



**XIII Всероссийская открытая молодежная
научно-практическая конференция
«Диспетчеризация и управление
в электроэнергетике»**

Материалы докладов

Казань, 2018



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ФГБОУ ВО «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ПАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА
ПО БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ
(РНК СИГРЭ)
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД «НАДЕЖНАЯ СМЕНА»

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XIII Всероссийской открытой молодежной
научно-практической конференции

2–4 октября 2018 г.

Казань
2018

УДК 621.31
ББК 31.2
Д48

Рецензенты:

Президент Энергетической Ассоциации «Работа под напряжением» Р.Ф. Ахметов
канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электрических станций,
сетей и систем ИрННТУ В.В. Федчишин

Редакционная коллегия:

Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор), Э.В. Шамсутдинов, А.Г. Арзамасова

Д48 **Диспетчеризация и управление в электроэнергетике:** матер.
XIII Всерос. открытой молод. науч.-практ. конф. (Казань 2–4 октября
2018 г.) / редкол. Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор) и др. – Казань:
Казан гос. энерг. ун-т, 2018. – 238 с.

ISBN 978-5-89873-531-9

Опубликованы материалы XIII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции по научным направлениям: электрооборудование; РЗА, линии электропередач и подстанции; управление и экономика энергосистем; информационные системы и новые технологии.

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в области энергетики, а также для обучающихся образовательных учреждений энергетического профиля.

Материалы публикуются в авторской редакции. Ответственность за их содержание возлагается на авторов.

УДК 621.31
ББК 31.2

ISBN 978-5-89873-531-9

© Казанский государственный энергетический университет, 2018

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
ДИРЕКТОРА ФИЛИАЛА АО «СО ЕЭС» РДУ ТАТАРСТАНА
АНДРЕЯ ВИКТОРОВИЧА БОЛЬШАКОВА



Дорогие друзья! Рад приветствовать Вас на XIII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике»!

В этом году конференция приурочена к празднованию 50-летия создания первого высшего учебного заведения энергетического профиля в Республике Татарстан – Казанского государственного энергетического университета, ранее – Казанского филиала Московского энергетического института. Я желаю руководству, профессорско-преподавательскому составу, административному персоналу и студентам удачи, постоянного движения вперед, новых глобальных интересных задач, грандиозных проектов и, конечно, новых успехов и побед!

С каждым годом число студентов, аспирантов и молодых сотрудников предприятий энергетической отрасли из разных городов России, желающих участвовать в нашей тематической конференции, растет. Считаю, что это не случайность, ведь тематика диспетчерского управления в электроэнергетике – направление, которому не обучают в профильных вузах. По сути – это деятельность на стыке различных профессий в отрасли: оперативная работа диспетчерского, оперативного и дежурного персонала; планирование электрических и энергетических режимов работы энергосистем и их элементов; устройства релейной защиты и автоматики; диспетчерская связь; автоматизация; цифровизация.

Мы проводим конференцию в целях развития интереса к вопросам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, мотивации студенческой молодежи, аспирантов и молодых ученых к исследовательской и аналитической деятельности по существующим и новым направлениям развития отечественной электроэнергетики, повышению уровня своих профессиональных знаний.

Уверен, что работа конференции даст новый импульс профессиональному развитию его участников.

Желаю всем участникам и организаторам плодотворной работы, конструктивного диалога и эффективного взаимодействия!

С уважением и наилучшими пожеланиями,
директор Филиала АО «СО ЕЭС»
РДУ Татарстана А.В. Большаков

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

УДК 621.3.016:519.246.8

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА MSSA К ВРЕМЕННЫМ РЯДАМ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА И ЕСТЕСТВЕННОЙ ОСВЕЩЕННОСТИ

С.А. Вялкова, И.И. Надтока
ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия
mazaeva_sveta@mail.ru, ii_nadtoka@mail.ru

Аннотация. Для учета влияния метеофакторов на электропотребление при краткосрочном прогнозировании применяются различные типы прогнозных моделей: регрессионные модели, Бокса Дженкинса и др. Для учета метеофакторов и повышения точности прогнозирования в статье предлагается использование многомерного сингулярного спектрального анализа MSSA применительно к рядам электропотребления, температуры воздуха и естественной освещенности.

