. Г., Зверев Л. О. Повышение эффективности котельных установок на жидком топливе // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. 4. С. 24-31.

9. Кропп Л.И., Залогин Н.Г., Яновский Л.П. Показатель суммарной вредности продуктов сгорания энергетических топлив // *Теплоэнергетика*. 1978. №10. С. 47-49.

10. Росляков П.В., Закиров И.А., Ионкин И.Л., и др. Оценка суммарной вредности уходящих газов котельной установки // *Теплоэнергетика*. 2005. № 9. С. 30-34.

11. Филиппов С.П., Павлов П.П., Кейко А.В., и др. Экспериментальное определение выбросов сажи и ПАУ котельными и домовыми печами // *Известия РАН. Энергетика*. 2000. № 3. С. 107-117.

12. Мешалкин В.П., Росляков П.В., Гусева Т.В., Дови В.Дж. Новые технологические показатели выбросов золы твердого топлива и диоксида серы для тепловых электростанций и наилучшие доступные технологии очистки газов // *Экология и промышленность России*. 2021. Т. 25. № 8. С. 40-46.

13. Иваницкий М.С. Токсичность уходящих газов твердотопливного котла КЕ - 25 - 14С // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22. № 1. С. 77-84.

14. Кудряшов А.Н., Коваль Т.В., Ижганайтис М.И. Опыт сжигания композиционного топлива на основе угольного шлама на ТЭЦ Иркутской области // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2021. Т. 23. № 1. С. 33-45.

15. Куролап С.А., Петросян В.С., Клепиков О.В., и др. Оценка влияния метеорологических параметров на техногенное загрязнение канцерогеноопасными химическими веществами воздушного бассейна города Воронежа // *Экология и промышленность России*. 2021. Т. 25. № 2. С. 60-65.

Автор публикации

Иваницкий Максим Сергеевич – д-р. техн. наук, профессор кафедры «Энергетики» филиала «Национального исследовательского университета «МЭИ» в г. Волжском. E-mail: mseiv@yandex.ru.

References

1. Zhang Y, Tao S. Global atmospheric emission inventory of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) for 2004. *Atmospheric Environment*. 2009;43 (4):812-819. doi: 10.1016/j.atmosenv.2008.10.050

2. Ding J, Zhong J, Yang Y, et al. Occurrence and exposure to polycyclic aromatic hydrocarbons and their derivatives in a rural Chinese home through biomass fuelled cooking. *Environmental Pollution*. 2012;169:160-166. doi: 10.1016/j.envpol.2011.10.008.

3. Okuda T, Okamoto K, Tanaka S, et al. Measurement and source identification of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in the aerosol in Xi'an, China, by using automated column chromatography and applying positive matrix factorization (PMF). *Science of the Total Environment*. 2010;408 (8):1909-1914. doi: 10.1016/j.scitotenv.2010.01.040

4. Gao B, Wang XM, Zhao XY, et al. Source apportionment of atmospheric PAHs and their toxicity using PMF: Impact of gas/particle partitioning. *Atmospheric Environment*. 2015;103:114-120. doi: 10.1016/j.atmosenv.2014.12.006
5. Yan D, Wu S, Zhou S, et al. Characteristics, sources and health risk assessment of airborne particulate PAHs in Chinese cities: A review. *Environmental Pollution*. 2019;248:804-814.
6. Roslyakov PV, Kondrat'eva OE, Al'mgren AR, et al. Tekhnicheskie i ekonomicheskie problemy i riski vnedreniya nailuchshikh dostupnykh tekhnologii na rossiiskikh TES. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike*. 2021;1:15-20.
7. Roslyakov PV, Cherkasskii EV, Guseva TV, et al. Tekhnologicheskoe normirovanie ob"ektov teploelektroenergetiki: nailuchshie dostupnye tekhnologii i normy obshchego deistviya. *Teploenergetika*. 2021;10:1-13.
8. Zlobin VG, Zverev LO. Povyshenie effektivnosti kotel'nykh ustanovok na zhidkom toplive. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2020;22(4):24-31.
9. Kropp LI, Zalogin NG, Yanovskii LP. Pokazatel' summarnoi vrednosti produktov sgoraniya energeticheskikh topliv. *Teploenergetika*. 1978;10:47-49.
10. Roslyakov PV, Zakirov IA, Ionkin IL, et al. Otsenka summarnoi vrednosti ukhodyashchikh gazov kotel'noi ustanovki. *Teploenergetika*. 2005;9:30-34.
11. Filippov SP, Pavlov PP, Keiko AV, et al. Eksperimental'noe opredelenie vybrosov sazhi i PAU kotel'nymi i domovymi pechami. *Izvestiya RAN. Energetika*. 2000;3:107-117.
12. Meshalkin VP, Roslyakov PV, Guseva TV, et al. Novye tekhnologicheskie pokazateli vybrosov zoly tverdogo topliva i dioksida sery dlya teplovykh elektrostantsii i nailuchshie dostupnye tekhnologii ochestki gazov. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii*. 2021;25:8:40-46.
13. Ivanitskii MS. Toksichnost' ukhodyashchikh gazov tverdoplivnogo kotla KE - 25 - 14S. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2020;22(1):77-84.
14. Kudryashov AN, Koval' TV, Izhganaitis MI. Opyt szhiganiya kompozitsionnogo topliva na osnove ugol'nogo shlama na TETs Irkutskoi oblasti. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2021;23(1):33-45.
15. Kurolap SA, Petrosyan VS, Klepikov OV, et al. Otsenka vliyaniya meteorologicheskikh parametrov na tekhnogennoe zagryaznenie kantserogenoопасnymi khimicheskimi veshchestvami vozdušnogo basseina goroda Voronezha. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii*. 2021;25(2):60-65.

Author of the publication

Maxim S. Ivanitskiy – National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (MPEI). E-mail: mseiv@yandex.ru.

Получено	17.10.2021г.
Отредактировано	24.10.2021г.
Принято	24.10.2021г.



ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКИХ САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩИХСЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ С СОСТАВНОЙ ПЛАВКОЙ ВСТАВКОЙ

Кузнецов А.В., Юренков Ю.П.

Ульяновский государственный технический университет, г. Ульяновск, Россия
alxim2@mail.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Оценка состояния исследований в области разработки ограничителей тока на основе жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей и увеличение коммутационного ресурса жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей с составной плавкой вставкой. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи применялся метод анализа научной литературы, а также метод расчета зависимости для разных материалов плавкой вставки, реализованный средствами компьютерной математики. РЕЗУЛЬТАТЫ. В литературных источниках имеются сведения о конструкциях жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей (ЖСП) и их исследованиях, позволяющие сделать выводы о их жизнеспособности и возможности получения практического выхода. Общим недостатком конструкции ЖСП является ограниченный коммутационный ресурс, обусловленный увеличением диаметра плавкой вставки под действием дуговой эрозии. Значительным эффектом повышения коммутационного ресурса и стабильности защитной характеристики обладает конструкция ЖСП с составной плавкой вставкой (ЖСПС). Однако в таких конструкциях снижается коммутационная способность. Показано, что главным критерием работоспособности ЖСПС является величина соотношения значения шунтирующего сопротивления и сопротивления электрической дуги. Работоспособность ЖСП обеспечивается при значениях этой величины ниже критических. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Предложенное математическое выражение может оказаться полезным при разработке конструкций ЖСП, например, при выборе материала электрода, жидкого металла и т.п., что позволит значительно увеличить коммутационный ресурс ЖСПС.

Ключевые слова: жидкометаллический самовосстанавливающийся предохранитель; ограничитель тока; коммутационный ресурс; жидкий металл; короткое замыкание.

Благодарность: исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90307.

Для цитирования: Кузнецов А.В., Юренков Ю.П. Возможность увеличения коммутационного ресурса жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей с составной плавкой вставкой // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. №5. С. 139-149. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-139-149.

POSSIBILITY OF INCREASING THE SWITCHING RESOURCE OF LIQUID-METAL SELF-REGULATING FUSES WITH FUSION INSERT

AV. Kuznetsov, YP. Yurenkov

Ulyanovsk State Technical University, Ulyanovsk, Russia
alxim2@mail.ru

Abstract: THE PURPOSE. Assessment of the state of the art in the development of current limiters based on liquid metal self-healing fuses and an increase in the switching life of self-healing fuses

with a composite fuse-link. **METHODS.** When solving the problem, the method of literature analysis was used, as well as the method for calculating dependencies for different materials of the fuse-link, the implemented method of scientific computer mathematics. **RESULTS.** Literary sources contain information about the designs of liquid-metal self-healing fuses and their research, allowing conclusions to be drawn about their viability and the possibility of obtaining a practical yield. A common disadvantage of the of liquid-metal self-healing fuses design is a limited switching resource due to an increase in the diameter of the fuse-link under the action of arc erosion. A significant effect of increasing the switching resource and the stability of the protective characteristic is possessed by the design of a of liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link. However, in such designs, the switching capacity is reduced. It is shown that the main criterion for the operability of the liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link is the value of the ratio between the value of the shunting resistance and the resistance of the electric ARC. The performance of the liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link is ensured at values of this value below critical. **CONCLUSION.** The proposed mathematical expression may turn out to be useful in the development of liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link design, for example, when choosing an electrode material, liquid metal, etc. This will significantly increase the switching resource of the liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link. The condition must be taken into account in the parametric synthesis of the current limiter based on the liquid-metal self-healing fuses with a composite fusible link.

Keywords: liquid-metal self-healing fuses; current limiter; switching resource; liquid metal; short circuit.

Acknowledgment: the reported study was funded by RFBR, project number 19-38-90307.

For citation: Kuznetsov AV, Yurenkov YP. Possibility of increasing the switching resource of liquid-metal self-regulating fuses with fusion insert. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 139-149. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-139-149.

Введение

Первые публикации об опытных образцах жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей (ЖСП) появились в 60-е годы прошлого столетия. Можно сказать, что количество проведенных исследований на сегодня, как в РФ, так и за рубежом пока не позволяет разработать промышленные образцы ЖСП для использования в системах электроснабжения. Исследования в этой области проводятся отдельными группами ученых во многих странах. К ним относятся США, Япония, РФ, Китай, и др. Устройства на основе ЖСП и сами ЖСП обладают более высокими токоограничивающими свойствами и быстродействием, чем выпускаемые промышленностью токоограничивающие аппараты и устройства, которые могут использоваться в качестве них [1-3]. Это вызывает интерес и потребность в развитии и продолжении исследования в направлении создания макетных и промышленных образцов ЖСП и определения области их применения.

Жидкометаллический самовосстанавливающийся предохранитель – это электрический аппарат, подобный обычному предохранителю, в котором в качестве плавкого элемента применяется жидкий металл, (индий, галлий, ртуть, щелочные металлы и т.п.) расположенный в канале диэлектрической втулки. После срабатывания, остывания и конденсации паров жидкого металла, предохранитель готов к повторному действию. Создание предохранителя многократного использования вместо обычного предохранителя являлось и является заманчивым направлением деятельности.

Литературный обзор

В литературных источниках имеются сведения о подобных конструкциях ЖСП. В [1] они названы конструкциями ЖСП с управляемым временем восстановления. У такой конструкции ЖСП время восстановления может управляться или задерживаться до вмешательства дежурного персонала или средств автоматики.

Однако их исследования не доведены до создания макетных образцов и экспериментальных исследований. Говорить о ЖСП как электрическом аппарате, способном отключать цепь, как обычный предохранитель пока преждевременно.

На сегодняшний день можно говорить о ЖСП как ограничителе тока, который может использоваться только при последовательном включении с обычным коммутационным аппаратом. Необходимость использования дополнительного коммутационного аппарата обусловлена тем, что после остывания и конденсации паров жидкого металла электрическая

цепь восстанавливается самопроизвольно. Система электроснабжения (СЭС) РФ, а также СЭС других стран, развивается. Внедряются интеллектуальные электрические сети (*Smart Grid*) [4], применяются дополнительные источники генерации на основе возобновляемых источников энергии [5, 6]. Такие решения приводят к сокращению расстояний для транспортировки электроэнергии. Вследствие чего возможно значительное увеличение токов короткого замыкания в СЭС. Одним из способов борьбы с большими токами - это применение токоограничивающих устройств. Выяснено, что в сетях 0,4 кВ предпочтение можно отдать ограничителям тока на основе ЖСП [7].

Экспериментальные исследования показывают, что время восстановления колеблется в достаточно широких пределах и может быть соизмеримо с половиной периода частоты сети [1-3, 8-10]. В связи с этим, во втором, третьем и последующих полупериодах процесс может повторяться до момента отключения цепи дополнительным коммутационным аппаратом. В этом отношении в литературных источниках имеются сведения о конструкциях и их исследованиях, позволяющих сделать выводы об их жизнеспособности и возможности получения практического выхода.

При создании ЖСП важным моментом является выбор жидкого металла для их конструкций. Металлов, имеющих температуру плавления, близкую к температуре окружающей среды, достаточно много. С точки зрения быстродействия желательнее отдать предпочтение металлам с низким удельным сопротивлением. В [1] приводятся результаты исследований и сравнительный анализ нескольких металлов для плавкой вставки. В результате можно сказать, что предпочтительным материалом для плавкой вставки могут быть щелочные металлы.

Общим недостатком любой конструкции является то, что во время коммутационного процесса канал диэлектрической втулки ЖСП подвергается дуговой эрозии при каждом срабатывании. Устранить эрозию не представляется возможным в связи со значительной разницей между температурой плавления известных диэлектрических материалов и температурой плазмы электрической дуги.

Экспериментальные исследования ЖСП с втулкой из термостойкой вакуумплотной керамики на основе окиси бериллия с температурой плавления 2670 °С показали, что увеличение диаметра канала диэлектрической втулки произошло более чем в три раза (рис. 1) [1]. Испытания проводились в контуре с ударным током 50 кА и напряжении 240 В. В каждом опыте макетный образец подвергался воздействию тока короткого замыкания в течение одного полупериода. Число опытов равнялось пяти. ЖСП сохранял работоспособность после каждого опыта, но его токоограничивающие свойства ухудшались. Дуговая эрозия накладывает ограничение на коммутационный ресурс ЖСП. В условиях эксплуатации после первого КЗ параметры ЖСП могут измениться так, что не будут удовлетворять требованиям защиты элементов сети. В ряде случаев потребуются его замена. Дуговая эрозия препятствует созданию ЖСП многократного использования. Коммутационный ресурс может быть увеличен за счет применения материалов более стойких к воздействию электрической дуги, чем керамика на основе окиси бериллия. Это могут быть карбиды металлов и другие материалы с температурой плавления от 3000 до 4000 °С [11]. Однако сведений об их использовании в настоящее время не обнаружено.

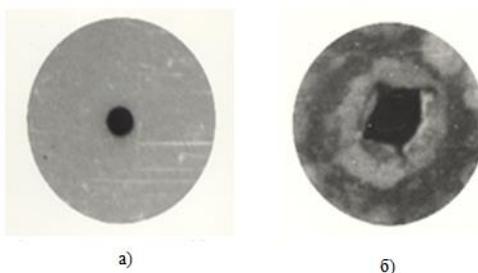


Рис. 1. Диэлектрическая втулка из BeO диаметром 20 мм: а – диэлектрическая втулка до испытания; б – диэлектрическая втулка после 5 испытаний при значении шунтирующего сопротивления 0,2 Ом.

Fig. 1. BeO 20 mm diameter dielectric bushing: a – dielectric bushing before test; б – The dielectric bushing after 5 tests with a shunt resistance of 0.2 ohms.

Коммутационный ресурс ЖСП может повышаться не только использованием материалов с повышенной стойкостью к воздействию электрической дуги. Он повышается как конструктивными [1, 12-14], так и схемными решениями [1, 15].

Схемное решение предполагает шунтирование ЖСП низкоомным резистором,

которое уменьшает энергию, выделенную в канале ЖСП во время дуговой стадии процесса [1, 13]. Часть энергии поглощается и рассеивается шунтирующим сопротивлением. Вариант использования ЖСП в комплексе с шунтирующим сопротивлением и дополнительным коммутационным аппаратом получил более полное научное обоснование и развитие. Научный задел в этом отношении более всего приближен к практическому выходу.

На рис. 2а представлена упрощенная модель предохранителя с повышенным коммутационным ресурсом [11]. Повышенный коммутационный ресурс достигается тем, что плавкая вставка выполнена из двух составных частей. Одна из них 2 выполнена из жидкого металла. Вторая часть представляет собой тугоплавкий электрод 1. Электрод является частью составной плавкой вставки. Он образует участок с повышенной по отношению к плавкой вставке температурой плавления и не разрушается при срабатывании ЖСП. При протекании по ЖСП аварийного тока быстрее нагреваются участки токоведущих частей с повышенным сопротивлением. Повышенным сопротивлением может обладать участок жидкометаллической части плавкой вставки в месте контакта с торцевой поверхностью электрода за счет сужения линий тока. При достижении температуры кипения часть жидкого металла в зоне контакта с электродом испаряется, обеспечивая разрыв электрической цепи с последующим гашением электрической дуги. Эрозия канала диэлектрической втулки 3 при этом присутствует. Это область 4 (рис. 2б).

Время срабатывания конструкции определяется проводимостью и сечением участка с повышенным сопротивлением. Изменение сечения жидкометаллической части плавкой вставки при дуговой эрозии стенок канала в данном случае не влияет на время срабатывания при коротком замыкании. Электрод обеспечивает сужение линий тока в жидкометаллической части плавкой вставки до сечения торцевой части. Образует участок, подобный узкому перешейку в обычной плавкой вставке. Сечение узкого перешейка не изменяется при коммутационных процессах. Время срабатывания также остается постоянным. Коммутационный ресурс такой конструкции определяется длиной электрода L_1 , которая уменьшается под действием электрической дуги в период каждой коммутации. См. рис. 2б. Конструкции с составной плавкой вставкой, одной из частей которой является тугоплавкий электрод, в литературе получили название жидкометаллический предохранитель со стабилизированной защитной характеристикой (ЖСПС).

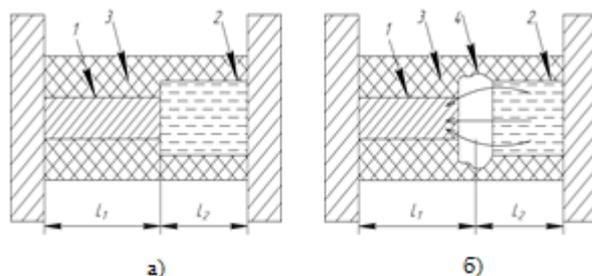


Рис. 2. Упрощенная модель предохранителя с составной плавкой вставкой: а – до испытания; б – после нескольких срабатываний. Где: 1 – электрод; 2 – жидкий металл; 3 – диэлектрическая втулка; 4 – зона эрозии; L_1 – длина электрода; L_2 – длина жидкометаллической вставки металла.

Коммутационные испытания [1] макетных образцов подтвердили, что довольно эффективным средством повышения коммутационного ресурса, стабилизации преддугового интеграла и интеграла отключения ЖСП является шунтирование его низкоомным резистором (См. рис. 3) (зависимость 2). При этом эффект еще больше повышается, если в суженной части канала диэлектрической втулки расположить тугоплавкий электрод (зависимость 3). Испытания проводились в контуре с током короткого замыкания 50 кА, напряжение 450 В. Диаметр суженной части плавкой вставки 0,7 мм. В качестве жидкого металла использовалась ртуть. Для ЖСПС с тугоплавким электродом из вольфрама от цикла к циклу закономерного увеличения величины пропускаемого тока и максимального тока через ЖСП от цикла к циклу не наблюдалось. Данные исследования показали, что при срабатывании ЖСП полностью отсутствуют коммутационные перенапряжения.

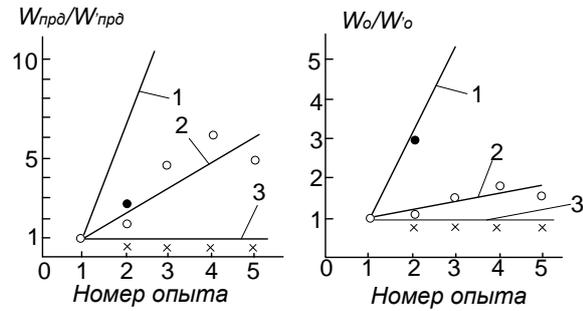


Рис. 3. Зависимость относительного значения преддугового интеграла и интеграла отключения от числа коммутаций ЖСП. Где: $W_{прд}$ – преддуговой интеграл ЖСП; $W'_{прд}$ – преддуговой интеграл ЖСП в первом опыте; W_0 – интеграл отключения ЖСП; W'_0 – интеграл отключения в первом опыте; 1 – включение ЖСП без шунтирующего сопротивления, 2 – с шунтирующим сопротивлением, 3 – с шунтирующим сопротивлением и при расположении в суженной части канала диэлектрической втулки вольфрамового электрода.

Fig. 3. Relationship between the relative value of the prearc integral and the integral of disconnection from the number of switches of the liquid metal self-healing fuse. Where: $W_{прд}$ – pre-arc integral liquid metal self-healing fuse; $W'_{прд}$ – the pre-arc integral of the liquid metal self-healing fuse in the first experiment; W_0 – the integral of switching off the self-healing fuse; W'_0 – the trip integral in the first experiment; 1 – switching on the liquid metal self-healing fuse without shunt resistance, 2 – with shunt resistance, 3 – with a shunt resistance and when the dielectric sleeve of the tungsten electrode is located in the narrowed part of the channel.

Материалы и методы

При существенных преимуществах конструкция с тугоплавким электродом обладает недостатком. Если за время протекания по плавкой вставке аварийного тока электрод успевает нагреваться до температуры плавления, происходит его разрушение. Это говорит об ограниченной коммутационной способности ЖСПС. На сколько этот недостаток ограничивает область применения ЖСПС? На сегодняшний день вопрос остается открытым. Возникает задача – найти и определить условия, при которых происходит это явление и возможности повышения коммутационной способности.

Необходимым условием работоспособности ЖСПС является превышение теплового интеграла плавления электрода W_{Δ} над суммой преддугового интеграла плавкой вставки $W_{прд}$ и теплового интеграла W_0 от тока во время дуговой стадии процесса в ЖСПС.

$$W_{\Delta} \geq W_{прд} + W_0 \quad (1)$$

Значение тепловых интегралов определяется по осциллограммам срабатывания ЖСПС.

$$W_{прд} = \int_0^{t_{прд}} i^2 dt, \quad W_0 = \int_{t_{прд}}^{t_{дуго}} i^2 dt, \quad (2)$$

где i – ток, протекающий через ЖСПС; $t_{прд}$ – преддуговое время; $t_{дуго}$ – время дуги. Выполнение условия (1) означает, что электрод при срабатывании ЖСПС не достигнет температуры плавления.

Значения W_{Δ} определяются по формуле:

$$W_{\Delta} = A_{\Delta} \cdot S_{\Delta}^2, \quad (3)$$

где S_{Δ} – сечение электрода.

Значение A_{Δ} представляет собой энергию, необходимую для нагрева электрода до температуры плавления. Для таких тугоплавких материалов как вольфрам, рений, тантал значения рассчитывались по выражению [1]:

$$A = \frac{c_1 \cdot \gamma_1}{\rho_0 \cdot \alpha} \cdot \ln \left(\frac{1 + \alpha \cdot T_{пл}}{1 + \alpha \cdot T_0} \right), \quad (4)$$

где c_1 – теплоемкость материала электрода в твердом его состоянии; γ_1 – плотность материала плавкой вставки; α – температурный коэффициент изменения сопротивления; ρ_0 – удельная

сопротивления материала плавкой вставки при температуре 0°C; T_0 – температура окружающей среды; $T_{пл}$ – температура плавления.

Результаты приведены в таблице 1.