Ключевые слова: временной ряд почасового электропотребления, температура воздуха, естественная освещенность, многомерный сингулярный спектральный анализ, прогнозная математическая модель.

APPLICATION METHOD OF MSSA TO TIME NUMBER OF ELECTRICAL LOAD, TEMPERATURE AND ILLUMINATION

S.A. Vyalkova, I.I. Nadtoka
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)
Novocherkassk, Russian Federation
mazaeva_sveta@mail.ru, ii_nadtoka@mail.ru

Abstract. For account influence of meteorological factors on electrical load in short-term forecasting, various types of predictive models are used: regression models, Boxing Jenkins and others. The report proposes use of Multidimensional Singular spectrum analysis of MSSA for the series of electrical load, air temperature and illumination for meteorological factors and accuracy prediction.

Key words: time number of hourly electrical load, air temperature, illumination, Multidimensional Singular Spectral Analysis, forecast mathematical model.

В данной статье рассмотрено применение метода многомерного спектрального анализа MSSA (MSSA – MultiChannel Singular Spectrum Analysis) для рядов электропотребления $P(t)$ и метеофакторов температуры воздуха $\Theta(t)$ и естественной освещенности $E(t)$ г. Москвы. Основными факторами, влияющими на объем электропотребления и форму суточного графика, учитываемыми в описываемой модели, являются: тип дня, температура воздуха, естественная освещенность, облачность [1–2].

MSSA широко используется для моделирования рядов, являясь мощным математическим аппаратом для разложения и очистки ряда [3].

Метод MSSA является методом моделирования временных рядов, позволяющим воспроизводить отдельные составляющие ряда электропотребления с учетом влияющих метеофакторов на исследуемый ряд [3].

Исходными данными для прогнозирования являлись архивные данные электропотребления и метеофакторов территории г. Москвы, предоставленные филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Москвы и Московской области» (Московское РДУ).

При моделировании процесса электропотребления $P(t)$ необходимо учитывать, что на него оказывает воздействие ряд внешних факторов к которым, наряду с другими, относится температура воздуха $\Theta(t)$ и освещенность $E(t)$. Многомерный метод MSSA используется для одновременного исследования временных рядов электропотребления $P(t)$, температуры воздуха $\Theta(t)$ и естественной освещенности $E(t)$, в которых можно выделить трендовую, гармоническую и случайную составляющие [3].

Поведение временных рядов представляют в виде следующих аддитивных моделей:

$$P(t) = P_T(t) + P_\Gamma(t) + P_{\text{СЛ}}(t);$$

$$\Theta(t) = \Theta_T(t) + \Theta_\Gamma(t) + \Theta_{\text{СЛ}}(t);$$

$$E(t) = E_T(t) + E_\Gamma(t) + E_{\text{СЛ}}(t).$$

где $P_T(t)$, $\Theta_T(t)$, $E_T(t)$ – трендовые; $P_\Gamma(t)$, $\Theta_\Gamma(t)$, $E_\Gamma(t)$ – гармонические (сезонные); $P_{\text{СЛ}}(t)$, $\Theta_{\text{СЛ}}(t)$, $E_{\text{СЛ}}(t)$ – случайные составляющие.

Траекторная матрица \mathbf{X} многомерного ряда (P_N, Θ_N, E_N) имеет вид:

$$\mathbf{X} = [P_1 : \dots : P_N, \Theta_1 : \dots : \Theta_N, E_1 : \dots : E_N] = [\mathbf{X}^{(1)}, \mathbf{X}^{(2)}, \mathbf{X}^{(3)}],$$

где P_N – ряд электропотребления; Θ_N – ряд температуры воздуха, E_N – ряд естественной освещенности; N – длина исходного ряда [3].

Учет метеофакторов освещенности и температуры в методе MMSA проводится на этапе формирования L -траекторной матрицы \mathbf{X} для рядов электропотребления P_N и метеофакторов Θ_N , E_N в данном случае отбираются соответствующие вектора одновременно в трех рядах P_N , Θ_N и E_N [3]. Таким образом, идет очистка рядов P_N , Θ_N и E_N соответственно выбранным собственным векторам $U_1 \div U_q$, $q = 3L$ при помощи автоматической идентификации.

Для автоматической идентификации компонент векторов был использован алгоритм, представленный в [4]. Суть алгоритма заключается в выделении из ряда нужной составляющей путем идентификации собственных векторов при помощи метода низких частот [4].

Также идентификацию собственных векторов можно проводить визуально, построив двумерные диаграммы собственных векторов, либо на графике логарифмов двадцати четырех собственных чисел, также построив матрицу корреляций ω элементарных восстановленных компонент ряда [3].

Исходными данными для анализа ряда при помощи метода MSSA являлись суточные графики $P(t)$, $\Theta(t)$, $E(t)$ в течение февраля месяца 2015 г.

Длина окна для многомерного метода была выбрана равной $L = 24$ ч.

На рис. 1 представлены двумерные диаграммы четырех собственных векторов U_1, U_2, U_3 и U_5 MSSA.

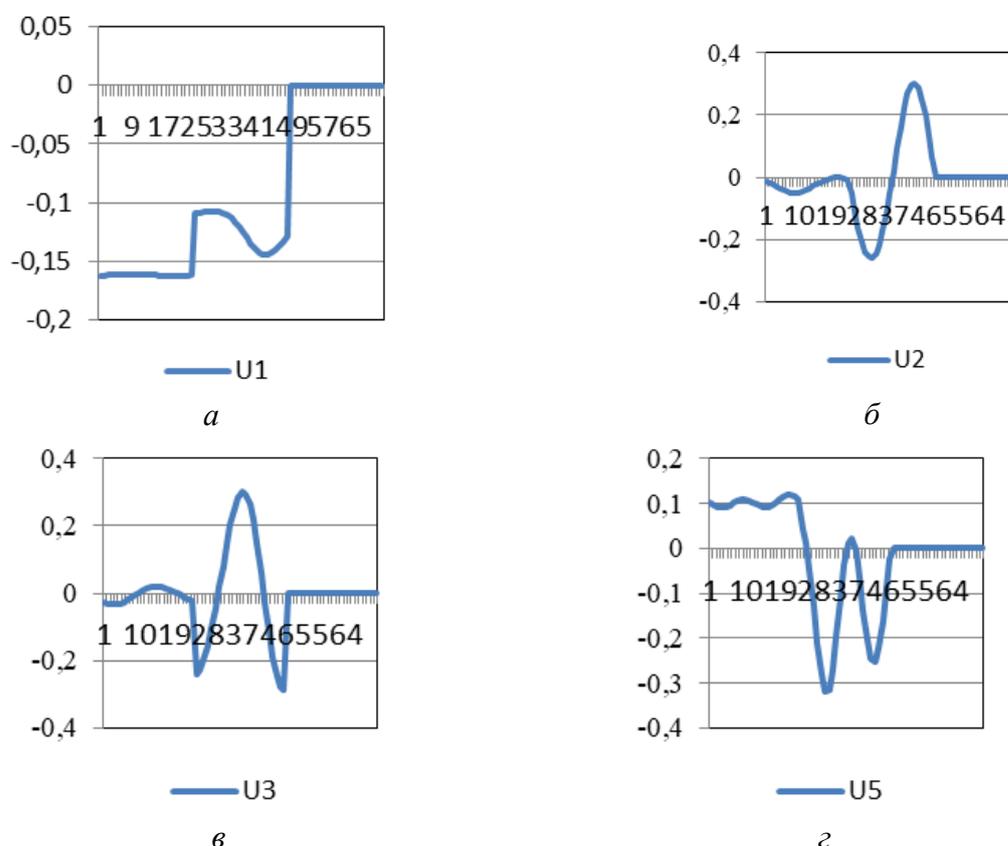


Рис. 1. Графики собственных векторов: а – U_1 ; б – U_2 ; в – U_3 ; г – U_5

На рис. 2 представлены двумерные диаграммы шести собственных векторов MSSA, он наглядно показывает периодичности в трех рядах круглыми диаграммами.