Значение $W_{прд}$ для составной плавкой вставки прежде всего зависит от времени нагрева жидкого металла до температуры кипения и перехода в парообразное состояние. При этом возможны два случая. В одном из них при протекании аварийного тока часть жидкого металла в месте контакта с электродом нагревается раньше, чем электрод достигает указанной температуры. После чего происходит разрыв электрической цепи с последующим возникновением и гашением дуги. В другом случае электрод нагревается до температуры кипения жидкого металла раньше, чем нагревается жидкий металл. Тогда электрод нагревает жидкий металл и происходит испарение части жидкого металла в месте контакта с торцевой частью. Какой из этих случаев будет иметь место, зависит от теплофизических свойств, применяемых в составной плавкой вставке материалов.

Таблица 1

Результаты расчета значений $A_{ж}$

Материал электрода	$A_{ж} \cdot 10^{16}, \frac{Дж}{Ом \cdot м^4}$	$A_{ж}, \frac{Дж}{Ом \cdot мм^4}$
Вольфрам	2,12	21200
Рений	1,1	11042

В первом случае преддуговой интеграл будет равен:

$$W_{прд} = W_{прд,ж} = A_{ж} \cdot S_{ж}^2, \quad (5)$$

где $S_{ж}$ – сечение плавкой вставки из жидкого металла; $W_{прд,ж}$ – преддуговой интеграл плавкой вставки из жидкого металла.

Значение $A_{ж}$ представляет собой энергию, необходимую для нагрева жидкого металла до температуры кипения и превращения в парообразное состояние. Для плавких вставок из жидкого металла приводятся в технической литературе [1]. Во втором случае:

$$W_{прд} = W_{прд,ж-э} = A_{ж-э} \cdot S_{э}^2, \quad (6)$$

где $W_{прд,ж-э}$ – преддуговой интеграл нагрева электрода до температуры кипения жидкого металла.

Во втором случае постоянная $A_{ж-э}$ представляет собой энергию, необходимую для нагрева электрода до температуры кипения жидкого металла. Значение $A_{ж-э}$ определяется по выражению (4), в котором используются теплофизические константы материала электрода, кроме температуры плавления. Температура плавления принимается равной температуре кипения жидкого металла. Расчет $A_{ж-э}$ представлен в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчета значений $A_{ж-э}$

Материал электрода	Вольфрам			Рений			Тантал		
	натрий	калий	ртуть	натрий	калий	ртуть	натрий	калий	ртуть
$A_{ж-э}, \frac{Дж}{Ом \cdot мм^4}$	10398	9536	5350	5183	4716	2533	4664	4265	2357

Преддуговой интеграл $W_{прд}$ при составной плавкой вставке будет равен меньшему значению из двух рассмотренных случаев (5) и (6).

$$W_{прд} = W_{прд,ж-э}, \text{ если } W_{прд,ж-э} \leq W_{прд,ж}; \quad (7)$$

$$W_{прд} = W_{прд,ж}, \text{ если } W_{прд,ж-э} \geq W_{прд,ж}. \quad (8)$$

Учитывая, что в составной плавкой вставке

$$S_{э} = S_{ж} = S, \quad (9)$$

при расчетах $W_{прд}$ для составной плавкой вставки окончательное значение постоянной

$A_{вст}$ выбирается следующим образом:

$$A_{вст} = A_{Ж-Э}, \text{ если } A_{Ж-Э} \leq A_{Ж}; \quad (10)$$

$$A_{вст} = A_{Ж}, \text{ если } A_{Ж-Э} \geq A_{Ж}. \quad (11)$$

Тогда

$$W_{прд} = A_{вст} \cdot S^2, \quad (12)$$

где S – сечение плавкой вставки из жидкого металла.

Результаты расчета $A_{вст}$ для составной плавкой вставки при использовании в качестве одной из частей вольфрама, а в качестве второй части натрия, калия и ртути представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчета значений $A_{вст}$ для составной плавкой вставки. материал электрода – вольфрам

Жидкий металл	$A_{Ж}, \frac{Дж}{Ом \cdot мм^4}$	$A_{Ж-Э}, \frac{Дж}{Ом \cdot мм^4}$	$A_{вст}, \frac{Дж}{Ом \cdot мм^4}$
натрий	18000	10398	10398
калий	5800	9536	5800
Ртуть	1300	5350	1300

С учетом сказанного, условие (1) принимает вид:

$$A_{Э} \cdot S^2 \geq A_{вст} \cdot S^2 + W_{д}; \quad (13)$$

Ток короткого замыкания в ограничителе тока, состоящим из ЖСПС и шунтирующего сопротивления, в начальный момент времени протекает через ЖСПС, нагревая плавкую вставку. После достижения током значения, при котором тепловой интеграл достигнет значения преддугового интеграла ЖСПС за время $t_{прд}$ плавкая вставка вблизи электрода испаряется и возникает электрическая дуга, которая гасится при прохождении тока через нулевое значение. Электрическая цепь разрывается дополнительным коммутационным аппаратом. Длительность дуговой стадии процесса определяется временем $t_{прд}$. Возникновение электрической дуги сопровождается переключением части тока в цепь шунтирующего сопротивления.

Интеграл отключения ограничителя тока W_0 будет складываться из преддугового интеграла плавкой вставки и теплового интеграла $W_{д-Р}$ от тока, протекающего в цепи короткого замыкания в интервал времени от возникновения дуги и переключения части тока в цепь шунтирующего сопротивления до естественного перехода тока через нулевое значение.

$$W_0 = W_{прд} + W_{д-Р}. \quad (14)$$

Токи в цепи сопротивления электрической дуги и цепи шунтирующего сопротивления распределяются обратно пропорционально соотношению этих сопротивлений:

$$\frac{i_{д}}{i_{Р}} = \frac{R_{ш}}{R_{д}}. \quad (15)$$

Отношение тока через сопротивление дуги к ограниченному ограничителем тока $i_{д-Р}$ в цепи короткого замыкания в интервал времени от возникновения дуги и переключения части тока в цепь шунтирующего сопротивления выглядит следующим образом:

$$\frac{i_{д}}{i_{д-Р}} = \frac{R_{ш}}{R_{д} + R_{ш}}. \quad (16)$$

Сделав предположение, что отношение квадрата тока дуги к квадрату тока в защищаемой цепи после срабатывания ограничителя тока равно отношению их тепловых интегралов получим:

$$\frac{i_{д}^2}{i_{д-Р}^2} = \frac{W_{д}}{W_{д-Р}} = \frac{W_{д}}{W_0 - W_{прд}}. \quad (17)$$

После алгебраических преобразований (17) получим полное квадратное уравнение:

$$W_0 = \frac{S^2 \cdot (A_{\text{Э}} - A_{\text{Вс}})}{\left(\frac{R_{\text{Ш}}}{R_{\text{д}}}\right)^2} + \frac{2 \cdot S^2 \cdot (A_{\text{Э}} - A_{\text{Вс}})}{\frac{R_{\text{Ш}}}{R_{\text{д}}}} + S^2 \cdot A_{\text{Э}}. \quad (18)$$

Его решение представляется двумя вещественными корнями (19), (20):

$$\frac{R_{\text{Ш}}}{R_{\text{д}}} = \frac{\sqrt{(A_{\text{Вс}} - A_{\text{Э}})} \cdot \left(\sqrt{\left(A_{\text{Вс}} - \frac{W_0}{S^2}\right)} - \sqrt{(A_{\text{Вс}} - A_{\text{Э}})} \right)}{\frac{W_0}{S^2} - A_{\text{Э}}}; \quad (19)$$

$$\frac{R_{\text{Ш}}}{R_{\text{д}}} = \frac{\sqrt{(A_{\text{Вс}} - A_{\text{Э}})} \cdot \left(\sqrt{(A_{\text{Вс}} - A_{\text{Э}})} + \sqrt{\left(A_{\text{Вс}} - \frac{W_0}{S^2}\right)} \right)}{A_{\text{Э}} - \frac{W_0}{S^2}}. \quad (20)$$

Значение $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$ по (17) имеет отрицательное значение и не представляет интереса. Для дальнейших рассуждений используем выражение (20).

Полученное выражение (20) позволяет получить графическую зависимость критических значений $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$ от интеграла отключения W_0/S^2 . См. рис 4. В этой зависимости область, ограниченная осями графика и полученной зависимостью, представляет собой область значений W_0/S^2 и $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$, при которых обеспечивается работоспособность составной плавкой вставки. При срабатывании электрод не достигает температуры плавления, остается работоспособным. Другая область при значениях $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$ выше критических говорит о том, что электрод будет разрушаться.

В качестве примера проверим работоспособность ограничителя тока с составной плавкой вставкой в цепи короткого замыкания. Предположим, что цепь короткого замыкания включает в себя ограничитель с последовательно включенным автоматическим выключателем с собственным временем срабатывания t соизмеримым с половиной периода частоты сети. Параметры ограничителя тока обеспечивают ограничение амплитуды возможного тока короткого замыкания до $I_{\text{т,огр}} = 28$ кА. Это значение является защитным показателем ограничителя тока. Интеграл отключения такого устройства можно оценить следующим образом:

$$W_0 = \left(\frac{I_{\text{т,огр}}}{\sqrt{2}}\right)^2 \cdot t = \left(\frac{28 \cdot 10^3}{\sqrt{2}}\right)^2 \cdot 0,01 = 4,0 \cdot 10^6 \text{ (A}^2\text{c)}$$

При сечении электрода 1 мм² W_0 и W_0/S^2 по значению равны между собой. На рис. 4 видно, что этому значению, согласно зависимости 1, соответствует максимальное значение $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$ равное 0,045. При значениях меньше указанного работоспособность ЖСПС обеспечивается. При более высоких значениях возможно расплавление электрода и нарушение работоспособности.

Из рис.4 следует, что повышать отключающую способность ЖСПС возможно за счет уменьшения $R_{\text{Ш}}/R_{\text{д}}$ или увеличения сопротивления дуги $R_{\text{д}}$. Это достигается за счет повышения начального давления для жидкого металла. Повышенное начальное давление устанавливается за счет конструкции демпфирующего устройства. Для этого могут быть использованы механические пружины, сжатый газ и т.п. [11]. В настоящее время информация о исследованиях вольтамперной характеристики дуги в парах жидкого металла и ее сопротивления в литературных источниках пока отсутствует.

Зависимости могут оказаться полезными при разработке конструкций ЖСПС. Например, при выборе материала электрода и жидкого металла и т.п.

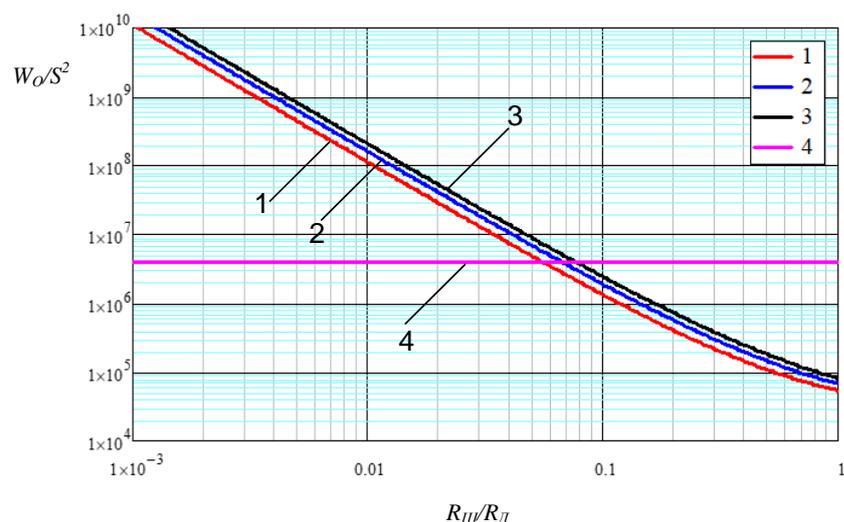


Рис. 4. Зависимость $R_{ш}/R_{д}=f(W_{о}/S^2)$ для составной плавкой вставки ЖСПС. Материал электрода – вольфрам. Зависимость 1 – материал вставки натрия. Зависимость 2 – материал вставки калий. Зависимость 3 – материал вставки ртути.

Fig. 4. Dependency $R_{ш}/R_{д}=f(W_{о}/S^2)$ for a composite fusion insert. Electrode material – wolfram. Dependency 1 – fusible insert material sodium. Dependency 2 – fusible insert material potassium. Dependency 3 – fusible insert material mercury

Выводы

1. На сегодняшний день можно говорить о ЖСП как ограничителе тока при последовательном включении с дополнительным коммутационным аппаратом. В этом отношении в литературных источниках имеются сведения о конструкциях и их исследованиях, позволяющих сделать выводы о их жизнеспособности и возможности получения практического выхода.

2. Общим недостатком ЖСП конструкции является то, что во время коммутационного процесса канал диэлектрической втулки ЖСП подвергается дуговой эрозии при каждом срабатывании. Дуговая эрозия препятствует созданию ЖСП многократного использования. Коммутационный ресурс может быть увеличен за счет применения материалов более стойких к воздействию электрической дуги.

3. Схемное решение предполагает шунтирование ЖСП низкоомным резистором, которое уменьшает энергию, выделенную в канале ЖСП во время дуговой стадии процесса.

4. Значительным эффектом повышения коммутационного ресурса и стабильности защитной характеристики обладает конструкция ЖСПС с составной плавкой вставкой. Одна из частей выполнена из жидкого металла. Вторая часть представляет собой тугоплавкий электрод.

5. При значительных преимуществах конструкция с тугоплавким электродом обладает существенным недостатком – ограниченной коммутационной способностью по причине возможного разрушения электрода под действием тока короткого замыкания. Возникает задача – найти и определить условия, при которых происходит это явление и возможности повышения коммутационной способности.

6. Главным критерием работоспособности ЖСПС является величина соотношения значения шунтирующего сопротивления и сопротивления электрической дуги. Работоспособность обеспечивается при значениях этой величины ниже критических.

7. Математическое выражение расчета критических значений соотношения сопротивлений в зависимости от защитного показателя устройства может быть использовано на практике для оценки работоспособности ЖСПС.

8. Для повышения коммутационной способности ЖСПС при их разработке следует стремиться к увеличению сопротивления электрической дуги за счет повышения начального давления жидкого металла.

9. Предложенное математическое выражение может оказаться полезными при разработке конструкций ЖСПС. Например, при выборе материала электрода и жидкого металла и т.п.

Литература

1. Кузнецов А.В. Жидкометаллические предохранители и инвестиционная привлекательность их разработки. М.: Энергоатомиздат, 2006. 207 с.

2. Voronin A.A, Kireev K.V., Kulakov P.A., et al. Experience in the Application of Liquid-Metal Working Medium in High-Current Commutators and Contact Joints // Russian Electrical Engineering. 2008. V. 79. N. 8. pp.415 – 419.

3. Кужеков С.Л., Васильев Б.Н., Куров Н.Н. Оценка быстродействия жидкометаллического самовосстанавливающегося предохранителя // Изв. высших учебных заведений. электромеханика. 2012. №2. С.134-136.

4. Смоленцев Н. И., Четошников Л. М. Топология электрической сети и способ передачи электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21. № 4. С. 95-103.

5. Четошников Л. М., Смоленцев Н. И., Четошников С. А., и др. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 5-6. С. 3-10.

6. Николаев Ю. Е., Осипов В. Н., Игнатов В. Ю. Методика расчета энергетических показателей автономного энергокомплекса, включающего ГТУ, ВЭУ и аккумуляторы электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 3. С. 36-43.

7. Kuznetsov A.V., Yurenkov Y. P., Mityaev A. A. The Problem of Short-circuit Current Limitation in Energy-saving Systems of Transportation and Electricity Distribution // 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). 2021. pp. 1-5.

8. B. Wang, H. He, Y. Wu, et al. Liquid Metal Fault Current Limiter for DC Power Systems // 2020 4th International Conference on HVDC (HVDC). 2020. pp. 1084-1088.

9. Mingzhe Rong, Zhuo Yang, Qing Wan, et al. Investigation of Liquid Metal Current Limiter for MVDC Power System // Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST) 2019 5th International Conference on. 2019. pp. 408-411.

10. H. He, Y. Wu, Zhuo Yang, et al. Study of Liquid Metal Fault Current Limiter for Medium-Voltage DC Power Systems // IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology. 2018. vol. 8. no. 8. pp. 1391-1400.

11. Kurbatkina V.V., Patsera E.I., Levashov E.A., et al. Self-Propagating High-Temperature Synthesis of Single-Phase Binary Tantalum-Hafnium Carbide (Ta, Hf) C and its Consolidation By Hot Pressing And Spark Plasma Sintering // Ceramics International. 2018. V. 44. № 4. P. 4320-4329.

12. Кузнецов А.В., Сычева И.В. Жидкометаллический самовосстанавливающийся ограничитель тока. Патент 2242818 (RU), МКИЗ 7Н01Н. №2003122171/09; Заявл. 15.07.03; Опубл. 20.12.04, Бюл. 35. 4 с. 87/00.

13. Приходченко В.И., Серпуховитин М.Е., Скрипачев М.О., и др. Жидкометаллический токоограничитель // Известия вузов. Электромеханика. 2011. №3. С.60-62.

14. Кужеков С.Л., Васильев Б.Н., Куров Н.Н. Конструктивные особенности жидкометаллических самовосстанавливающихся предохранителей и их влияние на процессы, протекающие в них // Изв. вузов. Электромеханика. Специальный выпуск. 2010. С. 53 -55.

15. Кузнецов А.В., Юренков Ю.П. Токоограничивающее устройство. Патент 2713641 С1 (RU), МКИЗ H02H. №2019124807; Заявл. 02.08.19; Опубл. 05.02.20, Бюл. 4. 8 с. 3/08, 9/02.

Авторы публикации

Кузнецов Анатолий Викторович – д-р. техн. наук., профессор, заведующий кафедры «Электроснабжение», Ульяновский государственный технический университет.

Юренков Юрий Петрович – старший преподаватель кафедры «Электроснабжение», Ульяновский государственный технический университет.

References

1. Kuznetsov AV. *Liquid Metal Fuse and Investment Attractiveness of Their Development*. Energoatomizdat. Moscow. 2006. p. 297.

2. Voronin AA, Kireev KV, Kulakov PA, et al. Experience in the Application of Liquid-Metal Working Medium in High-Current Commutators and Contact Joints. *Russian Electrical Engineering*. 2008;79(8):415-419. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=13576205>

3. Kuzhekov SL, Vasiliev BN, Kurov NN. Design features of liquid metal self-healing fuses

and their influence on the processes occurring in them. News of universities. *Electromechanics. Special Issue*. 2010;53 -55. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17783697>

4. Smolencev NI, Chetoshnikova LM. Electric network topology and method of transmission of electric energy. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019;21(4):95-103. Available at URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41450788>.

5. Chetoshnikova LM, Smolencev NI, Chetoshnikov SA, et al. Autonomous power supply systems with renewable sources of energy and smart grid. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(5-6):3-10. Available at URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35418838>

6. Nikolaev YE, Osipov VN, Ignatov VY. Calculation methodology of the energy indicators of an self-contained energy complex including gas turbine plants, wind-driven power plant and electric storage. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(3):36-43. Available at URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=43871158>.

7. Kuznetsov AV, Yurenkov YP, Mityaev AA. *The Problem of Short-circuit Current Limitation in Energy-saving Systems of Transportation and Electricity Distribution*. 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). 2021:1-5. Available at doi: 10.1109/ATEE52255.2021.9425327.

8. Wang B, He H, Wu Y, et al. *Liquid Metal Fault Current Limiter for DC Power Systems*. 2020 4th International Conference on HVDC (HVDC). 2020:1084-1088. Available at doi: 10.1109/HVDC50696.2020.9292867.

9. Rong M, Yang Z, Wan Q, et al. *Investigation of Liquid Metal Current Limiter for MVDC Power Systems*. Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST) 2019 5th International Conference on. 2019:408-411. Available at doi: 10.1109/ICEPE-ST.2019.8928693

10. He H, Wu Y, Yang Z, et al. *Study of Liquid Metal Fault Current Limiter for Medium-Voltage DC Power Systems*. *IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology*. 2018;8(8):1391-1400. Available at doi: 10.1109/TCPMT.2018.2791435.

11. Kurbatkina VV, Patsera EI, Levashov EA, et al. Self-Propagating High-Temperature Synthesis of Single-Phase Binary Tantalum-Hafnium Carbide (Ta,Hf)C and its Consolidation By Hot Pressing And Spark Plasma Sintering. *Ceramics International*. 2018;44(4):4320-4329. doi.: 10.1016/j.ceramint.2017.12.024

12. Kuznetsov AV, Sycheva IV. Liquid metal self-healing current limiter. Patent 2242818 (RU), МКИ3 7H01H. №2003122171/09; Date of filing: 15.07.03; Date of publ. 20.12.04, Bull. 35. 4 p. 87/00. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=37933700>

13. Prikhodchenko VI, Serpukhovitin ME, Skripachev MO, et al. Liquid metal current limiter. News of universities. *Electromechanics*. 2011;3:60-61. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16457983>.

14. Kuzhekov SL, Vasiliev BN, Kurov NN. Performance evaluation of a self-resetting liquid metal fuse. News of universities. *Electromechanics*. 2012;2:134-136. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35586766>.

15. Kuznetsov AV, Yurenkov YP. *Current limiting device*. Patent 2713641 C1 (RU), МКИ3 H02H. №2019124807; Date of filing: 02.08.19; Date of publ. 05.02.20, Bull. 4. 8 p. 3/08, 9/02. Available at URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42451467>.

Authors of the publication

Anatoliy V. Kuznetsov – Department of the Ulyanovsk state technical University.

Yuriy P. Yurenkov – Department of the Ulyanovsk state technical University.

Получено **19.10.2021г.**

Отредактировано **26.10.2021г.**

Принято **26.10.2021г.**



ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТОКОВ ПО ФАЗАМ В АСИНХРОННОМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕ С СОВМЕЩЁННОЙ ОБМОТКОЙ

Мартынов К.В., Пантелеева Л.А., Васильев Д.А., Дресвянникова Е.В.

Ижевская государственная сельскохозяйственная академия, г. Ижевск, Россия

nebelll@bk.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* В электроприводах промышленных и сельскохозяйственных механизмов широкое распространение получили асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Одним из возможных путей улучшения их энергетических характеристик является применение совмещённой 12-зонной обмотки статора вместо стандартной 6-зонной. Однако, в совмещённой обмотке с параллельным соединением фаз схемы «звезда» и схемы «треугольник», фазы могут быть загружены не равномерно. Поэтому основной целью работы является исследование распределения токов между фазами в схемах «звезда» и схеме «треугольник» в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой. *МЕТОДЫ.* Исследование осуществлялось на электродвигателе АИР71В4, стандартная обмотка которого была заменена на совмещённую. В новой обмотке эмпирическое отношение активных сопротивлений схемы «треугольник» и схемы «звезда» получилось меньше теоретического на 7%. Испытания проводились в режиме холостого хода и короткого замыкания при питании от трёхфазной сети, а также в режиме короткого замыкания при обрыве одного из линейных проводов. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В работе приводятся значения токов, протекающих по фазам совмещённой обмотки. Для экспериментального образца определена разность значений теоретических и измеренных токов. Получены уравнения токов при обрыве одного из линейных проводов. Предложены схемы включения главных контактов теплового реле для электродвигателя с совмещённой обмоткой. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Результаты исследования показали, что в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой, в которой реальное отношение активных сопротивлений схемы «треугольник» и схемы «звезда» меньше теоретического, ток по фазам распределяется не пропорционально. Схема включения трёхполюсного теплового реле, в которой его главные контакты подключаются в фазы схемы «треугольник», является наиболее предпочтительной.

Ключевые слова: асинхронный электродвигатель; совмещённая обмотка; распределение токов; тепловое реле; отношение активных сопротивлений.

Для цитирования: Мартынов К.В., Пантелеева Л.А., Васильев Д.А., Дресвянникова Е.В. Исследование распределения токов по фазам в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 150-159. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-150-159.