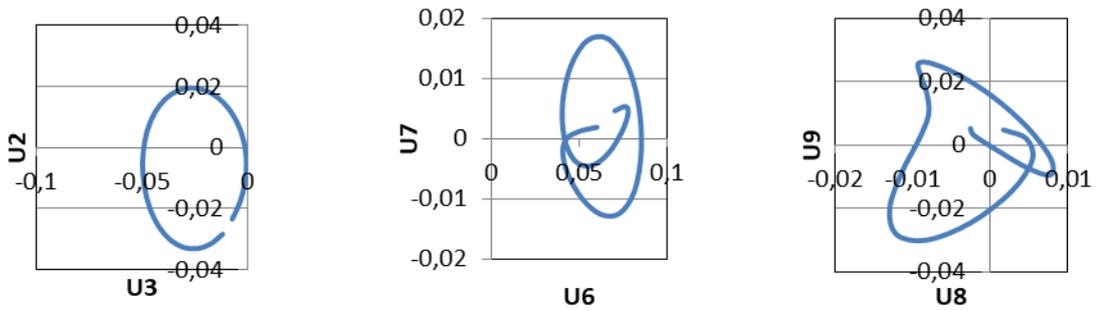


Рис. 2. Двумерные диаграммы шести собственных векторов

На рис. 3 показаны исходные ряды и выделенные трендовые составляющие, полученные путем разложения методом MSSA.

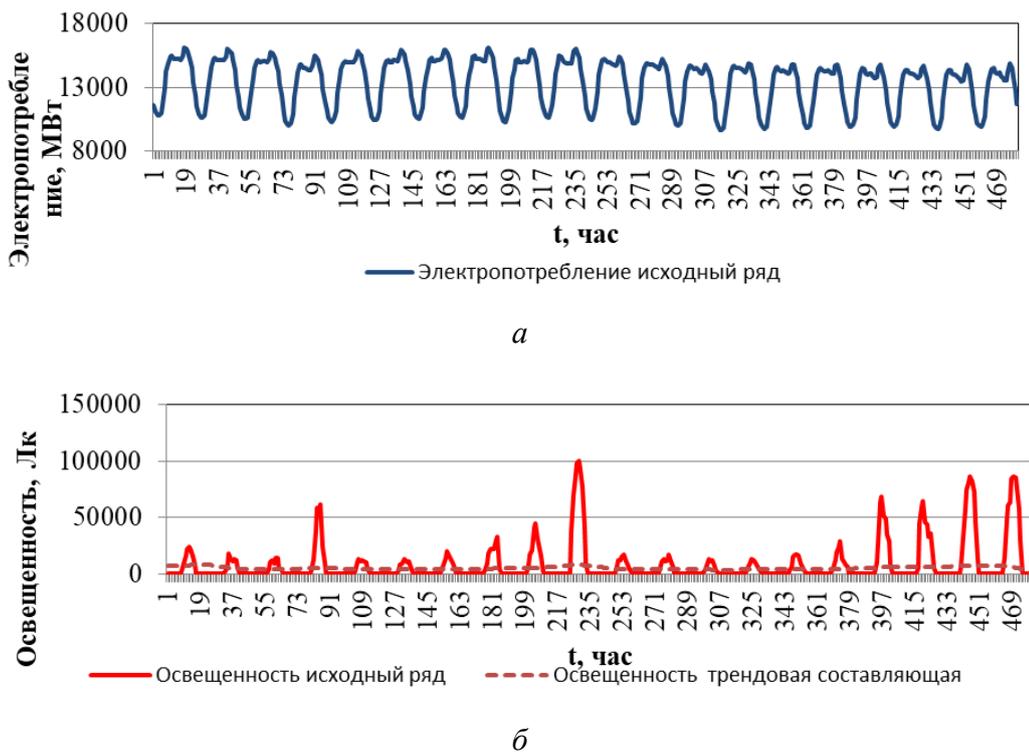


Рис. 3. Исходные ряды и их трендовые составляющие: *а* – электропотребления; *б* – естественной освещенности

Аналогично рядам электропотребления и освещенности были построены для ряда температуры воздуха графики исходного ряда и его трендовой составляющей (рис. 4).

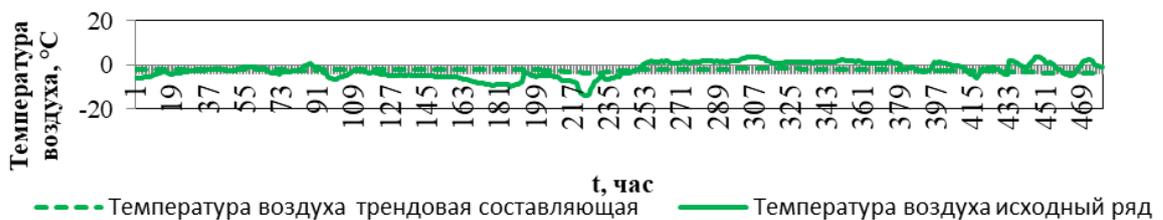


Рис. 4. Исходный ряд температуры воздуха и его трендовая составляющая

Из-за восстановления рядов по собственным векторам, найденным для трех рядов (рис. 3, 4), трендовые составляющие $P_T(t)$, $\Theta_T(t)$, $E_T(t)$ отражают одновременно тенденции P_N и метеофакторов Θ_N , E_N .