RESEARCH OF CURRENT DISTRIBUTION BY PHASES IN ASYNCHRONOUS ELECTRIC MOTOR WITH A COMBINED WINDING

KV Martynov, LA Panteleeva, DA Vasiliev, EV Dresvyannikova

Izhevsk State Agricultural Academy, Izhevsk, Russia

nebelll@bk.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* The asynchronous electric motor with a squirrel cage rotor is widely used in the electric driven industry and agricultural machinery. One of the possible ways to improve its energy characteristics is to use a combined 12-zone stator winding instead of the standard 6-zone one. However, in a combined winding with a parallel connection of the «star» and «delta» phases, the phases may not be loaded equally. Therefore, the main purpose of the work under analysis is to study the distribution of currents between the phases of the «star» and «delta» in the asynchronous motor with a combined winding. *METHODS.* The study was

performed on the AIR71V4 engine, rewound onto a combined winding, in which the real ratio of the active resistances of the «delta» and «star» turned out to be 7% less than the theoretical one. The tests were carried out in no-load and short-circuit mode when powered from a three-phase network, as well as in short-circuit mode when one of the line wires is broken. RESULTS. The work gives the values of the currents flowing through the phases of the combined winding. For the experimental sample, the deviation of the obtained currents from the theoretical values is determined. Equations of currents are obtained when one of the linear wires is broken. Schemes for switching on the main contacts of a thermal relay for a motor with a combined winding are proposed. CONCLUSION. The results of the study showed that in an asynchronous motor with a combined winding, in which the real ratio of the active resistances of the «delta» and «star» is less than the theoretical one, the current is not proportionally distributed over the phases. The most preferred circuit for switching on a thermal relay is one in which its main contacts are connected to the «delta» phases, and the thermal relay must be three-pole.

Keywords: asynchronous electric motor; combined winding; distribution of currents; thermal relay; the ratio of active resistances.

For citation: Martynov KV, Panteleeva LA, Vasiliev DA, Dresvyannikova EV. Research of current distribution by phases in asynchronous electric motor with a combined winding. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021; 23(5): 150-159. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-150-159.

Введение

В качестве электропривода промышленных и сельскохозяйственных установок преимущественное применение получили трёхфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, так как на их долю приходится около 70-75% от всего энергопотребления [1, 2]. Поэтому повышение энергетических показателей таких двигателей может привести к значительному снижению затрат электрической энергии. Несмотря на высокую надёжность асинхронных электродвигателей, не исключена возможность их отказа, особенно при тяжёлых условиях эксплуатации [3]. Так, например, в сельскохозяйственном производстве ежегодный выход электродвигателей из строя составляет 25-30% от имеющегося парка [4]. Наиболее распространённой причиной отказа является повреждение обмотки статора, что составляет 90-95% от всех случаев [4, 5]. При этом асинхронный электродвигатель выводится в капитальный ремонт с заменой обмотки, после которого его энергетические характеристики могут ухудшиться. Поэтому целесообразно применять способы и методы, способствующие улучшению энергетических характеристик электродвигателей, не только при их изготовлении, но и при их ремонте.

Применяемые мероприятия должны быть, по возможности, простыми, недорогими и доступными в условиях осуществления ремонта. Одним из таких возможных направлений повышения КПД и коэффициента мощности электродвигателя является использование в нём совмещённой 12-зонной обмотки статора вместо стандартной 6-зонной. Совмещённую обмотку можно представить в виде двух трёхфазных обмоток, в одной из которых фазы соединены по схеме «звезда» (далее «звезда»), а в другой по схеме «треугольник» (далее «треугольник»). Между собой они подключаются параллельно, либо последовательно (рис. 1).

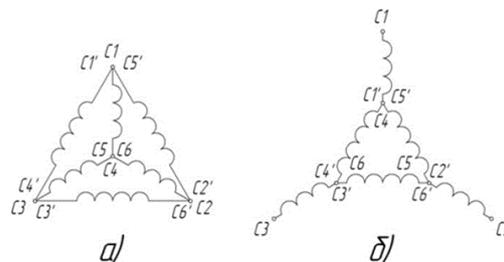


Рис. 1. Схемы соединения частей совмещённых обмоток: а) параллельное соединение; б) последовательное соединение

Fig. 1. Schemes for connecting parts of combined windings: a) parallel connection; b) serial connection

Совмещённая обмотка вызывает определённый исследовательский интерес не только в России, но и за рубежом [6-10]. В предыдущих работах были обоснованы некоторые

преимущества совмещённых обмоток, такие как снижение относительного содержания высших пространственных гармоник [11-14] и эквивалентного активного сопротивления [15].

При проектировании совмещённых обмоток стремятся добиться равного разделения мощностей между «звездой» и «треугольником», при этом отношение сопротивлений «треугольника» к сопротивлениям «звезды» должно быть равным трём $z_{\Delta}/z_Y=3$. В этом случае токи между обмотками распределяются следующим образом:

$$I_Y = \sqrt{3} \cdot I_{\Delta} = \frac{I_{Y\Delta}}{2},$$

где I_Y и I_{Δ} – действующие значения токов, протекающих по фазам «звезды» и «треугольника» соответственно, А;

$I_{Y\Delta}$ – линейный ток электродвигателя с совмещённой обмоткой, А.

Несмотря на все преимущества совмещённой обмотки, у неё есть и потенциальный недостаток – при параллельном соединении фаз «звезды» и «треугольника» теоретически возможно не пропорциональное распределение токов между фазами, что может привести к перегреву одной из обмоток. Причиной тому может быть несоответствие теоретического и эмпирического соотношения сопротивлений фаз, а также возможность существования токов гармоник кратных трём в замкнутом контуре «треугольника».

Цель исследования – определить, как распределяются токи между фазами «звезды» и «треугольника» в электродвигателе с совмещённой обмоткой.

Материалы и методы

Исследования проводились на асинхронном электродвигателе АИР71В4 с номинальной мощностью 0,75 кВт, в который была уложена совмещённая 12-зонная обмотка (рис. 2). Перемотка осуществлялась на ЗАО «Удмуртский электроремонтный завод», а обмоточные данные рассчитывались с помощью программы [16]. Из-за округления сечений обмоточных проводов до стандартных значений активное сопротивление фаз «треугольника» получилось немногим меньше теоретического, а опытное отношение активных сопротивлений «треугольника» и «звезды» меньше теоретического на 7%.

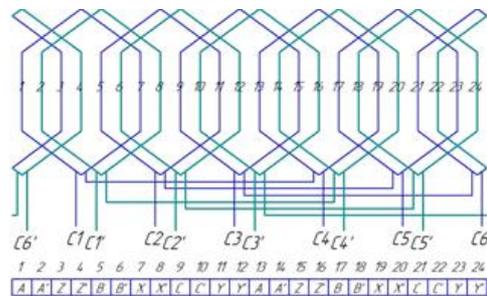


Рис. 2. Схема однослойной совмещённой 12-зонной обмотки экспериментального электродвигателя

Fig. 2. Scheme of a single-layer combined 12-zone winding of an experimental motor

В таблице 1 приведены некоторые обмоточные данные совмещённой обмотки экспериментального электродвигателя

Таблица 1

Обмоточные данные экспериментального электродвигателя

	Фазы «звезды»	Фазы «треугольника»
Число витков фазы w	384	664
Число пазов, приходящихся на полюс и фазу q	1	1
Число эффективных проводников в пазу u_n	192	332
Диаметр проводника без изоляции d , мм	0,4	0,315
Число параллельных проводов в витке $n_{эл}$	1	1
Число параллельных ветвей a	1	1

Исследования проводились в двух крайних режимах работы электродвигателя: на холостом ходу и при коротком замыкании. Схема испытания изображена на рис. 3. С помощью приборов измерительного комплекта К505 совершались измерения линейных и

фазных токов «звезды» и «треугольника». В опыте холостого хода измерения проводились при значениях фазных напряжений 180-230 В с шагом 10 В, а в опыте короткого замыкания при значениях 30-70 В с таким же шагом. Измеренные токи были получены в результате пятикратной повторности контролируемого эксперимента. За показания токов принималось среднее арифметическое значение всех замеров:

$$I = \frac{\sum_{k=1}^5 I_k}{5},$$

где I_k – среднее арифметическое значение силы тока в k -ом замере, А; k – количество замеров измеряемого тока.

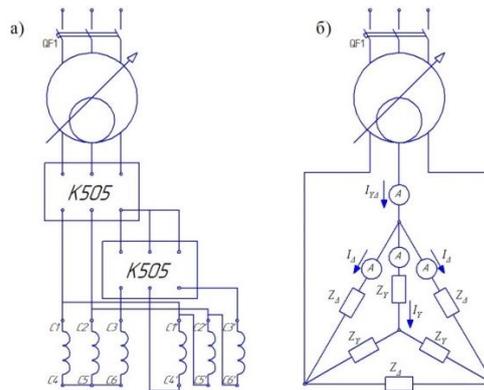


Рис. 3. Схема испытания по определению распределения токов в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой:

Fig. 3. Test scheme for determining the distribution of currents in an induction motor with a combined winding: a) a real scheme; b) equivalent circuit

- а) схема проведения эксперимента;
- б) эквивалентная схема

Для определения распределения токов по фазам электродвигателя, в случае обрыва одного из линейных проводов, проводился опыт короткого замыкания по схеме, изображённой на рис. 4.

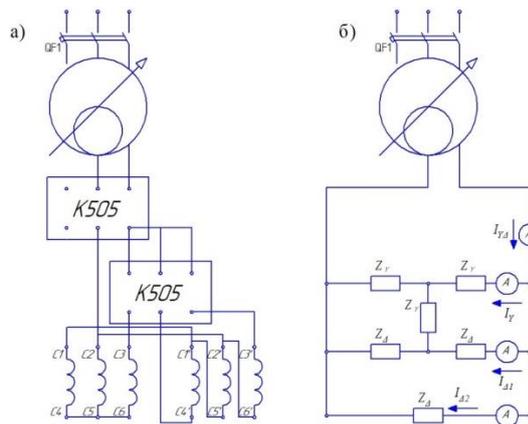


Рис. 4. Схема испытания по определению распределения токов в асинхронном электродвигателе с совмещённой обмоткой при обрыве одного линейного провода:

Fig. 4. Test scheme for determining the distribution of currents in an induction motor with a combined winding when one line wire is broken: a) a real scheme; b) equivalent circuit

- а) схема проведения эксперимента;
- б) эквивалентная схема

Для определения процентной разницы между токами, протекающими по фазам «треугольника» и «звезды», использовалась следующая формула:

$$\Delta I_{Y\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\Delta} - I_{Y\Delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\Delta}} \cdot 100\% .$$

Процентную разницу между токами фаз «треугольника» и «звезды», полученными в эксперименте и в результате расчёта (в расчёте $I_{Y\Delta}$ берётся из эксперимента) определим по формулам:

$$\Delta I_Y = \frac{I_Y - I_{Yтеор}}{I_Y} \cdot 100\%;$$

$$\Delta I_{\Delta} = \frac{I_{\Delta} - I_{\Delta теор}}{I_{\Delta}} \cdot 100\%,$$

где $I_{Yтеор}$ и $I_{\Delta теор}$ – соответственно действующие значения токов, протекающих по фазам «звезды» и «треугольника», полученные в результате расчёта, А.

Результаты и обсуждения

В таблице 2 приведены результаты испытаний электродвигателя на холостом ходу.

Таблица 2

Результаты исследования распределения токов по фазам электродвигателя с совмещённой обмоткой на холостом ходу

Напряжение U , В	Линейный ток $I_{Y\Delta}$, А	Ток «звезды»		Ток «треугольника»		Разница $\Delta I_{Y\Delta}$, %
		I_Y , А	ΔI_Y , %	I_{Δ} , А	ΔI_{Δ} , %	
230	1,77	0,88	-0,81	0,52	2,47	3,25
220	1,55	0,77	-0,77	0,46	2,38	3,12
210	1,35	0,67	-0,86	0,40	2,19	3,03
200	1,19	0,59	-0,88	0,35	2,12	2,98
190	1,06	0,52	-1,02	0,31	2,12	3,11
180	0,94	0,47	-0,98	0,28	2,19	3,14

По данным опыта видно, что ток фаз «треугольника» превышает ожидаемое (теоретическое) значение, при этом с ростом напряжения разница возрастает.

Режим короткого замыкания характеризует работу электродвигателя во время пуска. Опыт короткого замыкания проводился при пониженном напряжении до 70 В. Это сделано с целью ограничения критических значений токов, которые могут возникнуть при больших напряжениях. Однако, для практики важны значения токов при номинальном напряжении. Для решения этой задачи к полученным зависимостям токов короткого замыкания от напряжения (рис. 5) была применена линейная аппроксимация и построены линии тренда до напряжения 220 В.

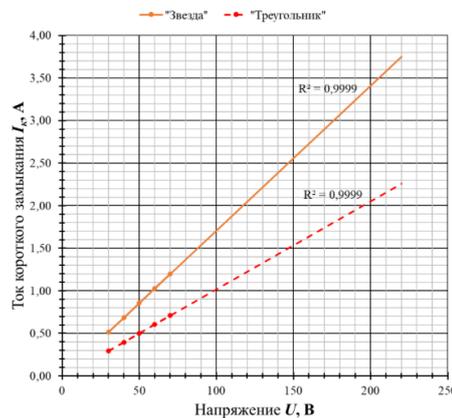


Рис. 5. Аппроксимированная зависимость токов короткого замыкания от напряжения для фаз электродвигателя с совмещённой обмоткой: сплошная линия – ток в фазах «звезды»; пунктирная линия – ток в фазах «треугольника»

Fig. 5. Approximate dependence of short-circuit currents on voltage for motor phases with a combined winding: solid line - current in «star» phases; the dotted line - in the phases of the «delta»

В таблице 3 приведены результаты испытаний электродвигателя в режиме короткого замыкания.

Таблица 3

Результаты исследования распределения токов по фазам электродвигателя с совмещённой обмоткой, работающего в режиме короткого замыкания

Напряжение U , В	Линейный ток $I_{Y\Delta}$, А	Ток «звезды»		Ток «треугольника»		Разница $\Delta I_{Y\Delta}$, %
		I_Y , А	ΔI_Y , %	I_{Δ} , А	ΔI_{Δ} , %	
30	1,04	0,52	-0,40	0,30	-1,24	-0,84
40	1,38	0,68	-0,61	0,40	-0,28	0,33
50	1,73	0,85	-0,98	0,50	0,41	1,37
60	2,08	1,03	-1,01	0,60	0,66	1,65
70	2,43	1,20	-1,57	0,71	1,00	2,53
220	7,65	3,75	-2,00	2,25	1,85	3,77

Так же, как и для режима холостого хода, в режиме короткого замыкания измеренный ток «треугольника» превосходит расчётное значение, при этом с ростом напряжения эта разница становится более заметной. Причиной может являться возможность существования в замкнутой цепи «треугольника» токов гармоник кратных трём, которые появляются вследствие насыщения магнитной цепи [17]. А также на это могло частично повлиять заниженное активное сопротивление «треугольника».

На практике не редко встречаются случаи обрыва одного из линейных проводов, от которых запитан электродвигатель. При этом, если электродвигатель не работал в момент обрыва, то при включении в сеть от двух фаз, он не запустится, а по его обмотке будут протекать токи короткого замыкания. В этом случае для определения распределения токов по фазам совмещённой обмотки, а также для определения относительных значений токов по сравнению с трёхфазным режимом, был проведён опыт короткого замыкания по схеме, изображённой на рисунке 4. Результаты исследования приведены в таблице 4.

Таблица 4

Результата исследования распределения токов по фазам двигателя с совмещённой обмоткой, работающего в режиме короткого замыкания при обрыве одного из линейных проводов ($U=30$ В)

	Линейный ток $I_{Y\Delta}$	Ток «звезды» I_Y	Ток «треугольника»	
			$I_{\Delta 1}$	$I_{\Delta 2}$
Значение, А	0,91	0,45	0,15	0,30
Относительно 3-х фазного	0,88	0,88	0,51	1,02

Из схемы на рис. 4б получены теоретические выражения для токов через значения напряжения и сопротивления «треугольника» (считая $z_{\Delta}=3 \cdot z_Y$):

$$\begin{cases} I_{Y\Delta} = \frac{U_{\Delta}}{\frac{2 \cdot z_Y \cdot z_{\Delta}}{3 \cdot z_Y + z_{\Delta}}} = 3 \cdot \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}; \\ I_Y = \frac{U_{\Delta}}{2 \cdot z_Y} = \frac{3}{2} \cdot \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}; \\ I_{\Delta 1} = \frac{U_{\Delta}}{2 \cdot z_{\Delta}}; \\ I_{\Delta 2} = \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}, \end{cases}$$

где U_{Δ} – значение линейного напряжения, А; z_{Δ} и z_Y – комплексные сопротивления «треугольника» и «звезды» соответственно, Ом.

Из полученных уравнений и схемы, изображённой на рисунке 4б видно, что при обрыве одного из линейных проводов, ток в двух фазах «звезды» меньше линейного значения в два раза, при этом в оставшейся третьей фазе ток отсутствует. В двух фазах «треугольника» ток меньше линейного значения в 6 раз, а в третьей фазе меньше в 3 раза.

В случае же питания электродвигателя от трёх фаз уравнения для токов будут выглядеть следующим образом:

$$\begin{cases} I_{Y\Delta} = 2\sqrt{3} \cdot \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}; \\ I_Y = \frac{U_{\Delta}}{\sqrt{3} \cdot z_Y} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}; \\ I_{\Delta} = \frac{U_{\Delta}}{z_{\Delta}}. \end{cases}$$

Сравнивая между собой полученные уравнения, видим, что при обрыве одного из линейных проводов линейный и фазный токи «звезды» отличаются в 0,866 от токов при работе электродвигателя в трёхфазном режиме. Ток в одной из фаз «треугольника» равняется току при работе от трёхфазного напряжения, а в двух других фазах будет отличаться в меньшую сторону в два раза. Полученные теоретические выводы совпадают с результатами экспериментального исследования (таблица 4).

Выводы

Исследование проводилось на электродвигателе с совмещённой обмоткой, в которой экспериментальное отношение активных сопротивлений «треугольника» и «звезды» меньше теоретического. Для такого электродвигателя разность измеренного и теоретического тока «треугольника» при номинальном напряжении составляет 1,85% в режиме короткого замыкания и 2,38% в режиме холостого хода в большую сторону. В «звезде» ситуация складывается совершенно другим образом, ток меньше на 2,00% и 0,77% соответственно. При уменьшении подводимого напряжения наблюдается тенденция к уменьшению отклонений токов «треугольника».

Для более точного объяснения причины такого отклонения и степени влияния активного сопротивления на результат необходимо провести дополнительные исследования.

Рекомендации

Результаты исследования могут быть использованы для выбора способа подключения главных контактов теплового реле. Возможны три варианта: к линейным проводам (как для стандартного электродвигателя); в фазы «звезды» и «треугольника» (для этого потребуются два тепловых реле); только в фазы «треугольника». На рисунке 6 изображены варианты схемы подключения главных контактов теплового реле в фазы «звезды» и «треугольника» и только в фазы «треугольника».

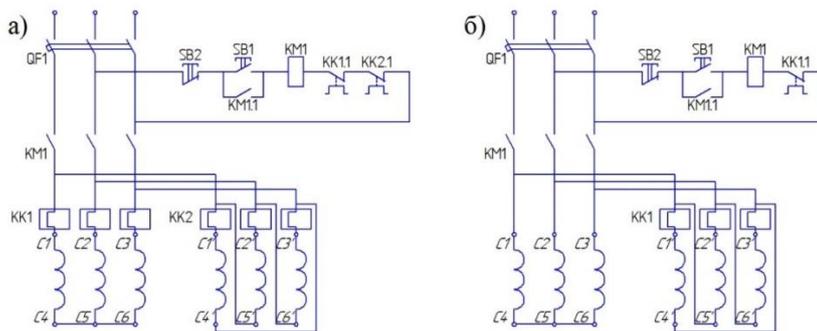


Рис. 6. Схема подключения теплового реле для асинхронного электродвигателя с совмещённой обмоткой: а) подключение главных контактов в фазы «звезды» и «треугольника»; б) только в фазы «треугольника».

Fig. 6. Connection diagram of a thermal relay for an asynchronous motor with a combined winding: a) connecting the main contacts to the «star» and «delta» phases; b) only in the "delta" phases

В схемах предлагается установить трёхполюсное тепловое реле, так как в случае обрыва одной из питающих линий токи в фазах «треугольника» отличаются, при этом, как и для электродвигателя со стандартной обмоткой [18], ток в наиболее нагруженной фазе возрастает сильнее, чем в линейных проводах.

Результаты исследования показывают, что при небольшой разнице эмпирического и теоретического (в опыте 7%) отношений активных сопротивлений фаз «треугольника» к фазам «звезды», ток между обмотками распределяется не равномерно. При номинальном напряжении в режиме холостого хода и короткого замыкания измеренные токи «треугольника» больше, чем их теоретические значения. Из этого следует, что вариант

включение нагревательных элементов теплового реле в фазы «треугольника» (рис. 6б) является наиболее предпочтительным.

Литература

1. Мещеряков В.Н., Сибирцев Д.С., Валтчев С., Грачева Е.И. Система управления частотным асинхронным синхронизированным электроприводом // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т.23. №3. С. 116-126. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-116-126.
2. Иванова В.Р., Киселев И.Н. Частотно-регулируемый электропривод для энергосбережения и оптимизации технологических процессов в электротехнических комплексах // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21. №5. С. 59-70. doi:10.30724/1998-9903-2019-21-5-59-70.
3. Романова В.В., Хромов С.В., Сулов К.В. Анализ воздействующих факторов, влияющих на эксплуатационную надёжность низковольтных асинхронных электродвигателей // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. №3. С. 80-89. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89.
4. Хорольский В.Я. Эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных предприятий. Ставрополь, 1996. 58 с.
5. Ермолаев С.А., Масюткин Е.П., Яковлев В.Ф. Эксплуатация энергооборудования в сельском хозяйстве / Под редакцией С. А. Ермолаева. Киев: Инкос, 2005. 670 с.
6. Vansompel H., Sergeant P., Dupre L., et al. A Combined Wye-Delta Connection to Increase the Performance of Axial-Flux PM Machines with Concentrated Windings // IEEE Trans. Energy Convers. 2012. N2. pp. 403-410.
7. Chen JY., Chen CZ. Investigation of a new AC electrical machine winding // IEE Proceedings - Electric Power Applications. 1998. N2. pp. 125-132.
8. Cistelecan MV., Ferreira FJTE., Popescu M. Adjustable Flux Three-Phase AC Machines with Combined Multiple-Step Star-Delta Winding Connections // IEEE Transactions on Energy Conversion. 2010. N2. pp. 348-355.
9. Gwozdziwicz M., Gawron S. Application of star-delta mixed stator winding in synchronous machine, with permanent magnets on the rotor surface // Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędowi Pomiarow Elektrycznych. 2011. N. 65. pp. 55-63.
10. Kasten H. Wirkungs gradsteigerung von Asynchronmaschinen durch den Einsatz einer Wicklung mit Stern-Dreieck-Mischschaltung // Jahresbercht. 2010. pp. 76-82.
11. Мартынов К.В., Носков В.А., Пантелеева Л.А. Совершенствование конструкции обмотки статора асинхронного двигателя // Вестник ВИЭСХ. 2017. №1(26). С. 5-12.
12. Мартынов К.В., Носков В.А. Гармонический анализ магнитодвижущей силы асинхронного двигателя с совмещённой обмоткой // Материалы Международной научно-практической конференции Института агроинженерии «Развитие энергосистем АПК: перспективные технологии»; 03–06 апреля 2018 г., Челябинск. Троицк: Южно-Уральский ГАУ, 2018. С. 94-101.
13. Мартынов К.В., Носков В.А. Гармонический анализ магнитодвижущей силы асинхронного двигателя с распределённой совмещённой обмоткой // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии для реализации программы научно-технического развития сельского хозяйства»; 13–16 февраля 2018 г., Ижевск. Ижевск: Ижевская ГСХА, 2018. С. 151-156.
14. Носков В.А., Пантелеева Л.А., Мартынов К.В. Повышение эффективности обмоток машин переменного тока // Электротехника. 2018. №1. С. 39-43.
15. Мартынов К.В., Носков В.А., Пантелеева Л.А. и др. Перспективы применения совмещённой обмотки для снижения электрических потерь в статоре // АгроЭкоИнфо. 2020. №1(39). С. 18.
16. Мартынов К.В., Носков В.А., Благодатских И.А. Программа перерасчёта обмотки статора машины переменного тока со стандартной 6-зонной на совмещённую 12-зонную. Программа для ЭВМ №2020662822. 28.10.2020, Бюл. № 11.
17. Вольдек А.И., Попов В.В. Электрические машины. Машины переменного тока. СПб.: Питер, 2010. 350 с.
18. Мусин А.М. Аварийные режимы асинхронных электродвигателей и способы их защиты. М.: Колос, 1979. 112 с.