Найденные гармонические составляющие $P_T(t)$, $\Theta_T(t)$, $E_T(t)$, аналогично трендовым составляющим $P_T(t)$, $\Theta_T(t)$, $E_T(t)$, также отражают общую периодичность трех рядов P_N и метеофакторов Θ_N , E_N .

По рис. 5 можно визуальнo оценить закономерность между гармоническими составляющими электропотребления $P_T(t)$ и освещенности $E_T(t)$, которая для рассмотренного примера заключается в том, что при повышении освещенности следует понижение электропотребления. Аналогично были получены и закономерности между электропотреблением и температурой воздуха.

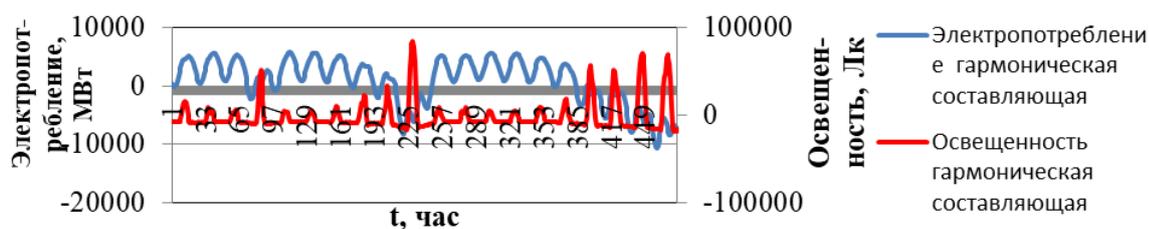


Рис. 5. Гармонические составляющие электропотребления и естественной освещенности

Выводы

1. Выделенные с использованием метода MSSA гармонические составляющие исследованных временных рядов несут информацию о зависимостях между электропотреблением и температурой воздуха, а также освещенностью. Эти зависимости можно использовать в гибридной прогнозной модели с использованием разложений метода MSSA и последующего применения нейронечеткой сети.

2. Необходимо выполнить дополнительные исследования по совершенствованию структуры рассмотренного метода MSSA с целью повышения его эффективности при очистке данных от шума и максимального выделения полезной информации о гармонических составляющих, а также провести испытания описанных в статье и новых алгоритмов в составе гибридной модели краткосрочного прогнозирования электропотребления для г. Москвы.

Список литературы

1. Губский С.О. Учет освещенности при краткосрочном прогнозировании электропотребления для региональных диспетчерских управлений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Новочеркасск, 2012. 23 с.

2. Прогнозирование электропотребления с учетом температуры воздуха и естественной освещенности для региональных диспетчерских управлений / И.И. Надтока [и др.] // Вестник СамГТУ. 2012. № 1(33). С. 163–168. (Сер. «Технические науки»).

3. Голяндина Н.Э., Данилов Д.Л. Обработка многомерных временных рядов с помощью метода «Гусеница» // Главные компоненты временных рядов: метод «Гусеница» / под ред. Д.Л. Данилова, А.А. Жиглявского. СПб.: Пресском, 1997. С. 105–131.

4. Александров Ф.И., Голяндина Н.Э. Автоматическое выделение и прогнозирование временных рядов методом ССА // V Санкт-Петербургская конференция по моделированию. СПб, 2005. С. 45–50.

УДК 681.51

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В.Л. Герасимов, И.К. Будникова
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
gerasim1994@mail.ru

Аннотация. Применение в промышленном производстве автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления значительно повышает качество, точность и производительность при изготовлении высокоточных электротехнических и электрических механизмов.

Ключевые слова: измерительно-наладочный робот, управляющая программа.