Авторы публикации

Мартынов Кирилл Владимирович – старший преподаватель кафедры «Электротехника, электрооборудование и электроснабжение», Ижевская государственная сельскохозяйственная академия.

Пантелеева Лариса Анатольевна – канд.техн.наук., доцент, заведующая кафедрой «Электротехника, электрооборудование и электроснабжение», Ижевская государственная сельскохозяйственная академия.

Васильев Даниил Александрович – старший преподаватель кафедры «Электротехника, электрооборудование и электроснабжение», Ижевская государственная сельскохозяйственная академия.

Дресвянникова Елена Владимировна – канд.техн.наук., доцент, доцент кафедры «Энергетики и электротехнологии», Ижевская государственная сельскохозяйственная академия».

References

1. Meshcheryakov VN, Sibirtsev DS, Valtchev S, Gracheva EI. Control system for a frequency synchronized asynchronous electric drive *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(3):116-126. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-116-126.
2. Ivanova VR, Kiselev IN. Frequency-adjustable electric drive for energy saving and optimization of technological processes in electrical complexes. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019; 21(5):59-70. doi:10.30724/1998-9903-2019-21-5-59-70.
3. Romanova VV, Khromov SV, Suslov KV. Analysis of influencing factors affecting the operational reliability of low-voltage asynchronous electric motors. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(3):80-89. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89.
4. Khorolskiy VYa. *Eksploatatsiya elektrooborudovaniya selskokhozyaystvennykh predpriyatiy*. Stavropol; 1996.
5. Ermolaev SA, Masyutkin EP, Yakovlev VF, Ermolaev SA, editors. *Eksploatatsiya energooborudovaniya v selskomk hozyaystve*. Kiyev: Inkos; 2005.
6. Vansompel H, Sergeant P, Dupre L, et al. A Combined Wye-Delta Connection to Increase the Performance of Axial-Flux PM Machines with Concentrated Windings. *IEEE Trans. Energy Convers*. 2012;2:403-10.
7. Chen JY, Chen CZ. Investigation of a new AC electrical machine winding. *IEE Proceedings - Electric Power Applications*. 1998;2:125-32.
8. Cistelecan MV, Ferreira FJTE, Popescu M. Adjustable Flux Three-Phase AC Machines with Combined Multiple-Step Star-Delta Winding Connections. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2010;2:348-55.
9. Gwozdziwicz M, Gawron S. Application of star-delta mixed stator winding in synchronous machine, with permanent magnets on the rotor surface. *Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędowi Pomiarow Elektrycznych*. 2011;65:55-63.
10. Kasten H. Wirkungs gradsteigerung von Asynchronmaschinen durch den Einsatz einer Wicklung mit Stern-Dreieck-Mischschaltung. *Jahresbercht*. 2010;76-82.
11. Martynov KV, Noskov VA, Panteleeva LA. Sovershenstvovaniye konstruktsii obmotki statora asinkhronnogo dvigatelya. *Vestnik VIESKH*. 2017;1(26):5-12.
12. Martynov KV, Noskov VA. Garmonicheskiy analiz magneto dvizhushchey silya sinkhronnogo dvigatelya s sovmeshchonnoy obmotkoy. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Instituta agroinzhenierii «Razvitiye energosistem APK: perspektivnyy etekhnologii»; 03–06 Apr 2018; Chelyabinsk, Russia*. Troitsk: Yuzhno-Uralskiy GAU, 2018. pp. 94-101.
13. Martynov KV, Noskov VA. Garmonicheskiy analiz magnitodvizhushchey sily asinkhronnogo dvigatelya s raspredelonnoy sovmeshchonnoy obmotkoy. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Innovatsionnyy etekhnologii dlya realizatsii programmy nauchno-tehnicheskogo razvitiya selskogo khozyaystva»; 13–16 Feb 2018, Izhevsk, Russia*. Izhevsk: Izhevskaya GSKHA, 2018. pp. 151-156.
14. Noskov VA, Panteleeva LA, Martynov KV. Improving the Efficiency of Alternating-Current Machine Windings. *Russian Electrical Engineering*. 2018;89(1):32-35. – doi:10.3103/S106837121801011X.
15. Martynov KV, Noskov VA, Panteleeva LA. et al. Perspektivy primeneniya sovmeshchonnoy obmotki dlya snizheniya elektricheskikh poter v statore. *AgroEcoInfo*. 2020;1(39).

16. Martynov KV, Noskov VA, Blagodatskikh IA. *Programma pereraschota obmotki statora mashiny peremennogo toka so standartnoy 6-zonnoy na sovmeshchonnuyu 12-zonnyuyu*. Computer program №2020662822. 28.10.2020, Byul. № 11.

17. Voldek AI, Popov VV. *Elektricheskiye mashiny. Mashiny peremennogo toka*. Saint Petersburg: Piter; 2010.

18. Musin AM. *Avariynnye rezhimy asinkhronnykh elektrodvigately i sposoby ikh zashchity*. Moscow: Kolos; 1979.

Authors of the publication

Kirill V. Martynov – Izhevsk State Agricultural Academy, Izhevsk, Russia. E-mail: nebelll@bk.ru

Larisa A. Panteleeva – Izhevsk State Agricultural Academy, Izhevsk, Russia.

Daniil A. Vasiliev – Izhevsk State Agricultural Academy, Izhevsk, Russia.

Elena V. Dresvyannikova – Izhevsk State Agricultural Academy, Izhevsk, Russia.

Получено

18.10.2021г.

Отредактировано

26.10.2021г.

Принято

26.10.2021г.



ПЕРЕВОД НАГРУЗКИ С ОСНОВНОЙ СЕТИ НА РЕЗЕРВНУЮ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТИПОВОГО АВР

Червоненко А.П., Котин Д.А., Рожко А.В.

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Россия

Резюме: ЦЕЛЬ. Рассмотреть существующие решение компенсации провалов напряжения и противоаварийных систем. Составить обобщенную электрическую схему исследуемой модели, содержащей автоматический ввод резерва (АВР). Разработать вариант алгоритма работы автоматического ввода резерва, заключающегося в переводе нагрузки в случае возникновения аварийных ситуаций. Составить имитационную модель в среде MatLab, соответствующую разработанной обобщенной электрической схеме системы. МЕТОДЫ. При решении поставленной задачи применялся метод цифрового моделирования, заключающийся в максимальном приближении исследуемой системы реальному объекту реализованный средствами MatLab. РЕЗУЛЬТАТЫ. Произведен обзор существующих устройств компенсации провалов напряжения, рассмотрены особенности каждого из устройств. Продемонстрирован подход к моделированию системы автоматического ввода резерва. Полученный результат, после окончательной доработки, можно использовать для проектирования реальной системы в производственных условиях. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Разработанная модель системы АВР работоспособна, временные показатели удовлетворительны для систем, не предъявляющих завышенных требований к показателям качества и временным интервалам. Для систем, чувствительным к броскам тока во время перевода нагрузки требуются некоторые доработки, сводящиеся к реализации системы быстросрабатывающего автоматического ввода резерва (БАВР). Разработка системы БАВР в настоящее время находится на этапе исследования.

Ключевые слова: просадки напряжения; быстросрабатывающий автоматический ввод резерва; безударное переключение нагрузки.

Благодарности: Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, НТУ «Сириус», ОАО «РЖД» и Образовательного Фонда «Талант и успех» в рамках научного проекта № 20-38-51007.

Для цитирования: Червоненко А.П., Котин Д.А., Рожко А.В. Перевод нагрузки с основной сети на резервную с применением типового АВР // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 160-171. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-3-160-171.

LOAD SWITCHING BETWEEN MAIN POWER GRID TO THE BACKUP GRID BY STANDARD AUTOMATIC TRANSFER SWITCH

AP. Chervonenko, DA. Kotin, AV. Rozhko

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia

Abstract: PURPOSE. To develop a variant of the algorithm for the automatic input of the reserve, which consists in transferring the load in case of emergency situations, to make a simulation model in the MatLab® environment corresponding to the developed generalized electrical scheme of the system. METHODS. When solving the problem, the method of digital modeling was used, which consists in the maximum approximation of the system under study to a real object, implemented by means of MatLab. RESULTS. It is proposed to study the methods of synthesis of digital models of compensation of voltage drops by the example of a study of an automatic reserve transfer system, demonstrating an approach to modeling this system. When developing models in the MatLab environment, the parameters of real technical elements and devices and their digital analogues are taken into account. The issue of creating a digital model of an electric drive system, including a model of an asynchronous motor with a short-circuited rotor, is considered. The

result, after final refinement, can be used to design a real system in production conditions. **CONCLUSIONS.** The developed model of the automatic transfer switch system is operable, the time indicators are satisfactory for systems that do not make excessive demands on performances and time intervals. For systems that are sensitive to current inrushes during load transfer, some improvements are required, which are reduced to the implementation of a high-speed automatic switch system. The development of this system is currently at the research stage, namely, the compilation of a load transfer logic that takes into account the phase matching of electrical circuits.

Keywords: voltage drops; high-speed automatic switch system; Load soft switching.

Acknowledgments: The research was carried out with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research, NTU "Sirius", JSC "Russian Railways" and the Educational Foundation "Talent and Success" in the framework of the scientific project No. 20-38-51007.

For citation: Chervonenko AP, Kotin DA, Rozhko AV. Load switching between main power grid to the backup grid by standard automatic transfer switch. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 160-171. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-160-171.

Введение

В практике эксплуатации энергосистем достаточно часто происходят случайные события, инициирующие возмущающие воздействия, которые приводят к значительным изменениям величины и формы напряжения, отклонению его параметров от номинальных или согласованных значений. Нарушения в электроснабжении предприятия могут являться скрытым источником незапланированных простоев, а низкое качество питания в свою очередь может оказать негативное влияние как на производительность, так и на ожидаемый срок службы электронных компонентов [1].

В настоящее время существуют разные варианты систем, призванных компенсировать провалы напряжения и производить перевод нагрузки в случае возникновения аварии. Данные системы отличаются сложностью реализации и, как следствие, качеством конечного результата. Причем в некоторых случаях происхождение провалов напряжения может оказывать влияние на применяемое устройство автоматического ввода резерва [2]. Рассмотрим известные на сегодняшний день системы.

Система АВР - достаточно распространенное решение для автоматического ввода резерва. Резервным источником может являться другая линия электропередач, различного типа генераторы, аккумуляторы или накопители. [3]. БАВР – устройство автоматики, обеспечивающее двухстороннее действие на отключение выключателей вводов и на включение секционного выключателя. Преимущество БАВР: сокращение времени реакции на аварийный режим и времени переключения на резервный ввод, соблюдение синфазности источников питания (основного и резервного) и токи включения двигателей, питающихся от поврежденного ввода, не превышают $(2\div 2,5)I_n$ [4]. Разработкой данных устройств занимаются многие передовые компании, примером может являться устройство *ABB SUE 3000* [5]. Следующий из рассматриваемых вариантов связан с практическим применением различных видов накопителей электроэнергии. Например, использование суперконденсаторных систем накопления энергии для обеспечения комфортного электропитания потребителей путем компенсации провалов напряжения позволяет экономить значительные материальные ресурсы. [6].

В связи с перечисленной выше информацией можно констатировать актуальность задачи разработки и исследования технических устройств и алгоритмов управления ими, которые позволили бы компенсировать возмущающие воздействия в системе электроснабжения предприятия, повысить надежность электромеханических систем за счет их безостановочной работы. Предполагаемые научные подходы к разработке позволят обеспечить безостановочность технологических процессов и производств. Из определенной актуальности исследования вытекает цель – разработка варианта алгоритма работы автоматического ввода резерва, заключающегося в переводе нагрузки в случае возникновения аварийных ситуаций, составить имитационную модель в среде *MatLab*, соответствующую разработанной обобщенной электрической схеме системы.

По мнению авторов, существует необходимость создания цифровых моделей систем электроснабжения, в которых электрический привод являлся бы основным потребителем. Причем такие модели должны учитывать характер нагрузки на валу двигателя. Ценность

создания подобных моделей должна заключаться в максимально точном учете блоков и подсистем, реальных электромеханических систем при их имитационном моделировании. Это может позволить разработчикам максимально глубоко погрузиться в физические и алгоритмические процессы, протекающие в реальных системах.

Решение поставленной задачи по разработке и исследованию имитационной модели позволит решить один из главных недостатков существующих систем автоматического ввода резерва – сравнительно не высокое быстродействие (для наиболее чувствительных систем это является определяющим) и не учет момента подключения к резервной линии (согласования фаз), что напрямую отражается на бросках тока. Вопрос оценки влияния провалов напряжения на чувствительное оборудование достаточно подробно рассматривается в работе *Gomez J.C., Morcos M.M.* [7]. Здесь хотелось бы отметить, что не существует универсального решения данной проблемы. Так как потребители по своей сути могут по-разному влиять на разрабатываемый алгоритм или устройство. В частности, речь идет о таких потребителях, которые могут оказывать влияние на форму питающего напряжения, что может повлечь за собой перенастройку, казалось бы, совершенного устройства [8].

Разработанная имитационная модель позволит авторам провести критический анализ классических АВР систем в структуре электроснабжения предприятий.

Нужно отметить, что исследуемая проблема находит отклик среди разных исследователей. Обзор литературы в данном случае представляет собой интерпретацию и обобщение опубликованных по исследуемой теме работ.

Анализ литературы показывает, что и другие исследователи уделяют внимание разработке имитационных моделей, связанных с изучением данного вопроса, например, работа Зацепиной В.И., посвященная моделированию провалов напряжения в системах электроснабжения металлургических производств [9]. Для составления имитационной модели автором используется среда *MatLab Simulink R2014a*. Составленная модель работоспособна, о чем свидетельствуют корректный вид переходных процессов. При разработке модели использовалась библиотека «*Power system*», достаточно часто применяемая многими исследователями. Авторами текущей статьи предлагается разработка модели в библиотеке «*Simscape*». На взгляд разработчиков использование данного раздела *MatLab* может позволить учесть большее количество особенностей реальных объектов и как следствие провести моделирование более детально.

Также хотелось бы отметить, что в журнале «Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики» данная тема рассматривается многими авторами. Примечательна работа Секретарева Ю.А. и Меняйкина Д.А., посвященная расчетам последствий отказов электроснабжения в распределительных сетях с монопотребителем электрической энергии» [10]. Авторами предлагается методика расчета надежности электроснабжения электрических сетей с достаточной степенью точности. Существенным достоинством является то, что для анализа аварийности используются сводки аварий нефтедобывающего предприятия. В данной статье отсутствуют какие-либо имитационные модели или переходные процессы, но работа примечательна с точки зрения расчета ущерба от перерывов в электроснабжении.

Общие точки соприкосновения при проведении исследований и моделировании находятся у результатов текущей статьи и работой Федотова А.И. и Бахтеева К.Р., которая посвящена влиянию форсировки возбуждения синхронных машин на уровень остаточного напряжения при кратковременных нарушениях электроснабжения [11]. Авторами для составления имитационной модели также используются среда *MatLab Simulink*, библиотека силовых элементов *SimPowerSystems*, о которой уже упоминалось выше. Примечательным является и то, что обобщенная структурная схема объекта исследования большей частью совпадает с представляемой в текущей работе. Существенным отличием является использование синхронной электрической машины. Приведены результаты экспериментов с нагрузкой разной мощности. В работе явно не упоминается логика алгоритма работы автоматического ввода резерва.

В зарубежных источниках вопрос, связанный с перебоями в работе энергосистем, также является актуальным. Авторы *Liao H., Milanovic J., Rodrigues M.* предлагают подход к оценке провала напряжения, оценивающий величину его величину независимо от условий работы системы, места и характеристик неисправности [12]. В работе упоминается использование нейронной сети для реализации данного подхода.

Безусловно, данная работа может иметь продолжение в исследованиях и определенное подспорье здесь может оказать работа, посвященная разработке устройства компенсации провалов и прерываний напряжения, выполненная коллективом авторов (Ленёв С.Н., Охлопков А.В., Гужавина В.В., Нестеренко Г.Б., Армеев Д.В., Домахин Е.А., Зырянов В.М., Котин Д.А.) [13]. Авторы представляют сравнительный анализ предлагаемого устройства с традиционными решениями обеспечения бесперебойной работы нагрузки. Корректность

предлагаемых решений подтверждает выполненное имитационное моделирование работы устройства.

Описание имитационной модели

Рассмотрим исследование имитационной модели системы «Автоматический ввод резерва».

Общая электрическая схема объекта исследования приведена на рисунке 1.

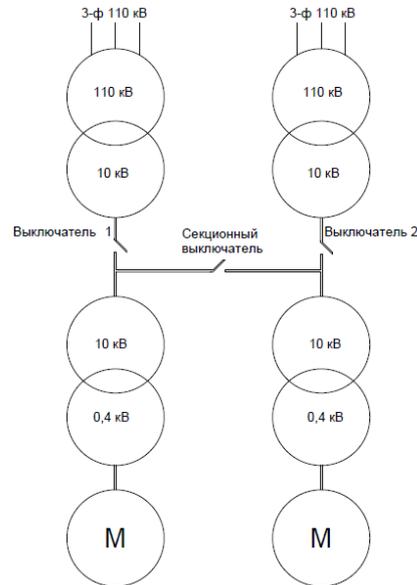


Рис. 1. Общая электрическая схема объекта исследования Fig. 1. General electrical diagram of the study object

Допустим, что рассматриваемая электромеханическая система состоит из двух электрических приводов, каждый из которых имеет свой источник питания и свою нагрузку вентиляторного типа. В одной из «ветвей» присутствует блок, который намеренно формирует аварию – короткое замыкание *a-b-c-ground*. Для удобства характеристики процессов, протекающих в данных ветвях, назовем «ветвь» с аварией «основной», тогда вторую «ветвь» «резервной».

Также следует отметить, что в систему заложены параметры кабельной линии – Z линии, как для одной, так и для другой «ветвей».

Рассмотрим силовую и управляющую схемы автоматического ввода резерва. Следует полагать, что первичная обмотка трансформатора 10/0,4 кВ представляет собой идеальный источник ЭДС, имитирующий работу подстанции верхнего уровня. Динамические переходные процессы в первичной обмотке определяются только реактивным и активным сопротивлением самого трансформатора. Нелинейности самого трансформатора в цифровой модели не учитываются. Рисунок 2 представляет собой полную структурную схему всей системы электроснабжения, включая асинхронный двигатель мощностью 45 кВт, работающий без управляемого полупроводникового преобразователя и включаемый прямой подачей напряжения на обмотку статора. В реальных производственных условиях такой режим является недопустимым для двигателей данной мощности. С одной стороны, из-за отсутствия возможности регулирования электропривода, есть большая вероятность получить нежелательные значения пусковых токов, и в принципе, сам по себе прямой пуск является несовременным явлением, что, конечно, может сказаться на энергоэффективности электрической машины [14].

Результаты данной работы могут быть расширены на потребителей любой мощности, в том числе и высокой. В представленной цифровой модели данный режим используется лишь для предельной качественной оценки переходных процессов при импульсных аварийных режимах. То есть рассматривается самый тяжелый режим работы электропривода при отключении его от питающей сети переменного напряжения и при повторном его включении в ту же самую питающую сеть.

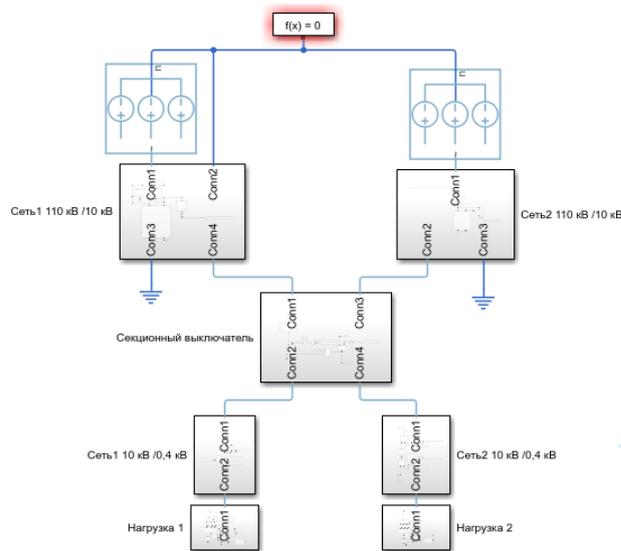


Рис. 2. Структурная схема АВР

Fig. 2. Automatic transfer switch block diagram

На рисунке 3 представлена подсистема «Секционный выключатель». Включение секционного выключателя осуществляется после того, как вышестоящий выключатель отключился.

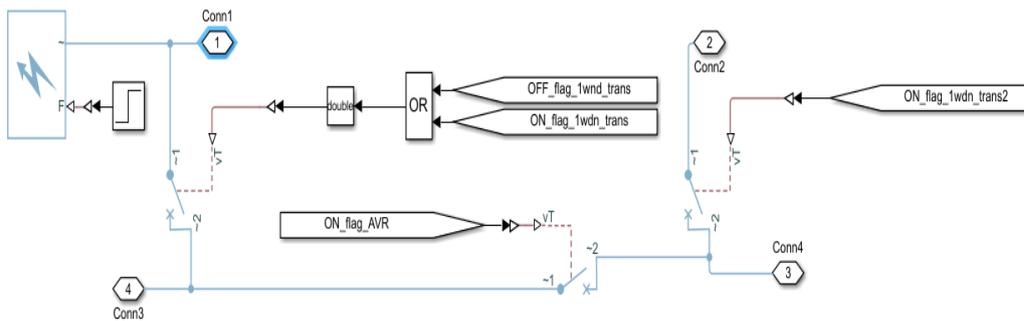


Рис. 3. Подсистема «Секционный выключатель»

Fig. 3. Subsystem «Section switch»

Потребитель представлен моделью асинхронного электропривода мощностью 45 кВт, питающегося от трансформатора мощностью 100 кВА (рис. 4). Модель двигателя представлена в базовых величинах. Расчет параметров электродвигателя осуществлялся на основе Г-образной схемы замещения.

Авторами на приводятся содержимое аналогичных подсистем второй сети, так как они абсолютно идентичны вышеуказанным.

Структурная схема управления АВР представлена на рисунке 5. Цифровая модель силовой части представлена идеальным переключающим устройством с сопротивлением в нормально замкнутом состоянии 10×10^{-6} Ом и сопротивлением в разомкнутом состоянии 10×10^6 Ом.

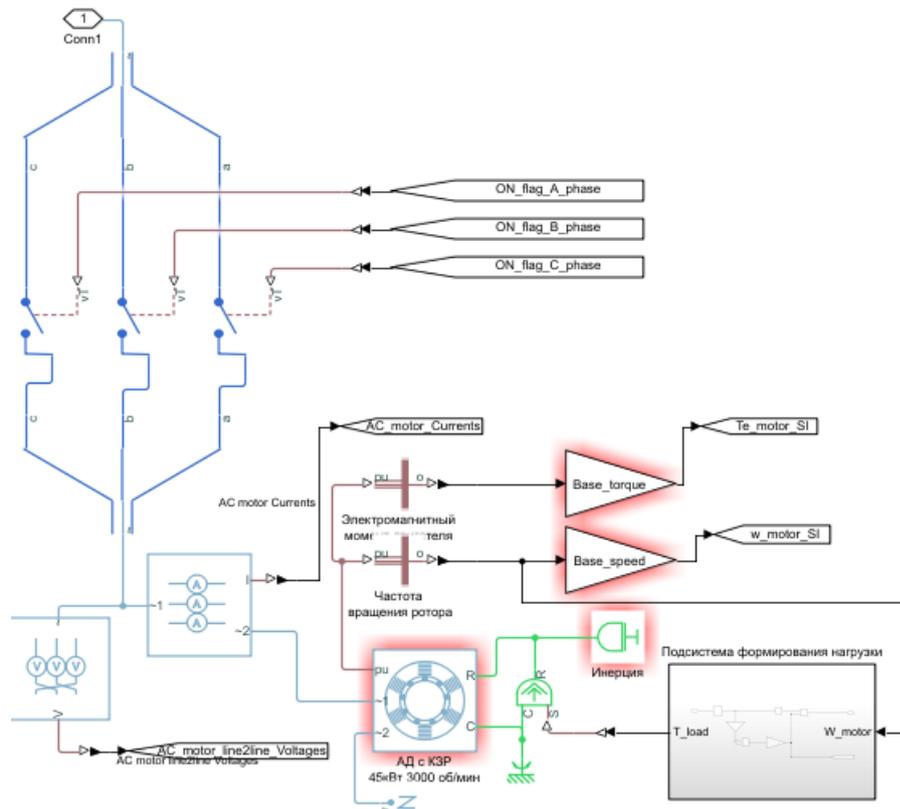


Рис. 4. Подсистема «Нагрузка 1»

Fig. 4. Subsystem «Load 1»

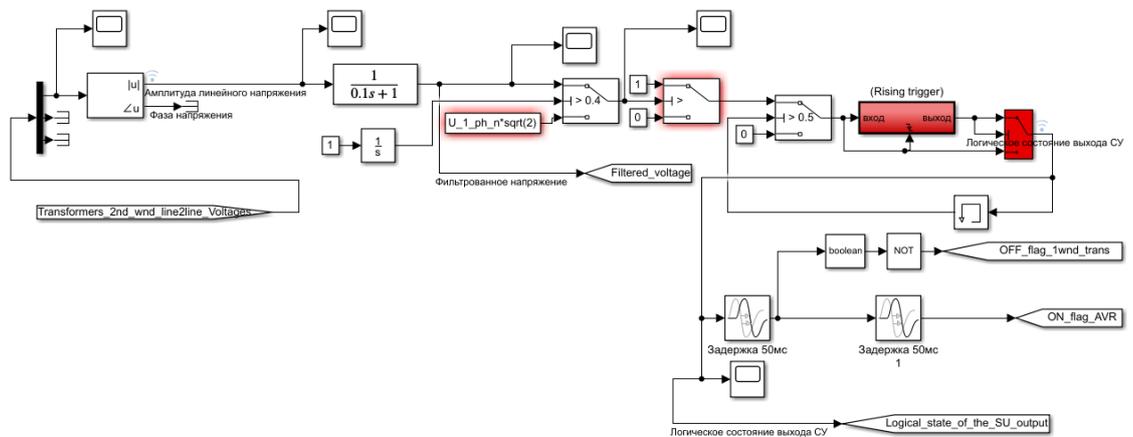


Рис. 5. Структурная схема управляющей части АВР

Fig. 5. Block diagram of the control part of the Automatic transfer switch

Система формирования нагрузки на валу двигателя представлена на рисунке 6. Данная структура имитирует нагрузку вентиляторного типа, при этом момент нагрузки пропорционален квадрату частоты вращения ротора двигателя. Коэффициент k для данных условий моделирования вычислен таким образом, чтобы при номинальной частоте вращения двигатель получил номинальный момент нагрузки на валу, что соответствует рабочей точке работы электропривода реального оборудования (например, насосной установки). Также следует отметить, что во избежание безынерционного алгебраического кольца в системе «частота вращения – момент нагрузки» внесена дополнительная фазовая задержка 10 мс. Эта задержка не влияет на основные исследуемые процессы.

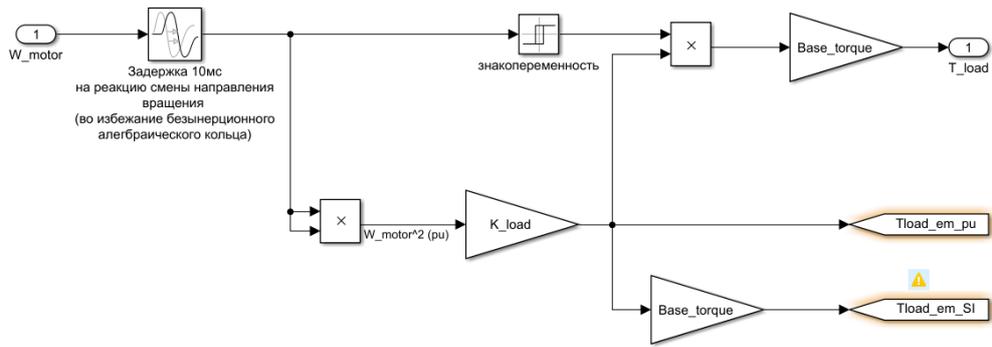


Рис. 6. Структурная схема формирования нагрузки на вал двигателя *Fig. 6. Block diagram of the formation of the load on the motor shaft*

Алгоритм работы управляющей части структуры состоит в следующем:

1. Осуществляется отключение первичной обмотки трансформатора от идеального источника ЭДС. При этом наблюдаются электромеханические переходные процессы на выбеге асинхронного двигателя. Система управления осуществляет отслеживание действующего значения напряжения на обмотке статора асинхронного двигателя.

2. По достижению напряжения $U_s < 0,5U_{\text{ном}}$ осуществляется включение секционного выключателя на резервный источник питания. Следует отметить, что вычисление среднего значения напряжения на статоре АД осуществляется путем вычисления действующего значения синусоидального напряжения и его фильтрации через апериодическое звено 1 порядка. Переходные процессы логических состояний системы управления приведены на Рисунке 7.

Проведение испытаний

Переходные процессы, демонстрирующие вышесказанное представлены на рисунках 8, 9, 10 для «основной» сети и рисунках 11, 12, 13 для «резервной» сети.

Графики переходных процессов, расположенные выше, описывают логику работы системы. При снижении напряжения ниже определенного уровня (данная уставка регулируется в зависимости от типа объекта и в текущих исследованиях принята в значении 50% от номинального напряжения) система управления определяет аварийную ситуацию и отправляет сигнал переключения на резервную сеть. Данный процесс происходит не сразу, так как авторами учитываются временные задержки коммутационного оборудования (на отключение выключателя основной сети и на включение секционного выключателя).

Если описывать работу логики системы управления АВР, то иерархия будет следующей: «Авария» – «Обнаружение уменьшения значения напряжения» – «Отправка сигнала на отключение выключателя основной сети» – «Отключение основной сети» – «Отправка сигнала на включение секционного выключателя» – «Включение секционного выключателя» – «Восстановление работы».

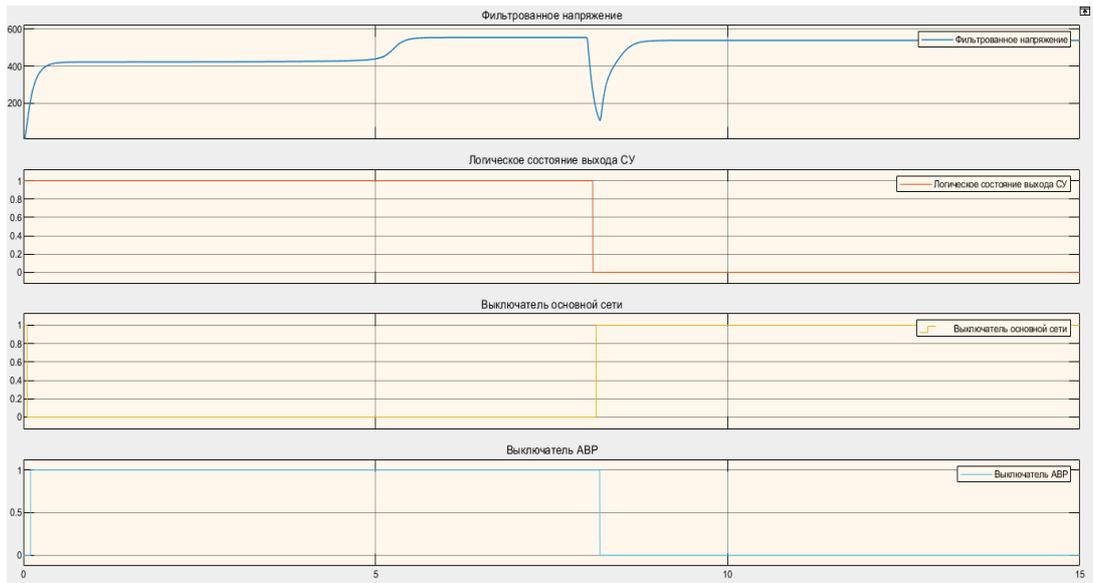


Рис. 7.1. Переходные процессы логических состояний системы управления *Fig7.1. Transients of logical states of the control system*

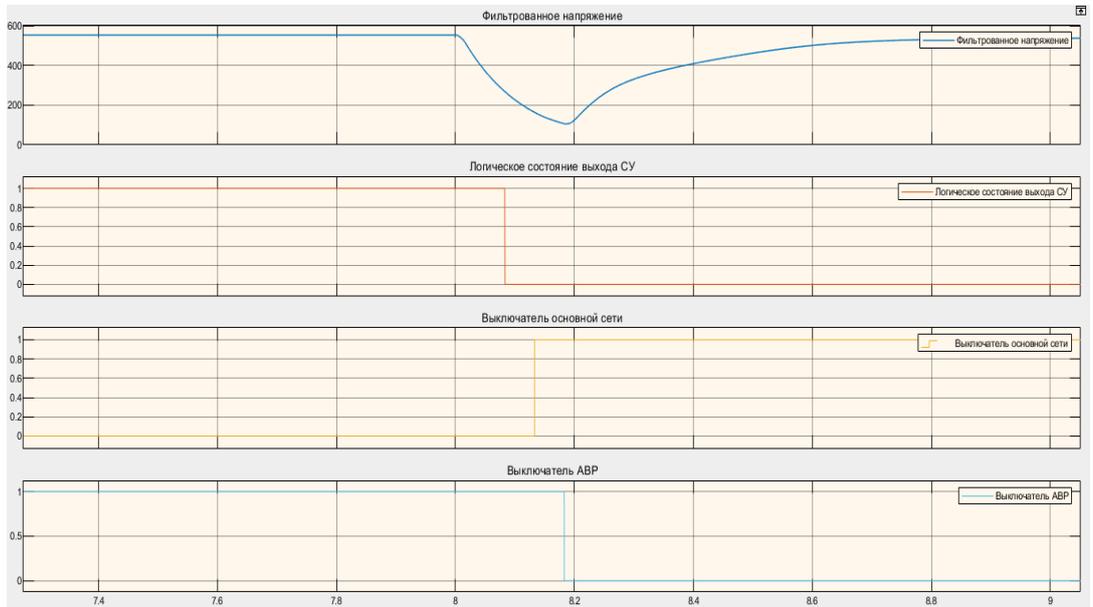


Рис. 7.2. Переходные процессы логических состояний системы управления (укрупненно моменты переключения) *Fig. 7.2. Transients of the logical states of the control system (switching moments in detail)*

«Отправка сигнала на включение секционного выключателя» – «Включение секционного выключателя» – «Восстановление работы».

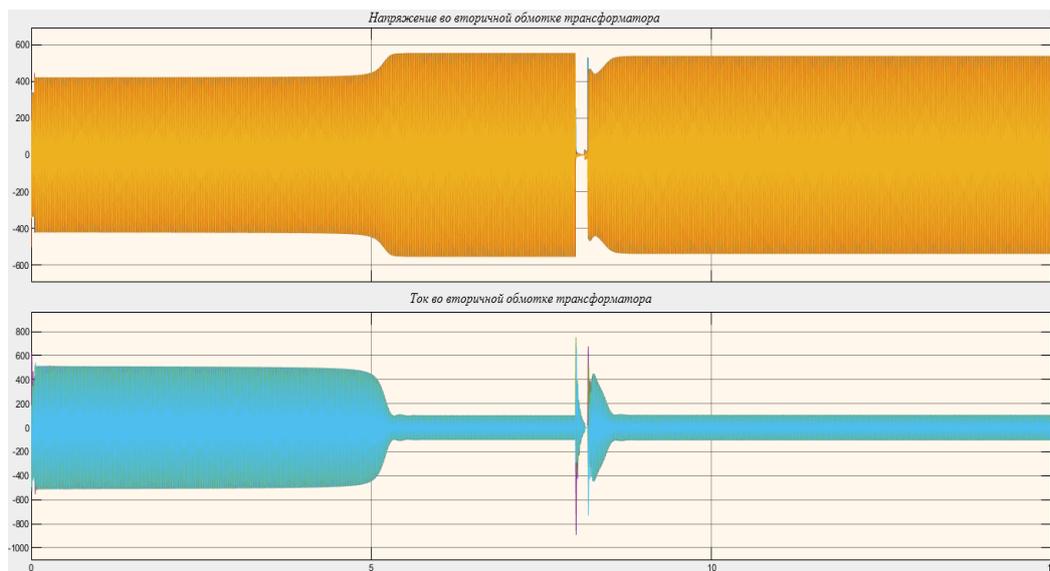


Рис. 8. Напряжение и ток во вторичной обмотке «основной» сети на момент аварии *Fig.8. Voltage and current in the secondary winding of the «main» grid at the moment of an accident*

На рисунке 8 демонстрируются переходные процессы по напряжению и току во вторичной обмотке «основной» сети. В момент времени 8 секунд наблюдается включение в работу АВР, по которому можно констатировать максимальное амплитудное значение тока вторичной обмотки (соответствующее аналогичному максимальному току в первичной обмотке). Данный удар является допустимым для превышения тока двигателя в 5 раз от номинального значения при имеющейся разнице фаз между напряжением питающей сети вторичной обмотки и ЭДС электродвигателя на выбеге.

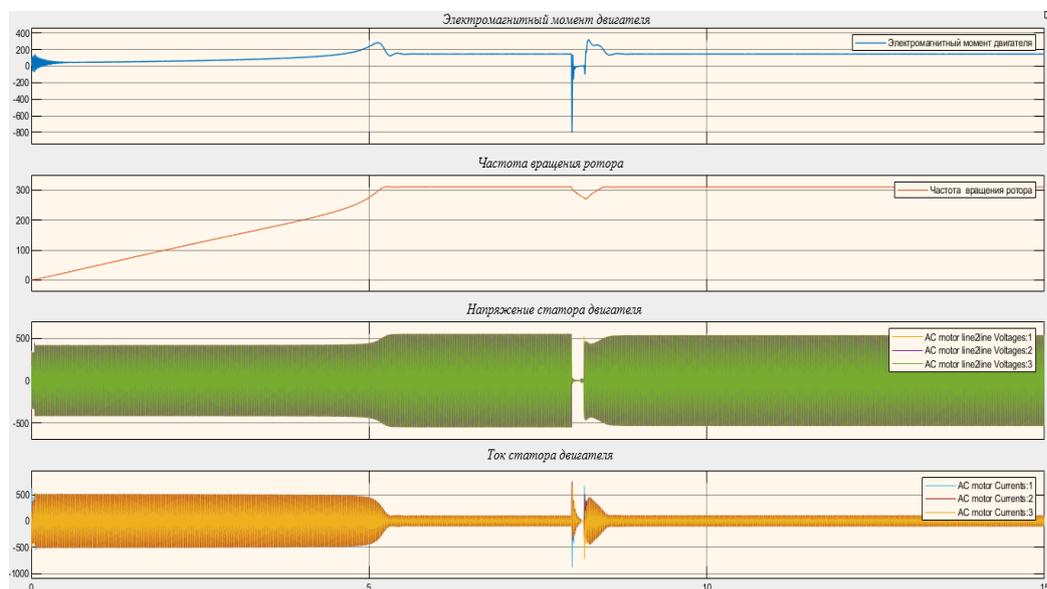


Рис. 9. Электромеханические переходные процессы в двигателе подключенном к «основной» сети на момент аварии *Fig. 9. Electromechanical transients in the motor connected to the «main» grid at the time of the accident*

Процессы, описанные на рисунке 8 находят отражение на электромеханических переходных процессах (рисунок 9), в частности, речь идет об электромагнитном моменте двигателя, по которому можно констатировать бросок тока.

Переходные процессы, сопровождающие работу нагрузки «резервной» линии, авторами не приводятся с целью не перегружать работу рисунками с одной стороны, с другой стороны – их характер корректный, а процессов, которые нуждались бы в комментировании не возникает. По характеру графиков переходных процессов для напряжения и тока первичной и вторичной обмоток резервной сети можно констатировать

корректную работу системы с имеющейся динамической просадкой, возникающей в момент подключения нагрузки основной сети.

Если же говорить об электромеханических переходных процессах в двигателе, подключенном к «резервной» сети, то можно констатировать небольшое значение просадки частоты вращения и соответствующего броска электромагнитного момента. В целом можно констатировать бесперебойность работы резервной сети.

Таким образом, заявленный авторами в начале статьи критический анализ классических АВР в структуре электроснабжения предприятий имеет место, так как не учёт момента перевода нагрузки напрямую сказывается на качестве включения и может являться критическим для оборудования. Многими исследователями разработаны различные варианты решения данной проблемы. Отдельно хотелось бы отметить работу Носа О.В., который предлагает интересное решение данного вопроса [15].

Результаты

В работе произведен обзор существующих устройств компенсации провалов напряжения. Обобщенно рассматриваются особенности каждого из устройств. Основной частью является демонстрация подхода к моделированию системы автоматического ввода резерва. Авторами были приложены усилия по максимальному учету допусков, влияющих на точность результата моделирования.

Данный подход можно считать уточненным (что было продемонстрировано авторами и в других публикациях), заключающийся в максимальном приближении структуры схемы модели к реальной реализации. Этот результат, после окончательной доработки, можно использовать для проектирования реальной системы в производственных условиях.

Выводы

Разработанная модель системы АВР работоспособна, временные показатели удовлетворительны. Но данная система не обеспечивает минимизации броска тока в момент перевода нагрузки на резервную сеть. Данный процесс является определяющим в связи с чем возникает необходимость разработки системы, которая бы учитывала данный процесс. Данной системой является БАВР.

Первичная задача выполнена и модель создана.

Разработка системы БАВР в настоящее время находится на этапе исследования, а именно на принятии решения – использование релейных элементов и ключей при составлении логики работы, либо использование программного кода для этой же задачи. У каждого пути есть свои преимущества и недостатки, но все-таки целесообразнее будет использование второго варианта.

Выполнение текущих задач (включая завершение работы по разработки системы БАВР) позволяет приступить к следующей исследовательской задаче – структурно-параметрическому синтезу быстродействующих алгоритмов управления УКПН с накопителями энергии.

Литература

1. Power quality. The overlooked productivity variable [Электронный ресурс]. (https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/br/power-br011_en-p.pdf).
2. De Santis M., Noce C., Varilone P., et al. Analysis of the origin of measured voltage sags in interconnected networks // Electric Power Systems Research. 2018. V. 154. pp. 391–400.
3. BONPET. Автоматический ввод резерва (ABP): назначение, устройство, схемы [Электронный ресурс] / BONPET. Доступно по: <https://chint-electric.ru/automatic-transfer-switch>. Загл. с экрана (Ссылка активна на: 05.06.2021).
4. СЗЭМО. Быстродействующий автоматический ввод резерва (БАВР) [Электронный ресурс] / СЗЭМО. Доступно по: <https://www.szemo.ru/inzhiniring/elektrosnabzhenie/prosadki-i-perenapryazheniya/bystrodeystvuyushchiy-avtomaticheskii-vvod-rezerva-bavr/> Загл. с экрана (Ссылка активна на: 18.04.2021).
5. ABB High speed transfer device and system SUE 3000 [Электронный ресурс]. (<https://library.e.abb.com/public/b95ac5124a4a0286c125777000265598/1VBX100001P0101%20sue%203000%20en%20presentation.pdf>).
6. Латипов С.Т. Накопители электроэнергии как средство предотвращения нарушений электроснабжения // Молодой ученый. 2017. №16(150). С.187-189. Доступно по URL: <https://moluch.ru/archive/150/42462/>. Ссылка активна на: 06.10.2020.
7. Gomez J.C., Morcos M.M. A simple methodology for estimating the effect of voltage sags produced by induction motor starting cycles on sensitive equipment // Conf. Rec. IAS Annu. Meet. IEEE Ind. Appl. Soc. 2001. V. 2. pp. 1196–1199.
8. Золотов И.И., Шевцов А.А. Влияние потребителей электроэнергии на форму питающего напряжения автономных систем электроснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21 № 1-2. С. 131-140.

9. Зацепина В.И., Зацепин Е.П., Шачнев О.Я. Моделирование провалов напряжения в системах электроснабжения металлургических производств // Вестник Тамбовского государственного технического университета. 2017. Т. 23. №2. С. 247-251.
10. Секретарев Ю.А., Меняйкин Д.А. Особенности расчетов последствий отказов электроснабжения в распределительных сетях с монопотребителем электрической энергии // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. №2. С. 43-50.
11. Федотов А.И., Бахтеев К.Р. Влияние форсировки возбуждения синхронных машин на уровень остаточного напряжения при кратковременных нарушениях электроснабжения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2016 № 7-8. С. 64-71;
12. Liao H., Milanovic J., Rodrigues M., et al. Voltage Sag Estimation in Sparsely Monitored Power Systems Based on Deep Learning and System Area Mapping // IEEE Transactions on Power Delivery, 1-1.2018.
13. Ленёв С.Н., Охлопков А.В., Гужавина В.В., и др. Универсальное устройство компенсации провалов и прерываний напряжения для обеспечения надёжной работы электроприёмников ПАО «Мосэнерго» // Электрические станции. 2020. № 11. С. 14-24.
14. Бурков А.Ф., Юрин В.Н., Аветисян В.Р. Исследование возможностей повышения энергоэффективности асинхронных двигателей Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. № 20(9-10). С.92-100.
15. Нос О.В. Построение алгоритмов синхронизации трехфазных напряжений автономного инвертора и сети // Автометрия. 2017. Т. 53. № 4. С. 66–73.

Авторы публикации

Червоненко Андрей Павлович – аспирант, Новосибирский государственный технический университет, Россия, Новосибирск. Email: andrey-guitar@bk.ru.

Котин Денис Алексеевич – канд. техн. наук, заведующий кафедрой электропривода и автоматизации промышленных установок, Новосибирский государственный технический университет, Россия, Новосибирск. Email: d.kotin@corp.nstu.ru.

Рожко Анастасия Владимировна - ассистент кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок, Новосибирский государственный технический университет, Россия, Новосибирск. Email: rozhko@corp.nstu.ru.

References

1. Power quality. *The overlooked productivity variable* [Elektronnyi resurs]. (https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/br/power-br011_en-p.pdf).
2. De Santis M, Noce C, Varilone P, et al. Analysis of the origin of measured voltage sags in interconnected networks. *Electric Power Systems Research*. 2018;154:391–400.
3. BONPET. *Avtomaticheskii vvod rezerva (AVR): naznachenie, ustroystvo, skhemy* [Elektronnyi resurs] / BONPET. Rezhim dostupa: <https://chint-electric.ru/automatic-transfer-switch> Zagl. s ekrana (data obrashcheniya: 05.06.2021).
4. SZEMO. *Bystrodeystvuyushchii avtomaticheskii vvod rezerva (BAVR)* [Elektronnyi resurs] / SZEMO. Rezhim dostupa: <https://www.szemo.ru/inzhiniring/elektrosnabzhenie/prosadki-iperenapryazheniya/bystrodeystvuyushchiy-avtomaticheskii-vvod-rezerva-bavr/> Zagl. s ekrana (data obrashcheniya: 18.04.2021).
5. ABB *High speed transfer device and system SUE 3000* [Elektronnyi resurs]. (<https://library.e.abb.com/public/b95ac5124a4a0286c125777000265598/1VBX100001P0101%20sue%203000%20hsts%20en%20presentation.pdf>);
6. Latipov ST. Nakopiteli elektroenergii kak sredstvo predotvrashcheniya narushenii elektrosnabzheniya. *Molodoi uchenyi*. 2017;16(150):187-189.
7. Gomez JC, Morcos MM. *A simple methodology for estimating the effect of volt-age sags produced by induction motor starting cycles on sensitive equipment*. Conf. Rec. IAS Annu. Meet. IEEE Ind. Appl. Soc. 2001;2:1196–1199.
8. Zolotov II, Shevtsov AA. *Vliyanie potrebitelei elektroenergii na formu pitayushchego napryazheniya avtonomnykh sistem elektrosnabzheniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI*. 2019;2:1-2:131-140.
9. Zatsepina VI, Zatsepin EP, Shachnev OYa. *Modelirovanie provalov napryazheniya v sistemakh elektrosnabzheniya metallurgicheskikh proizvodstv. Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2017;23(2):247-251.

10. Sekretarev YuA, Menyaikin DA. *Osobennosti raschetov posledstviy otkazov elektrosnabzheniya v raspredelitel'nykh setyakh s monopotrebitелем электрической энергии. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI. 2020;22(2):43-50.*

11. Fedotov AI, Bakhteev KR. *Vliyanie forsirovki возбуждения синхронных машин на уровень остаточного напряжения при кратковременных нарушениях электроснабжения. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI. 2016;7-8:64-71.*

12. Liao H, Milanovic J, Rodrigues M, et al. *Voltage Sag Estimation in Sparsely Monitored Power Systems Based on Deep Learning and System Area Mapping. IEEE Transactions on Power Delivery, 1–1.2018.*

13. Lenev SN, Okhlopov AV, Guzhavina VV, et al. *Universal'noe ustroystvo kompensatsii provalov i preryvaniy napryazheniya dlya obespecheniya nadezhnoi raboty электроприемников PAO «Mosenergo». Elektricheskie stantsii. 2020;11:14-24.*

14. Burkov AF, Yurin VN, Avetisyan VR. *Issledovanie vozmozhnostei povysheniya energoeffektivnosti asinkhronnykh dvigatelei Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. PROBLEMY ENERGETIKI. 2018;20(9-10):92-100;*

15. Nos OV. *Postroenie algoritmov sinkhronizatsii trekhfaznykh napryazhenii avtonomnogo invertora i seti. Avtometriya. 2017;53(4):66–73.*

Authors of the publication

Andrey P. Chervonenko – Novosibirsk State Technical University, Russia, Novosibirsk. Email: andrey-guitar@bk.ru.

Denis A. Kotin – Novosibirsk State Technical University, Russia, Novosibirsk. Email: d.kotin@corp.nstu.ru.

Rozhko V. Anastasia – Novosibirsk State Technical University, Russia, Novosibirsk. Email: rozhko@corp.nstu.ru.

Получено 25.10.2021г.

Отредактировано 29.10.2021г.

Принято 29.10.2021г.



КОЛЕБАНИЯ МОЩНОСТИ В ЕДИНЫХ СУДОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С ГРЕБНЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ

Савенко А.Е., Савенко П.С.

Керченский государственный морской технологический университет,
г. Керчь, Республика Крым, Россия
Savenko-70@mail.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть применение гребных электрических установок в составе судовых электротехнических комплексов с единой электроэнергетической системой. Выделить винторулевые колонки как особый вид электродвижения морских судов в северных широтах. Исследовать единые электроэнергетические системы с гребной электрической установкой на предмет существования в них колебаний мощности. Предложить методы и средства для устранения колебаний мощности в таких системах. *МЕТОДЫ.* Для проведения исследований рассмотрена единая электроэнергетическая система с электрическими винторулевыми колонками единственного в мире асимметричного ледокола «Балтика». Детально проанализированы все основные элементы такой системы. Проведены экспериментальные исследования, направленные на изучение режимов работы единой электроэнергетической системы. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* Получены экспериментальные осциллограммы токов параллельно работающих дизель-генераторных агрегатов в различных режимах. Отмечено существование обменных и синфазных колебаний мощности при работе единой электроэнергетической системы ледокола «Балтика». Приведены данные об отрицательном влиянии колебаний мощности на работу электротехнического комплекса ледокола. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Использование морских судов ледового класса является крайне важной задачей для Российской Федерации. Установка блоков, устраняющих обменные и синфазные колебания мощности, позволит повысить надежность и эффективность использования морских судов с электрическими винторулевыми колонками при обслуживании добычи углеводородов на арктическом шельфе.

Ключевые слова: обменные колебания мощности; параллельная работа; судовой электротехнический комплекс; генераторный агрегат; гребная электрическая установка; азимутальная винторулевая колонка.

Для цитирования: Савенко А.Е, Савенко П.С. Колебания мощности в единых судовых электроэнергетических системах с гребными электрическими установками // ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 172-183. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-172-183.

POWER OSCILLATIONS IN SHIPBOARD POWER SYSTEMS WITH PROPULSION POWER PLANTS

AE. Savenko, PS. Savenko

Kerch State Maritime Technological University, Kerch, Republic of Crimea, Russia
Savenko-70@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Consider the use of propeller electric installations as part of ship electrical complexes with a single electric power system. Highlight the rudder drives as a special type of electric propulsion of ships in northern latitudes. Investigate unified electric power systems with a propeller electric installation for the existence of power exchange oscillations in them. Propose methods and means for eliminating power oscillations in such systems. *METHODS.* To carry out the research, a single electric power system with electric rudder propellers of the world's only asymmetric icebreaker Baltika was considered. All the main elements of such system have been analyzed in detail. Experimental studies were carried out aimed at studying the operating modes of a unified electric power system. *RESULTS.* Experimental oscillograms of currents of parallel operating diesel-generator sets in different modes have been obtained. The existence of exchange and in-phase power oscillations during

the operation of the unified electric power system of the icebreaker "Baltika" is noted. The data on the negative influence of power oscillations on the operation of the electrical complex of the icebreaker are presented. **CONCLUSION.** The use of ice-class sea vessels is an extremely important task for the Russian Federation. The installation of blocks that eliminate exchange and in-phase power oscillations will improve the reliability and efficiency of the use of marine vessels with electric rudder propellers when servicing hydrocarbon production on the Arctic shelf.

Keywords: power exchange oscillations; parallel operation; ship electric power system; generating set; marine propulsion system; azimuth rudder.

For citation: Savenko AE, Savenkov PS. Research of current distribution by phases in asynchronous electric motor with a combined winding. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021; 23(5): 172-183. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-172-183.

Введение

Гребные электрические установки применяются на транспортных, пассажирских, рыболовных, спасательных, ледокольных и других судах различного водоизмещения. Такое широкое применения электродвижения на морском флоте обусловлено преимуществами судов с гребными электрическими установками – хорошие маневренные качества; возможность работы в тяжелых условиях плавания, обеспечиваемая большой перегрузочной способностью электрических машин; экономия внутреннего объема судна; высокая живучесть; возможность работы с неполным числом первичных агрегатов; возможность использования главных генераторов для питания других потребителей [1-5].

Гребные электрические установки имеют в своем составе первичный двигатель (дизель или турбину), который приводит в действие генераторные агрегаты, питающие электрической энергией гребные двигатели. Гребные двигатели механически соединены с гребными винтами, которые сообщают движение судну. Таким образом, применение электрических двигателей для обеспечения движения судна требует выработки большого количества электрической энергии судовой электростанцией. В настоящее время на большинстве судов для этого используются дизель-электрические агрегаты переменного тока в режиме параллельной работы [6, 7]. При этом предпочтительным является использование единой судовой электроэнергетической системы (ЕСЭЭС), когда все судовые потребители, включая гребные электродвигатели, получают питание от одних и тех же шин главного распределительного щита. Изменение скорости и направления движения судна достигается за счет применения винтов регулируемого шага и преобразования параметров электроэнергии для питания гребных электродвигателей [8-10]. В случае использования гребных электродвигателей переменного тока применяются преобразователи частоты, а при использовании двигателей постоянного тока устанавливаются управляемые выпрямители напряжения. Нужно отметить, что после появления мощных цифровых преобразователей частоты, на вновь строящихся судах, в основном, для электродвижения устанавливаются двигатели переменного тока. При этом, наиболее передовым, является применение электродвижения с использованием винторулевых колонок *Azipod (Azimuthing Podded Drive)*.



Рис.1. Асимметричный ледокол «Балтика»

Fig.1. Asymmetric icebreaker «Baltika»

Примером современного судна с единой электроэнергетической системой и винторулевыми колонками с электродвижением является единственный в мире асимметричный ледокол «Балтика» проекта P-70202 (рисунок 1). Многофункциональное спасательное судно было построено в 2014 году на финской верфи *Arctech Helsinki Shipyard* совместно с калининградским заводом "Янтарь" по проекту финского бюро *Aker Arctic*. Треугольное судно способно прорубать канал во льду толщиной 1 м, двигаясь любой своей стороной, шириной вдвое больше обычного. Ледокол «Балтика» имеет следующие габариты: длина - 72,6 м, ширина – 20,5 м, высота борта – 9,0 м, осадка – 7,0 м, водоизмещение - 5,7 тыс. тонн, максимальная скорость хода – 15,4 узла. Экипаж судна составляет 42 человека. В состав единой электроэнергетической установки "Балтики" в качестве источников электроэнергии входят три главных дизель-генератора *Warstila 9L26* мощностью 3060 кВт каждый. Движение судна в любом направлении обеспечивают три винторулевые колонки *Azipod SP60* производства компании *Steerprop* мощностью по 2500 кВт каждая (две в кормовой и одна в носовой части ледокола).

Материалы и методы

На борту ледокола «Балтика» установлены три главных генератора *DG 1, DG 2, DG 3* с приводом от дизельного двигателя, которые питают сеть 690 В переменного тока (рис. 2). К сети можно подключить любое количество генераторов. Главный распределительный щит 690 В переменного тока *PS 1* разделен на две секции. Эти секции связаны вместе с помощью автоматического выключателя 06, который замыкается при нормальной работе. По соображениям избирательности сети и безопасности рекомендуется иметь как минимум два генератора в работе во время плавания.

Основные генераторы *DG 1, DG 2, DG 3* должны соответствовать следующим требованиям:

- максимальная полная мощность 3 300 кВА при коэффициенте мощности 0,90;
- $0,16 \text{ о.е.} \leq \text{субпереходное реактивное сопротивление } X_d''(S) \leq 0,17 \text{ о.е.}$
- иметь возможность работать в 6-пульсной сети, где $\text{THDu} \geq 10\%$

Из-за высоких токов короткого замыкания в системе необходимо согласовать конструкцию кабелей 690 В. Ледокол имеет три валопровода с электроприводом. Каждый электропривод состоит из асинхронного пропульсивного двигателя *PM1, PM 2, PM 3* мощностью 2 500 кВт, преобразователя частоты маршевого типа *FC 1, FC 2, FC 3*, системы управления движением *PCS*.

Фильтры гармоник *HF 1, HF 2* (рис. 2) используются для ограничения общих гармонических искажений, вызываемых силовыми приводами. Всего имеется два пассивных фильтра, и они должны быть подключены к распределительной сети 400 В переменного тока. Фильтры рассчитаны на ограничение искажения напряжения в распределительной сети до максимум 10%. Все оборудование, подключенное к главному распределительному щиту 690 В переменного тока, должно выдерживать преобладающие гармоники в главном распределительном щите.

Главные генераторы *DG 1, DG 2, DG 3* (табл. 1) предназначены для морской эксплуатации и приводятся в действие дизельным двигателем. Поддерживается непрерывная параллельная работа нескольких генераторов. Рама статора представляет собой жесткую сварную стальную конструкцию. Сердечник статора изготовлен из тонких листов электротехнической листовой стали, изолированных с обеих сторон термостойкими неорганическими смолами. Радиальные каналы охлаждения в сердечнике статора обеспечивают равномерное и эффективное охлаждение статора. Ротор состоит из вала и звездообразной многослойной полюсной конструкции, возбудителя и вентилятора. Вал выточен из стальной поковки или круглого стального прутка. Опорная конструкция изготовлена из листовой стали и устанавливается на вал с горячей термоусадкой. Пластины полюсов прижимаются друг к другу стальными стержнями, приваренными к торцевым пластинам. Ротор возбудителя и вентилятор устанавливаются на термоусадочную пленку. Все обмотки полностью пропитаны в вакууме высококачественной полиэфир-имидной смолой. Обмотки снабжены очень прочным креплением, которое выдерживает все ожидаемые механические и электрические удары и вибрации, а также химические вещества. Согласно *IM1101* машина имеет 2 подшипника.

Каждый генератор имеет бесщеточное возбуждение и снабжен следующими принадлежностями: шесть датчиков *pt100* для обмотки статора, два датчика *pt100* для холодного охлаждающего воздуха, два датчика *pt100* для теплого охлаждающего

воздуха, два датчика pt100 для подшипников скольжения, система автоматического регулятора напряжения (APH) Basler DECS100 (отдельный настенный шкаф), устройство водяного охлаждения, два детектора утечки для водоохладителя, нагреватель против конденсации, трансформаторы тока для управления и защиты.

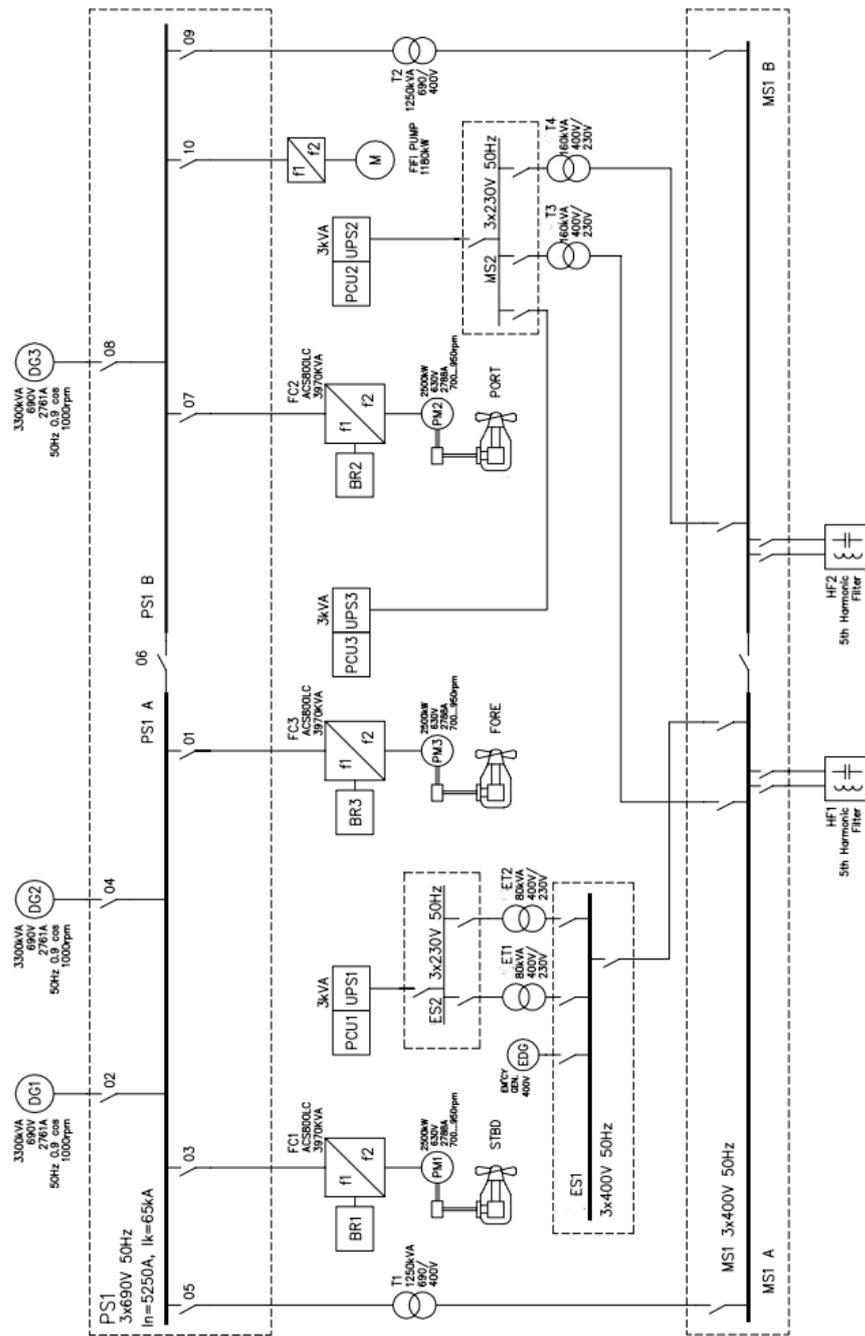


Рис.2. Однолинейная схема единой электроэнергетической системы ледокола «Балтика» Fig.2. One-line diagram of the unified electric power system of the icebreaker "Baltika"

Таблица 1

Данные главных генераторов

Тип	AMG 0630MP06 LSA
Количество	3 ед
Направление вращения	Однонаправленный
Номинальная выходная мощность / режим работы	3300 kVA / S1

Коэффициент мощности	0,9
Мощность	2970 кВт
Частота	50 Гц
Напряжение	690 В переменного тока
Ток	2761 А
Скорость	1000 об/мин
КПД (синусоидальный, нагрузка 100%)	97,15% при коэффициенте мощности 0,90
Субпереходное реактивное сопротивление x''_d (сб.)	16,4 %
Метод охлаждения	IC8A1W7
Подача охлаждающей воды на теплообменник.	16 м ³ / час из LT-воды
Повышение температуры охлаждающей жидкости	5 К
Рассеивание тепла в воздухе	5кВт
Рассеивание тепла в охлаждающей жидкости	83 кВт
Количество подшипников	2
Тип подшипников	Стандартные подшипники скольжения; <i>NDE</i> , самосмазка <i>VG46</i> . <i>DE</i> , заливная смазка с собственным насосным агрегатом.
Класс изоляции	<i>H</i>
Повышение температуры статора / ротора	<i>F</i>
монтаж (согласно IEC 60034-7)	<i>IM1101</i>
Корпус (согласно IEC 60034-5)	<i>IP44</i>
Тестирование на одобрение класса	
- стандартное тестирование	Все машины в соответствии с <i>IEC 60034</i> и заводские стандартный протокол испытаний
- типовые испытания	На одну машину по заводскому стандарту протокол испытаний
Длина	3 156 мм
Ширина	1760 мм (без маслоохладителя)
Высота	2 450 мм
Вес	11 400 кг

Отдельный настенный шкаф АРН предусматривает автоматический контроль напряжения на клеммах. Статическая точность напряжения генератора не менее $\pm 1,5\%$ при всех симметричных нагрузках от холостого хода до номинальной. Уровень напряжения может быть установлен плавно в пределах $\pm 10\%$ от номинального значения. Напряжение постоянно между 95-105% скорости. При скорости ниже 95% напряжение пропорционально частоте. Время восстановления напряжения 0,5 с $\pm 3\%$, $\pm 1,5\%$ 1 с при резком увеличении номинальной нагрузки. У каждого генератора есть собственная ячейка контроллера.

Преобразователи частоты силовой установки ACS800 с жидкостным охлаждением *FC 1*, *FC 2*, *FC 3* (табл. 2) отличается прочной конструкцией для приводов с высокой мощностью.

Таблица 2

Данные преобразователей частоты

Тип	Инвертор источника напряжения с водяным охлаждением, с постоянным током промежуточного контура ACS800-07LC-3970-7
Количество	3
Число импульсов выпрямителя питания	6
Номинальная мощность	3970 kVA
Напряжение питания	690 В переменного тока
Выходное напряжение	630 В переменного тока
Номинальный ток	3324 А

Коэффициент мощности	0,95
КПД при номинальной мощности	> 98 %
Резервирование контроллера привода	Один на конвертер
Резервирование контроллера силовой установки	Один на вал
Метод управления двигателем	Прямое управление крутящим моментом
Двигатель	Асинхронный двигатель, 2500 кВт
Мощность торможения, максимальная	300 кВт в цикле 10 с / 60 с
Тормозная способность	5 400 кДж
Метод охлаждения привода	Закрытое внутреннее водяное охлаждение, водяной теплообменник
Расход охлаждающей воды	131 л / мин
Тепловые потери в воду	66 кВт
Тепловые потери в воздух	6 кВт
Вложение	IP42

Компактный размер с полностью закрытым шкафом оптимизирован для суровых условий окружающей среды. Жидкостное охлаждение снижает потребность в установке мощного воздушного охлаждения с фильтром и делает преобразователь компактным и бесшумным. Тормозные резисторы не рассчитаны на полную аварийную остановку. Они рассчитаны только для изменения направления вращения маршевого двигателя с малых скоростей.

Фильтры гармоник *HF 1*, *HF 2* (таблица 3) используются для уменьшения гармонических искажений в электрической сети судна. Основными компонентами фильтра гармоник являются конденсаторные блоки, реактор, контактор и тепловое реле. Один фильтр гармоник содержит две ветви фильтра, которые подключаются к сети в соответствии с необходимостью.

Система управления движением (*PCS*) действует как главный контроллер между входами/выходами процесса, человеком-оператором и системой привода, управляет полупроводниками преобразователя частоты.

Его основная задача - преобразовать команду рычага оператора в подходящее задание крутящего момента, чтобы преобразованный в фактический крутящий момент в преобразователе частоты сигнал мог дать двигателю тягу, пропорциональную команде рычага.

Таблица 3

Данные фильтров гармоник

Тип	Фильтр 5-й гармоники, 2 ветви
Количество	2
Количество необходимых расходных материалов на фильтр	2 x 630 А
Номинальное напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Частота настройки	245 Гц
Номинальная реактивная мощность	175 кВАр
Исполнение	IP23

Вторая важная задача системы управления двигательной установкой - защита компонентов системы от ненормальных происшествий, когда это возможно. Система постоянно контролирует соответствующие параметры установки, такие как температура компонентов, и ограничивает изменения мощности или даже снижает фактические мощности, когда считается, что это помогает защитить систему и обеспечить стабильность.

Третья задача системы управления двигательной установкой - информировать оператора о состоянии установки. Важные фактические значения, а также аварийные сигналы силовой установки отображаются на экранах оператора.

Система управления движением содержит три основных блока управления, по одному на каждый валопровод. Они функционально отделены друг от друга, чтобы обеспечить работу хотя бы одного валопровода при неисправности в одной части системы.

На рисунке 3 приведена схема, представляющая интерфейс человек-машина для

управления двигательной установкой, который работает в отдельной сети *Ethernet MMS*.

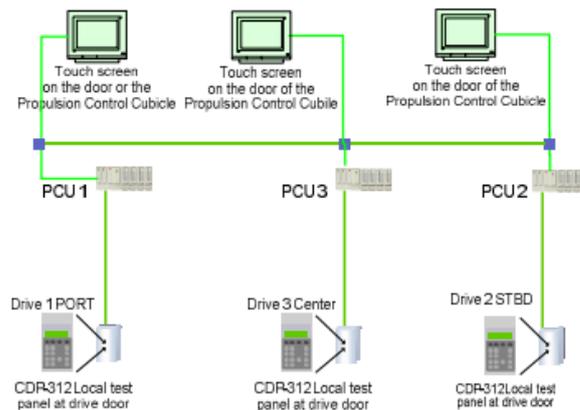


Рис.3. Схема системы управления движением *Fig.3. Diagram of the motion control system (PCS)* (PCS)

Пропульсивные двигатели *PM 1, PM 2, PM 3* (табл. 4) представляют собой трехфазные асинхронные двигатели с сепаратором, рассчитанные на экстремальные механические нагрузки. Они созданы для тяжелых условий эксплуатации и бесперебойной работы.

Таблица 4

Данные пропульсивных двигателей

Тип	AMI 560L6L
Количество	3
Направление вращения	Двунаправленное
Количество статорных систем	1
Номинальная мощность / режим работы	2500 кВт / S1 (длительно)
Диапазон скоростей полной мощности	700 950 об / мин
Номинальное напряжение	630 В
Частота	35,3 Гц
Номинальный ток	2749 А при 700 об / мин
Номинальный крутящий момент	34,114 кНм при 700 об / мин,
Повышенный крутящий момент, цикл	На 30% выше тягового усилия болларда, 20 секунд / 5 мин с охлаждающей водой 22 градуса
Коэффициент мощности при 100% нагрузке	0,86
КПД при полной синусоидальной нагрузке	96,4 %

Трансформаторы Т 1, Т 2 (таблица 5) изготовлены и испытаны в соответствии с ИЕС 60076-11 и применимыми правилами классификационного общества.

Таблица 5

Данные силовых трансформаторов

Тип	Сухой тип
Количество	2
Номинальная мощность	1250 кВА
Номинальное первичное напряжение	690 В при нагрузке
Номинальное вторичное напряжение	400 В при нагрузке
Частота	50 Гц
Сопротивление короткого замыкания от первичной обмотки к вторичному	Прибл. 6%
Потери холостого хода при 75 ° С	2,5 кВт
Потери нагрузки при 75 ° С	15 кВт
Исполнение	IP23

Результаты

Наиболее часто на ледоколе «Балтика» используется режим, когда параллельно работают два главных генератора и три электрические винторулевые колонки Aziprod

(рис. 4). Остальные судовые потребители значительно уступают по мощности гребным электродвигателям и они также включены в работу. Экспериментальные исследования, проведенные в таких режимах работы, выявили существование обменных (рис. 5) и синфазных (рис. 6) колебаний мощности [11]. Такие колебания отрицательно сказываются на работе всего электротехнического комплекса ледокола, так как ограничивают мощность используемых электроприводов, вызывают пульсации напряжений и токов, приводят к некорректной работе систем автоматики и повышенному износу регуляторов частоты вращения главных двигателей, а также могут являться причиной выпадения генератора из синхронизма в результате чего ледокол обесточится. В качестве защитной превентивной меры устройство главного распределительного щита позволяет рассоединить секции так, чтобы при работе двух генераторов, они раздельно износу регуляторов частоты вращения главных двигателей, а также могут явиться причиной выпадения генератора из синхронизма в результате чего ледокол обесточится. В качестве защитной превентивной меры устройство главного распределительного щита позволяет рассоединить секции так, чтобы при работе двух генераторов, они раздельно питали по одной (две) винторулевой колонке, то есть в этом случае исключается параллельная работа дизель-генераторных агрегатов. Однако, такой режим работы может рассматриваться как экстренный в сложных условиях, так как серьезно ограничивается использование по мощности пропульсивной установки ледокола, существенно снижается маневренность, увеличивается расход топлива. Преобразователи частоты позволяют осуществлять реверс гребных двигателей без разворота винторулевых колонок на 180 градусов, что является колоссальным преимуществом ледокола. Однако, такая уникальная возможность изменения направления движения требует отсутствия всяких колебаний мощности в судовой сети. Вышедшее из строя плечо инвертора позволяло использовать винторулевую колонку, но ее мощность снижалась почти на 20 процентов. Выход из строя двух и более плеч инверторов сделает использование винторулевой колонки еще менее эффективным или невозможным. Одной из причин выхода из строя элементов преобразователей частоты, которые управляют гребными двигателями винторулевых колонок, может являться существование обменных и синфазных колебаний мощности в электроэнергетической системе ледокола.

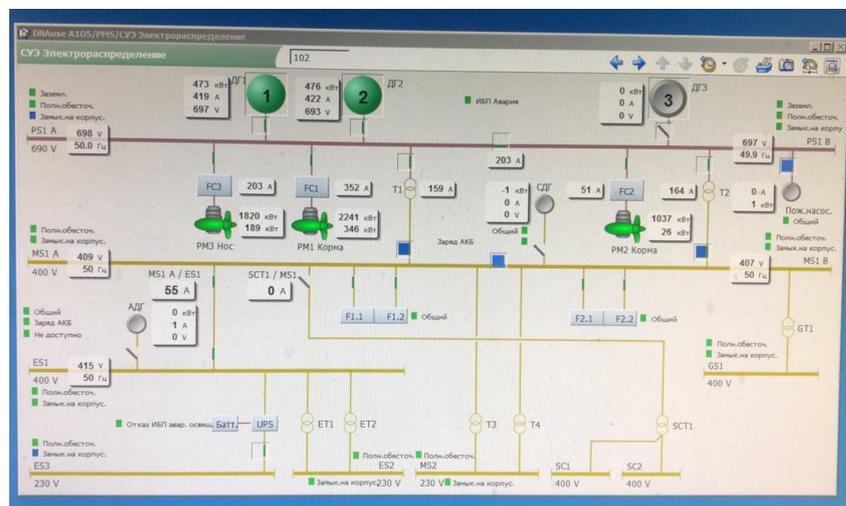


Рис. 4. Экран мониторинга работы ЕСЭЭС

Fig. 4. The ECES operation monitoring screen

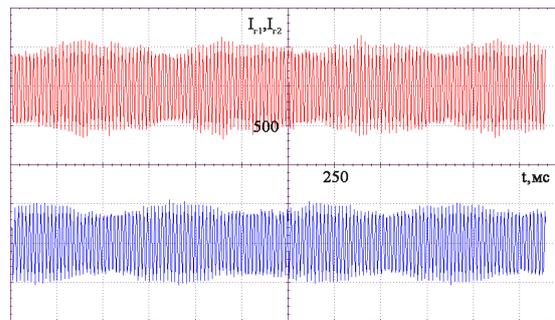


Рис. 5. Токи параллельно работающих генераторов в квазиустановившемся режиме *Fig. 5. Currents of parallel generators in quasi-steady-state mode*

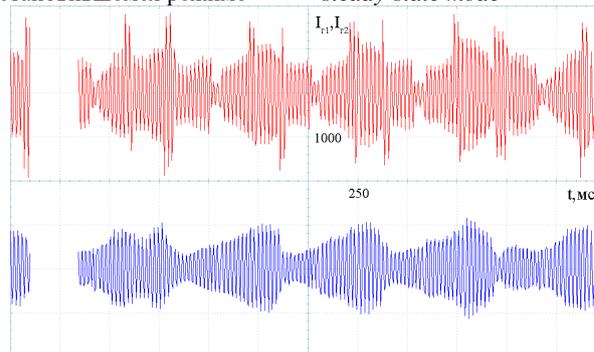


Рис. 6. Токи параллельно работающих генераторов при работающих гребных двигателях *Fig. 6. Currents of parallel generators with rowing engines running*

Проведенный тест на внезапное короткое замыкание также подтвердил существование колебаний мощности. Форма кривых тока главного статора при испытании на внезапное короткое замыкание показана на рисунке 7. При внезапном стабильном периоде короткого замыкания, действующие значения токов главных статоров составляют 10015А, 10653А, 10904А (номинальный ток 2761А). Действующее значение вспомогательного напряжения составляет 250 В, ток возбудителя - 6,27 А. Ток во время теста на внезапное короткое замыкание превышает $3I_n$ и длится 2 секунды.

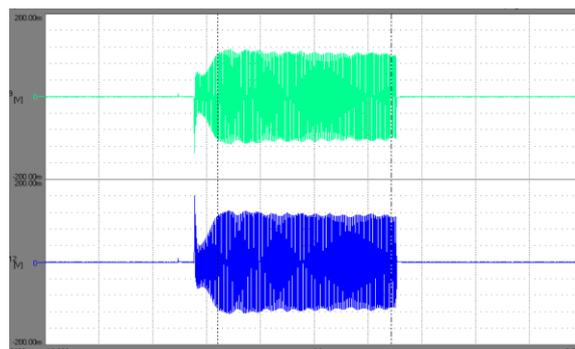


Рис. 7. Токи короткого замыкания генераторов *Fig. 7. Short-circuit currents of generators*

Обсуждение

Ледокол «Балтика» в настоящее время эксплуатируется Морспасслужбой РФ для обеспечения работы морской ледостойкой нефтедобывающей платформы «Приразломная» на шельфе Арктики. Это единственный действующий проект Российской Федерации по добыче углеводородов в сложных и суровых условиях арктических широт. Ледокол обеспечивает непрерывную работу платформы и подходящих танкеров ПАО «Совкомфлот» круглый год. Поэтому обеспечение качественной работы единой электроэнергетической системы ледокола «Балтика» имеет большое значение как с экономической стороны, так и с точки зрения обеспечения безопасности плавучих объектов и жизни экипажей этих судов. Установлено, что причиной возникновения обменных колебаний мощности являются зазоры люфтов в контурах управления частотой

вращения дизель генераторов. Причиной же синфазных колебаний мощности служит разница в настройках коэффициентов передачи и уставок регуляторов частоты параллельно работающих дизель-генераторных агрегатов. Существование зазоров люфтов, как и некоторые различия в настройках регуляторов частоты неизбежны и могут изменять свои значения в процессе эксплуатации. Результаты исследований позволили разработать методы и средства, которые позволяют устранить, либо уменьшить амплитуду колебаний мощности до безопасных значений [11-13]. Необходимо установить блок устранения обменных колебаний мощности, который контролирует превышение их амплитуды допустимого значения. В случае обнаружения такого превышения блок адаптивно уменьшает коэффициенты передачи регуляторов частоты генераторных агрегатов и увеличивает значение уставки частоты вращения для компенсации уменьшения частоты сети. В алгоритме работы блока предусмотрено поддержание равенства настроек регуляторов частоты после описанной их подстройки и адаптации, что позволяет ограничить, либо устранить также и синфазные колебания мощности при параллельной работе дизель-генераторных агрегатов ледокола [11-14]. Работоспособность и эффективность предложенных мер и средств подтверждено разработанной компьютерной программой.

Дальнейшие исследования показали, что на уменьшение амплитуды обменных колебаний оказывают влияние значения постоянных времени регуляторов частоты вращения [15]. Необходимо отметить, что эта зависимость имеет меньшие возможности и диапазоны, чем изменение коэффициентов передачи регуляторов частоты. Однако, первичную коррекцию целесообразно осуществлять регулировкой постоянных времени регуляторов частоты параллельно работающих генераторов, а в случае необходимости продолжения уменьшения амплитуды колебаний переходить к изменению коэффициентов передачи регуляторов частоты. Такой подход позволит сократить время переходных процессов при устранении колебаний мощности и повысить запас устойчивости единой электроэнергетической системы ледокола.

Заключение

Морской флот имеет решающую роль в освоении арктических территорий, добычи углеводородов и их транспортировки. В связи с преобладанием ледового покрова на водной поверхности суда и плавучие объекты, которые используются в северных широтах, являются ледокольными. Наилучшим способом обеспечения движения морских судов, их маневренности и одновременно ледокольных способностей является использование пропульсивных установок на основе электрических винторулевых колонок. Наиболее надежными и эффективными для таких судов зарекомендовали себя единые электроэнергетические системы, как, например, на ледоколе «Балтика». Очевидно, что обменные и синфазные колебания мощности, возникающие в таких электротехнических комплексах, снижают их надежность и эффективность. Поэтому, необходимо предусмотреть блок, изменяющий настройки регуляторов частоты вращения дизель-генераторов, для контроля и уменьшения колебаний мощности в судовых единых электроэнергетических системах с гребными электрическими установками.

Литература

1. Хватов О.С., Тарпанов И.А., Кузнецов П.В. Судовая электроэнергетическая система с обратимой валогенераторной установкой по схеме машины двойного питания и дизель-генератором переменной частоты вращения. Вестник Астраханского государственного технического университета, 2021. № 3. С. 93–100.
2. Dar'Enkov A.B., Samoyavchev I., Khvatov O.S., et al. Improving energy performance power station of ship with integrated electric propulsion. MATEC Web of Conferences. 2017.108.14002.
3. Sen'kov A.P., Dmitriev B.F., Kalmykov A.N., Tokarev L.N. Ship unified electric-power systems. Russian Electrical Engineering, 2017. 88(5). С. 253–258.
4. Губанов Ю.А., Калинин И.М., Корнев А.С., и др. Направления совершенствования судовых единых электроэнергетических систем. Морские интеллектуальные технологии. 2019. №1-1(43). С. 103–109.
5. Zhu, Sipeng; Ma, Zetai ; Zhang, Kun ; Deng, Kangyao. Energy and exergy analysis of the combined cycle power plant recovering waste heat from the marine two-stroke engine under design and off-design conditions. Energy, 2020. Т. 210.
6. Грачева Е.И., Ильясов И.И., Алимова А.Н. Сравнительный анализ и исследование методов расчета потерь электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т.20 № 3-4. С. 62–71.

7. Ившин И.В., Низамиев М.Ф., Владимиров О.В., Ваньков Ю.В. Измерительно-диагностический комплекс для диагностики энергетических установок. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2014. № 3-4. С. 109-114.

8. Zhu, Sipeng; Zhang, Kun; Deng, Kangyao. A review of waste heat recovery from the marine engine with highly efficient bottoming power cycles. Renewable & sustainable energy reviews. 2020, T. 120.

9. Geertsma R.D. Visser K., Negenborn R.R. Adaptive pitch control for ships with diesel mechanical and hybrid propulsion. Applied energy. 2018. T. 228. С. 2490-2509

10. Mondejar M.E.; Andreasen, J.G.; Pierobon, L., et al. A review of the use of organic Rankine cycle power systems for maritime applications. Renewable & sustainable energy reviews. 2018. T. 97. С. 126-151.

11. Савенко А.Е., Голубев А.Н. Обменные колебания мощности в судовых электротехнических комплексах. Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. Иваново. 2016. 172 с.

12. Савенко А.Е., Савенко П.С. Влияние люфта на амплитуду обменных колебаний мощности в автономных электротехнических комплексах. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. № 5-6. С. 46-54.

13. Savenko A.E., Savenko P.S. Analysis of Power Oscillations Parameters in Autonomous Electrical Complexes Using the Method of Customization Charts Designing. Proceedings – 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2020, Proc. 2020 Int. Ural Conf. on Electrical Power Engineering. С. 400–405.

14. Алейников А.В., Голубев А.Н., Мартынов В.А. Разработка уточненной математической модели синхронного двигателя с постоянными магнитами для расчетов в реальном времени // Вестник ИГЭУ. 2017. №. 5. С. 37-43.

15. Савенко А.Е., Савенко П.С. Влияние постоянных времени регуляторов частоты на амплитуду обменных колебаний мощности в автономных дизельных электростанциях. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. Казань, 2020. № 1. С. 136–144.

Авторы публикации

Савенко Александр Евгеньевич – канд. техн. наук, доцент кафедры Электрооборудования судов и автоматизации производства, Керченский государственный морской технологический университет. Email: Savenko-70@mail.ru.

Савенко Павел Станиславович – курсант морского факультета Керченского государственного морского технологического университета.

References

1. Khvatov OS, Tarpanov IA, Kuznecov PV. Ship power plant with reversible shaft generator unit operating by dual-power machine scheme and variable speed diesel generator. *Vestnik Astrahanskogo gosudarstvennogo tehnikeskogo universitet*. 2021;3:93–100.

2. Dar'Enkov AB, Samoyavchev I, Khvatov OS, et al. *Improving energy performance power station of ship with integrated electric propulsion*. MATEC Web of Conferences, 2017, 108, 14002.

3. Sen'kov AP, Dmitriev BF, Kalmykov AN, et al. Ship unified electric-power systems. *Russian Electrical Engineering*. 2017;88(5):253–258.

4. Gubanov YA, Kalinin IM, Kornev AS, et al. Directions of improvement for ship unified power systems. *Marine Intelligent Technology*. 2019;1-1(43):103–109.

5. Zhu, Sipeng Ma, Zetai Zhang, et al. Energy and exergy analysis of the combined cycle power plant recovering waste heat from the marine two-stroke engine under design and off-design conditions. *Energy*. 2020, Book: 210, 118558. doi: 10.1016/j.energy.2020.118558.

6. Gracheva EI, Il'jasov I, Alimova AN. The comparative analysis and research of methods of calculation of losses of the electric power in the systems of electrical power supply of the industrial enterprises. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(3-4):62-71.

7. Ivshin IV, Nizamiev MF, Vladimirov OV. Measuring-diagnostic complex for the diagnosis of power plants. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2014;3-4:109-114.

8. Zhu, Sipeng Zhang, Kun Deng, Kangyao. A review of waste heat recovery from the marine engine with highly efficient bottoming power cycles. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2020, Book: 120,109611, doi: 10.1016/j.rser.2019.109611.

9. Geertsma RD, Visser K, Negenborn RR. Adaptive pitch control for ships with diesel mechanical and hybrid propulsion. *Applied energy*. 2018;228:2490-2509. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.080

10. Mondejar ME, Andreasen JG, Pierobon L, et al. A review of the use of organic Rankine cycle power systems for maritime applications. *Renewable & sustainable energy reviews*. 2018;91:126-151. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.074.

11. Savenko AE, Golubev A.N. Exchange power fluctuations in ship electrotechnical complexes. *Ivanovskiy gosudarstvennyy energeticheskiy universitet imeni V.I. Lenina*. Ivanovo, 2016. 172 p.

12. Savenko AE, Savenko PS. Influence of backlash on amplitude of exchange power fluctuations in autonomous electric power equipment. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(5-6):46-54.

13. Savenko AE, Savenko PS. *Analysis of Power Oscillations Parameters in Autonomous Electrical Complexes Using the Method of Customization Charts Designing. Proceedings*. 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2020, Proc. 2020 Int. Ural Conf. on Electrical Power Engineering, pp. 400–405.

14. Aleynikov AV, Golubev AN, Martynov VA. Development of a mathematical model of synchronous permanent magnet motor for real-time calculations. *Vestnik IGEU*. 2017;5:37-43.

15. Savenko AE, Savenko PS. Influence of time constants of frequency regulators on the amplitude of power exchange fluctuations in autonomous diesel power plants. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020;22(1):136-144.

Authors of the publication

Alexandr E. Savenko – Kerch State Maritime Technological University. Email:Savenko70@mail.ru.

Pavel S. Savenko – Kerch State Maritime Technological University.

Получено 24.10.2021г.

Отредактировано 31.10.2021г.

Принято 31.10.2021г.



**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИЗОЛИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМИ УСТАНОВКАМИ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ, НАКОПИТЕЛЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И
ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ**

Булатов¹ Ю.Н., Крюков^{2,3} А.В., Суслов² К.В.

¹Братский государственный университет, г. Братск, Россия

²Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия

³Иркутский государственный университет путей сообщения,
г. Иркутск, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, bulatovyura@yandex.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой. Определение влияния предлагаемого прогностического регулятора установки распределенной генерации на параметры регулирования и показатели качества процесса управления при различных режимах работы изолированной системы электроснабжения. *МЕТОДЫ.* Исследования проводились на компьютерной модели изолированной системы электроснабжения с турбогенераторной установкой, ветрогенератором и накопителем электроэнергии большой мощности, для которых использовались нечеткая система управления и прогностический регулятор. Моделирование выполнялось в системе MATLAB с применением пакетов Simulink и SimPowerSystems. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье приведено описание компьютерной модели изолированной системы электроснабжения, а также структурная схема предлагаемого автопрогностического регулятора скорости. Результаты моделирования показали, что совместное применение накопителя электроэнергии и автопрогностического регулятора скорости ротора генератора позволяет обеспечить устойчивость и живучесть изолированной системы электроснабжения, повышая ее демпферные свойства. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки позволило обеспечить стабильную работу ветроэлектростанции во всех рассмотренных режимах. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Автопрогностический регулятор скорости, не требующий специальной настройки, и накопитель электроэнергии обеспечивают высокие показатели качества управления в нормальных и аварийных режимах. Целесообразно проведение дальнейших исследований по согласованию действий системы управления накопителя электроэнергии и автопрогностического регулятора скорости.

Ключевые слова: *изолированные системы электроснабжения; установки распределенной генерации; накопители электроэнергии; прогностические регуляторы; моделирование.*

Благодарности: *Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FZZS-2020-0039).*

Для цитирования: Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 184-194. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-184-194.

THE STUDY OF THE ISOLATED POWER SUPPLY SYSTEM OPERATION WITH CONTROLLED DISTRIBUTED GENERATION PLANTS, ENERGY STORAGE UNITS AND DRIVE LOAD

YuN. Bulatov¹, AV. Kryukov^{2,3}, KV. Suslov³

¹ Bratsk State University, Bratsk, Russia

² Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

³ Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, bulatovyura@yandex.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Investigation of the operating modes of an isolated power supply system with controlled distributed generation plants, energy storage units and a drive load. Determination of the influence of the proposed prognostic controller of a distributed generation plant on the control parameters and quality indicators of the control process under various operating modes of an isolated power supply system. *METHODS.* The studies were carried out on a computer model of an isolated power supply system of an industrial enterprise with a turbine generator plant, a wind generator plant and a high-power electric storage unit, for which a fuzzy control system and a prognostic controller were used. The simulation was performed in MATLAB using Simulink and SimPowerSystems packages. *RESULTS.* The article describes a computer model of an isolated power supply system, as well as a structural diagram of the proposed auto-prognostic speed controller. The simulation results showed that the combined use of an energy storage unit and an auto-prognostic generator rotor speed controller makes it possible to ensure the stability and survivability of an isolated power supply system, increasing its damping properties. The use of a fuzzy control system of a wind-generating plant made it possible to ensure its stable operation in all considered modes. *CONCLUSION.* The auto-prognostic speed controller, which does not require special settings, and the energy storage unit provide high quality control indicators in normal and emergency modes. It is advisable to conduct further studies to coordinate the actions of the control system of the electric energy storage unit and the auto-prognostic speed controller of the distributed generation plant.

Keywords: *isolated power supply systems; distributed generation plants; energy storage units; prognostic controllers; modeling.*

Acknowledgments: *The research was carried out with financial support from a grant from the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of Russian Federation (project No. FZZS-2020-0039).*

For citation: Bulatov YuN, Kryukov AV, Suslov KV. The study of the isolated power supply system operation with controlled distributed generation plants, energy storage units and drive load. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):184-194. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-184-194.

Введение

Достаточно большая доля систем электроснабжения работают изолированно, т. е. без связи с электроэнергетической системой (ЭЭС) большой мощности. Для развития изолированных систем электроснабжения (ИСЭС) и повышения их надежности могут использоваться накопители электроэнергии (НЭ) [1], позволяющие также снизить расход топлива электроустановок [2], а при их оптимальном размещении – сгладить график нагрузки [3]. Основу ИСЭС составляют установки распределённой генерации (РГ), используемые также при планировании расширения энергосистемы [4] и повышающие ее живучесть [5], в том числе работающие на возобновляемых источниках энергии [6, 7]. При эксплуатации установок РГ в ИСЭС необходимо учитывать ограничения по максимальной нагрузке потребителей, ее характер, а также влияние на генерирующие установки динамики изменения режимов работы ИСЭС. Сгладить и ограничить возможные при этом колебания и отклонения регулируемых параметров возможно путем использования НЭ и

Для стабилизации параметров генератора ТГУ применялись автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и скорости (АРС). Структурные схемы и описание используемых моделей АРВ и АРС представлены в работах [15, 16].

Схема используемой Simulink-модели автопрогностического АРС представлена на рис. 2, в которой постоянная времени прогнозирующего звена определялась автоматически в зависимости от угла нагрузки синхронного генератора δ (блок *Forecast time* на рис. 2).

Применение НЭ на основе аккумуляторных батарей большой емкости является перспективным направлением для ИСЭС. При моделировании использовалась модель литий-ионной аккумуляторной батареи, представленной блоком *Battery* в пакете *SimPowerSystems* системы *MATLAB*.

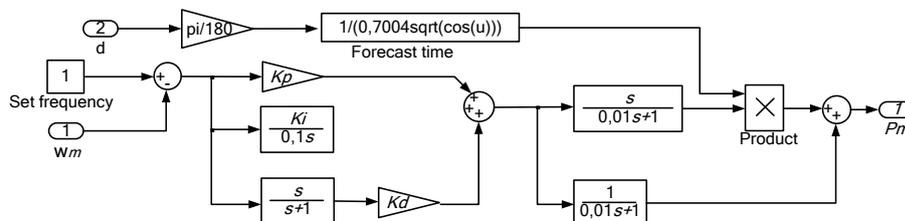


Рис. 2. Структурная схема Simulink-модели автопрогностического АРС: ω_m – текущее значение скорости вращения ротора; Set frequency – уставка по частоте; K_p , K_i , K_d – коэффициенты настройки АРС; P_m – сигнал управления механической мощностью турбины, определяющий открытие регулирующего органа μ

Fig.2. Structural diagram of the Simulink-model of the auto-predictive ASR: ω_m – the current value of the rotor speed; Set frequency – frequency setting; K_p , K_i , K_d – ASR tuning factors; P_m – signal for controlling the mechanical power of the turbine, which determines the opening of the regulating body μ

Описание модели ВГУ с нечеткой системой управления углом поворота лопастей приведено в работе [14]. У ВГУ моделировалась отдельная аккумуляторная батарея, подключаемая к шинам постоянного тока ВПТ, и используемая для стабилизации параметров ВЭС вследствие изменения скорости ветра.

Результаты моделирования

Моделирование выполнялось с целью определения влияния на режимы работы ИСЭС мощного накопителя электроэнергии и предлагаемого автопрогностического регулятора скорости вращения ротора генератора ТГУ. Исследования проводились для следующих режимов работы рассматриваемой ИСЭС:

- кратковременное трехфазное короткое замыкание (КЗ);
- прямой пуск мощного асинхронного электродвигателя;
- аварийное отключение ВЭС.

Начальная нагрузка генератора ТГУ во всех рассматриваемых режимах составляла 90 %, при этом исследовались режимы при постоянно подключенном или отключенном НЭ.

При моделировании трехфазного КЗ в месте, указанном на рис. 1, рассматривалась полная схема исследуемой ИСЭС и выполнялось сравнение работы классического и автопрогностического АРС в части показателей качества управления. При КЗ в ИСЭС возникал провал напряжения (рис.3), на который, как показали результаты моделирования, автопрогностический АРС влияния не оказывал.

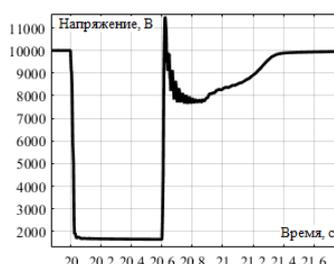


Рис. 3. Временная зависимость действующего значения напряжения в ИСЭС при трехфазном КЗ длительностью 0,6 с

Fig. 3. Time dependence of the effective voltage value in the IPSS at a three-phase short circuit with duration of 0.6 s

Результаты моделирования, представленные в виде временных зависимостей мощности турбины и скорости ротора генератора на рисунке 4, показали значительное влияние автопрогностического АРС генератора ТГУ на процессы управления при трехфазном КЗ, делая управление турбиной более точным и плавным; при этом убиралась колебательность механической мощности турбины, а величина перерегулирования уменьшалась практически до нуля в случае использования автопрогностического АРС (рис. 4, а). Время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора снижалось в 1,8 раза, а величина перерегулирования для того же параметра – в 9 раз (рис.4, б).

Результаты моделирования также показали повышение токов КЗ при использовании всех источников, включая НЭ большой мощности, значительно подпитывающего место КЗ (рис. 5). Таким образом, использование в ИСЭС мощных НЭ требует проверки коммутационной аппаратуры и пересмотра уставок релейной защит.

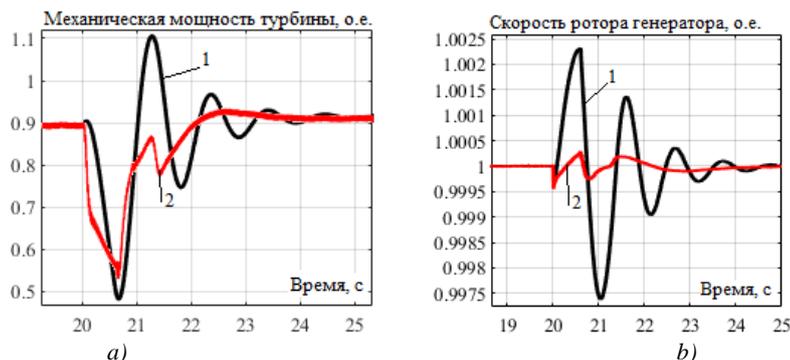


Рис. 4. Временные зависимости механической мощности турбины (а) и скорости вращения ротора генератора ТГУ (б) при кратковременном КЗ в ИСЭС: 1 – использовался классический АРС (ПИД регулятор); 2 – использовался автопрогностический АРС

Fig. 4. Time dependences of the turbine mechanical power (a) and the TGP generator rotor rotational speed (b) at a short-term short-circuit in the IPSS: 1 – the classic ASR (PID controller) was used; 2 – auto-prognostic ASR was used

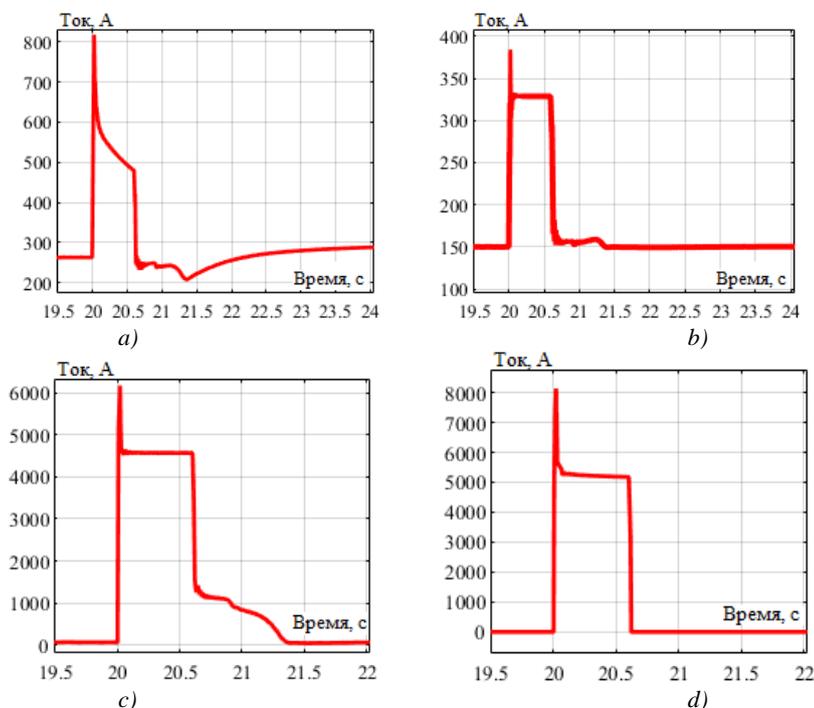


Рис.5. Временные зависимости действующих значений токов источников в исследуемой ИСЭС при трехфазном КЗ: а) – ток генератора ТГУ; б) – ток, протекающий от ВЭС; в) – ток от НЭ; д) – суммарный ток в месте КЗ

Fig. 5. Time dependences of the effective values of the source currents in the IPSS under study at a three-phase short circuit: а) – current of the TGP generator; б) – current flowing from the WPP; в) – current from ESU; д) – total current at the short circuit location

Дополнительно в качестве возмущения моделировался прямой пуск эквивалентного асинхронного электродвигателя мощностью 1485 кВт, в результате чего наблюдался провал

напряжения, а после пуска – перенапряжение. Использование в ИСЭС постоянно подключенного мощного НЭ позволяет жестко ограничить отклонение напряжения (рис. 6): провал напряжения снижается в 5 раз; перенапряжение при использовании НЭ отсутствует.

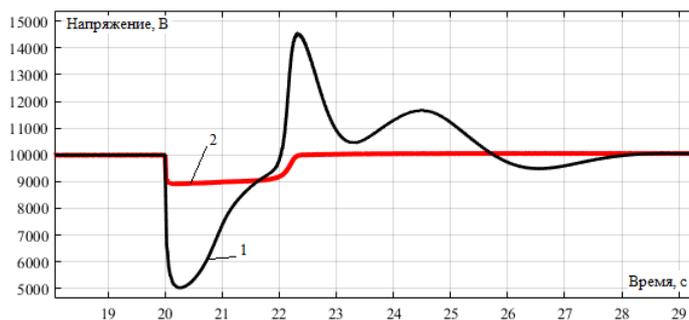


Рис.6. График временной зависимости действующего напряжения в ИСЭС при пуске мощного эквивалентного АЭД: 1 – НЭ отключен; 2 – НЭ включен

Fig. 6. The graph of the time dependence of the current voltage in the IPSS when starting a powerful equivalent AM: 1 – ESU is disabled; 2 – ESU is activated

Применение у ТГУ автопрогностического АРС также обеспечивало положительный эффект при пуске мощного эквивалентного АЭД, заключающийся в уменьшении колебательности и величины перерегулирования для скорости вращения ротора генератора (рис. 7): степень затухания ее колебаний стремилась к единице; величина перерегулирования уменьшалась в среднем в 2,5 раза. Нужно отметить, что использование НЭ большой мощности и автопрогностического АРС позволило значительно ограничить отклонение скорости вращения ротора генератора ТГУ: перерегулирование и колебательность практически отсутствовали (рис. 7, а).



Рис.7. Временные зависимости скорости вращения ротора генератора ТГУ при пуске мощного эквивалентного АЭД: а) – полная схема ИСЭС (НЭ включен); б) – НЭ отключен; 1 – у ТГУ использовался классический АРС; 2 – у ТГУ использовался автопрогностический АРС

Fig. 7. Time dependences of the TGP generator rotor speed when starting a powerful equivalent AM: a) – complete IPSS diagram (ESU is activated); b) – ESU is disabled; 1 – the classic ASR (PID controller) was used in TGP; 2 – TGP used auto-prognostic ASR

При моделировании аналогичные эффекты наблюдались и для частоты в сети (рис.8): использование НЭ ограничивало отклонение частоты; при этом использование автопрогностического АРС ТГУ влияние не оказывало; при отключенном НЭ, когда режим поддерживался ТГУ и ВЭС, использование автопрогностического АРС позволило убрать колебательность и снизить в 3 раза максимальное отклонение частоты.

Результаты моделирования аварийного отключения ВЭС показали, что применение мощного НЭ в ИСЭС позволило значительно ограничить отклонение напряжения, скорости вращения ротора генератора ТГУ и частоты в сети (рис.9–11); при этом автопрогностический АРС полностью устранял колебательность и перерегулирование скорости вращения ротора генератора (рис.10). В случае отключения НЭ автопрогностический АРС обеспечивал устойчивую работу генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС, а также эффективное регулирование скорости вращения ротора и частоты в сети (рис. 10 и 11).

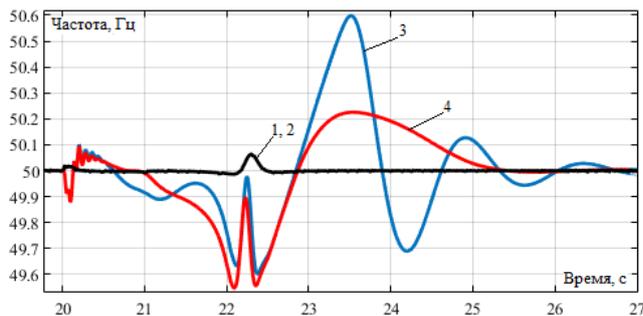


Рис.8. График временной зависимости частоты в ИСЭС при пуске мощного эквивалентного АЭД: 1 – НЭ включен, у ТГУ использовался автопрогностический АРС; 2 – НЭ включен, у ТГУ использовался классический АРС; 3 – НЭ отключен, у ТГУ использовался классический АРС; 4 – НЭ отключен, у ТГУ использовался автопрогностический АРС

Fig. 8. The graph of the time dependence of the frequency in the IPSS when starting a powerful equivalent AM: 1 – ESU is activated, TGP auto-prognostic ASR was used; 2 – ESU is on, the TGP used the classic ASR (PID controller); 3 – ESU is disabled, the TGU used the classic ASR; 4 – ESU is disabled, TGP used auto-prognostic ASR

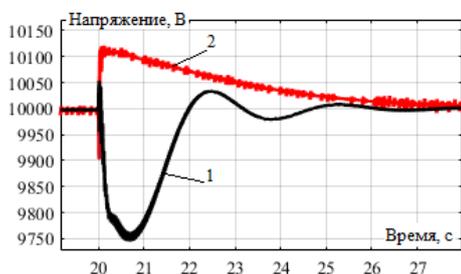


Рис.9. График временной зависимости напряжения генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС: 1 – НЭ отключен; 2 – НЭ включен

Fig. 9. The graph of the time dependence of the TGP generator voltage during emergency WPP shutdown: 1 – ESU is disabled; 2 – ESU is activated

Таким образом, моделирование нормальных и аварийных режимов работы ИСЭС с асинхронной нагрузкой показало, что совместное применение НЭ большой мощности и автопрогностического регулятора скорости ротора генератора ТГУ позволяет обеспечить устойчивость и живучесть ИСЭС при изменении режимов работы. Автопрогностический АРС генератора ТГУ не требует специальной настройки регулятора и позволяет получить высокие показатели качества управления во всех рассматриваемых режимах. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки с аккумуляторной батареей и вставкой постоянного тока обеспечивает стабильную работу ВЭС в исследуемых нормальных и аварийных режимах.

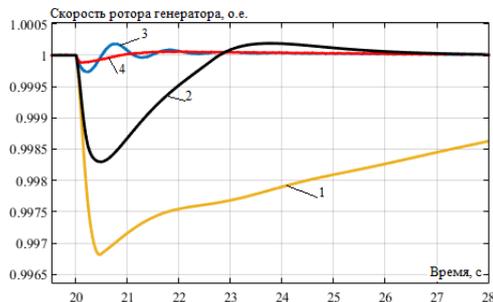


Рис.10. Временные зависимости скорости ротора генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС: обозначения 1, 2, 3 и 4 такие же, как на рис.8

Fig. 10. The time dependences of the TGP generator rotor during emergency WPP shutdown: designations 1, 2, 3 and 4 are the same as in Fig. 8

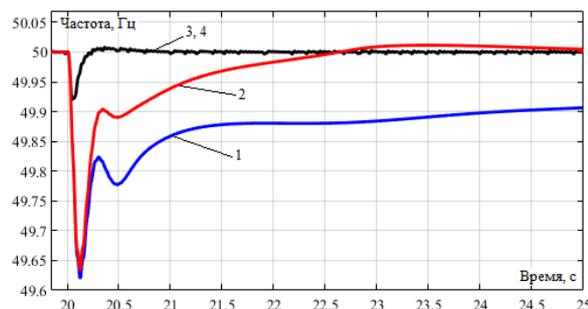


Рис.11. График временной зависимости частоты в ИСЭС при аварийном отключении ВЭС: обозначения 1, 2, 3 и 4 такие же, как на рис. 8

Fig. 11. The graph of the frequency time dependence in IPSS during emergency WPP shutdown: designations 1, 2, 3 and 4 are the same as in Fig. 8

Заключение

Результаты компьютерного моделирования нормальных и аварийных режимов работы изолированной системы электроснабжения с ТГУ, ВГУ и НЭ большой мощности, позволяют сделать следующие выводы:

1. Автопрогностический APC генератора ТГУ оказывает значительное влияние на процессы управления при трехфазном коротком замыкании в ИСЭС, делая управление турбиной более точным и плавным. Значительно уменьшается перерегулирование и колебательность механической мощности турбины, время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора уменьшается в 1,8 раза, а величина перерегулирования для того же параметра – в 9 раз.

2. Использование в ИСЭС постоянно подключенного мощного НЭ позволяет жестко ограничить отклонения напряжений при пуске мощного асинхронного электродвигателя: провал напряжения снижается в 5 раз; перенапряжение при использовании НЭ отсутствует.

3. Применение автопрогностического APC при пуске мощного эквивалентного асинхронного электродвигателя уменьшает колебательность и величину перерегулирования скорости вращения ротора генератора. Совместное использование НЭ большой мощности и автопрогностического APC позволяет значительно ограничить отклонения скорости вращения ротора генератора ТГУ. Аналогичные эффекты наблюдаются и для частоты в сети изолированной системы электроснабжения.

4. При аварийном отключении ВЭС применение мощного НЭ позволяет значительно ограничить отклонения напряжения, скорости вращения ротора генератора ТГУ и частоты в сети; при этом автопрогностический APC полностью устраняет колебательность и перерегулирование. В случае отключения НЭ автопрогностический APC обеспечивает устойчивую работу генератора ТГУ и эффективное регулирование скорости вращения ротора и частоты в сети ИСЭС.

5. Совместное применение НЭ большой мощности и автопрогностического регулятора скорости генератора ТГУ позволяет обеспечить устойчивость и живучесть ИСЭС, повышая ее демпферные свойства. Автопрогностический APC генератора ТГУ не требует специальной настройки и позволяет получить высокие показатели качества управления во всех рассматриваемых режимах. В этой связи целесообразно проведение дальнейших исследований по согласованию действий системы управления НЭ и автопрогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора ТГУ.

6. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки позволило обеспечить стабильную работу ВЭС во всех рассмотренных нормальных и аварийных режимах.

Литература

1. Lombardi P., Styczynski Z.A., Sokolnikova T. and Suslov K. Use of energy storage in isolated micro grids. Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014. pp. 1-6.

2. Федотов А.И., Федотов Е.А., Абдуллазянов А.Ф. Использование электрохимических накопителей энергии в системах автономного электроснабжения для снижения расхода топлива энергоустановок. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021;23(1):3-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-1-3-17>.

3. Motalleb M., Reihani E., Ghorbani R. Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks // Renewable Energy, Elsevier. 2016. V. 94. pp.651-659. doi: 10.1016/j.renene.2016.03.101

4. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. 2016. V. 7. pp. 348-357.
5. Мышкина Л.С. Малая генерация - средство повышения живучести энергосистемы. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2017. Т. 19(1-2). С.23-30. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-1-2-23-30>.
6. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010, 223 p.
7. Четошников Л.М., Смоленцев Н.И., Четошников С.А., и др. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2018. Т. 20(5-6):3-12. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10>.
8. Hamidi R.J., Livani H., Hosseinian S.H., et al. Distributed Cooperative Control System for Smart Microgrids // Electric Power System Research. 2016. V. 130. pp. 241-250.
9. Wang R., Wang P., Xiao G. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. 218 p.
10. Foruzan E., Algrain M.C., Asgarpour S. Decentralized Controller Design for Microgrids in Islanded and Grid-Connected Modes, IEEE International Conference on Electro Information Technology. 2017.
11. Shi J. et al. Hybrid energy storage system (HESS) optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction // Applied Energy. 2019. V. 256. pp.1-10. doi: 10.1016/j.apenergy. 2019. 113915.
12. Ding M., Wu J. A novel control strategy of hybrid energy storage system for wind power smoothing // Electric Power Components and Systems. 2017. V. 45. Issue 12. pp. 1265-1274. doi: 10.1080/15325008.2017.1346004.
13. Voropai N.I., Etingov P.V. Two-Stage Adaptive Fuzzy PSS Application to Power Systems. Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001, July 22-26, Xi'an, China. 2001.V.1. pp. 314-318.
14. Bulatov Yu. et al. Fuzzy Controller of Rotation Angle of Blades of Horizontal-Axial Wind Power Generation Plant, Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. V. 983. pp. 105-115. doi: 10.1007/978-3-030-19868-8_88.
15. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants, Proceedings of the Vth International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018), Atlantis Press, Advances in Intelligent Systems Research. 2018. V. 15. pp.13-19.
16. Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., et al. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. V.17. No 5. pp. 1127-1140.
17. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition Springer. 2007. 405 p.
18. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 5-13.
19. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2017. № 1 (66). С. 15-25.
20. Anderson P.M, Fouad A.A. Power System Control and Stability, Second Edition. IEEE Press. 2003. 688 p.

Авторы публикации

Булатов Юрий Николаевич – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой энергетики, Братский государственный университет.

Крюков Андрей Васильевич – д-р. техн. наук, профессор кафедры электроэнергетики

транспорта, Иркутский государственный университет путей сообщения; профессор кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

Суслов Константин Витальевич – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

References

1. Lombardi P, Styczynski ZA, Sokolnikova T. and Suslov K. Use of energy storage in isolated micro grids. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2014. pp. 1-6.
2. Fedotov AI, Fedotov EA, Abdullazyanov AF. Use of electrochemical energy storage systems in autonomous power supply systems to reduce fuel consumption of power installations. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(1):3-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-1-3-17>.
3. Motaleb M, Reihani E, Ghorbani R. Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks. *Renewable Energy, Elsevier*. 2016;94:651-659. doi: 10.1016/j.renene.2016.03.101
4. Martínez Ceseña EA, Capuder T, Mancarella P. *Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty*. IEEE Transaction on Smart Grid. 2016;7:348-357.
5. Myshkina LS. Distributed generation is a means of increasing power system survivability. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(1-2):23-30. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-1-2-23-30>.
6. Voropai NI, Stychinsky ZA. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010, 223 p.
7. Chetoshnikova LM, Smolentsev NI, Chetoshnikov SA, et al. Autonomous power supply systems with renewable sources of energy and smart grid. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(5-6):3-12. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10>.
8. Hamidi RJ, Livani H, Hosseinian SH., Gharehpetian G.B. Distributed Cooperative Control System for Smart Microgrids. *Electric Power System Research*. 2016;130:241-250.
9. Wang R, Wang P, Xiao G. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. *Springer*. 2018. 218 p.
10. Foruzan E, Algrain MC, Asgarpour S. *Decentralized Controller Design for Microgrids in Islanded and Grid-Connected Modes*. IEEE International Conference on Electro Information Technology, 2017.
11. Shi J. et al. Hybrid energy storage system (HESS) optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction. *Applied Energy*. 2019;256:1-10. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113915.
12. Ding M, Wu J. A novel control strategy of hybrid energy storage system for wind power smoothing. *Electric Power Components and Systems*. 2017;45(12):1265-1274. doi: 10.1080/15325008.2017.1346004.
13. Voropai NI, Etingov PV. *Two-Stage Adaptive Fuzzy PSS Application to Power Systems*. Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001, July 22-26, Xi'an, China. 2001;1:314-318.
14. Bulatov Yu. et al. Fuzzy Controller of Rotation Angle of Blades of Horizontal-Axial Wind Power Generation Plant. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2019;983:105-115. doi: 10.1007/978-3-030-19868-8_88.
15. Bulatov YuN, Kryukov AV. Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants, Proceedings of the Vth International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018), Atlantis Press. *Advances in Intelligent Systems Research*. 2018;158:13-19.
16. Kryukov AV, Kargapol'cev SK, Bulatov YuN, et al. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. *Far East Journal of Electronics and Communications*. 2017;17(5):1127-1140.

17. Camacho EF, Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition *Springer*. 2007. 405 p.
18. Pikina G.A. Printsip upravleniya po prognozu i vozmozhnost' nastroyki sistem regulirovaniya odnim parametrom. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike*. 2014;3:5-13.
19. Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguen VKh. Avtoprognosticheskii regulyator chastoty vrashcheniya rotora generatora ustanovki raspredelennoi generatsii. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2017;1 (66):15-25.
20. Anderson PM, Fouad AA. *Power System Control and Stability*. Second Edition. IEEE Press, 2003. 688 p.

Authors of the publication

Yuri N. Bulatov – Department of Energy, Bratsk State University, Bratsk, Russia.

Andrey V. Kryukov – Irkutsk State Transport University Professor, Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Konstantin V. Suslov – Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Получено **19.10.2021г.**

Отредактировано **26.10.2021г.**

Принято **26.10.2021г.**

Сдано в набор 08.10.2021.
Бумага офсет 80 г. Печать
ризографическая
Тираж 100 экз.

Подписано к печати 10.01.2022.
Усл. печ. л. 12,6
Заказ № 5238
Дата выхода в свет

Формат 70x108/16.
Уч.изд. л. 10,02.
Цена свободная