AUTOMATED SYSTEMS OPERATOR AND TECHNOLOGICAL MANAGEMENT

V.L. Gerasimov, I.K. Budnikova
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
gerasim1944@mail.ru

Abstract. Application in industrial production of automated dispatching and technological control systems significantly improves the quality, accuracy and productivity in the manufacture of high-precision electrical and electrical mechanisms.

Key words: measuring and adjustment robot, control program.

С целью повышения качества, точности, производительности и уменьшения влияния человеческого фактора на производственный процесс на крупных предприятиях и заводах в последнее время все больше начинают внедряться измерительно-наладочные роботы для установки и снятия заготовок и готовой продукции, а также поиска нулевых точек и контроля выполненных размеров на станках с числовым программным управлением.

Данный процесс начинается с того, что на рабочем столе станка с числовым программным управлением устанавливается оснастка с крепежным механизмом. При первой установке расположение оснастки на столе может быть любым, для последующего серийного производства место установки должно быть фиксированным и неизменным на всех последующих этапах производственного процесса [1].

Следующий этап – это выбор точки на оснастке, относительно которой пишется управляющая программа для измерительно-наладочного робота (рис. 1) по установке и снятию заготовок, пространственных перемещений и измерительных процессов. Поиск координат осуществляется с помощью измерительно-контактного щупа. Все его движения также запрограммированы и сохранены непосредственно в памяти роботизированной установки.



Рис. 1. Измерительно-наладочный робот

Следующий шаг – это измерение габаритных размеров самой заготовки и поиск программной нулевой точки. После того как робот, согласно управляющей программе, устанавливает и закрепляет заготовку на оснастке, измерительно-контактный щуп (рис. 2) производит измерение габаритных размеров. Методы измерения и их параметры прописаны в управляющей программе, результаты измерений сохраняются в памяти станка с числовым программным управлением.



Рис. 2. Измерительно-контактный щуп

Далее необходимо найти программную нулевую точку, проверить ее и сохранить в памяти станка с числовым программным управлением.

Поиск данной точки также производится по измерительным методам, только в памяти сохраняются не габаритные размеры, а конкретные координаты. Процесс проверки осуществляется без сохранения полученных координат, они нужны для сравнения. Решение о сохранении или удалении принимает непосредственно оператор-программист. На данном этапе измерительно-наладочный процесс завершается. Заготовка установлена, нулевая точка найдена. Далее начинается следующий процесс – изготовление детали на станке с числовым программным управлением.

Процесс обработки заготовки резанием начинается с запуска управляющей программы. Если на предыдущем этапе написание программы осуществлялось непосредственно со стойки измерительно-наладочного робота и станка с числовым программным управлением, то на этом этапе написание программы также возможно на электронно-вычислительных машинах с использованием специализированного программного обеспечения [2]. После успешного выполнения программы этап производственного процесса завершается и наступает следующий шаг – измерительно-контрольный процесс (рис. 3).

На данном этапе все измерения производятся с помощью измерительно-контактного щупа. Все его движения в области изготовленной детали, пространственные перемещения и перемещения с измерением прописываются в управляющей программе с использованием специальных методов измерения. Далее данные передаются на стойку станка с числовым программным управлением и обрабатываются.

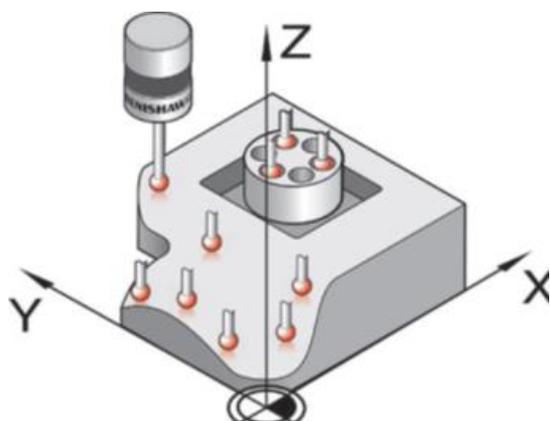


Рис. 3. Схема измерительно-контактного процесса

Оператор-программист загружает в память станка все размеры и параметры, которые должны быть получены согласно рабочему чертежу. Управляющая программа сравнивает полученные данные с загруженными данными и выводит результат на экран стойки станка. При выявлении отклонений корректировку размеров производит оператор-программист, внося изменения в программу, и повторяется запуск производственного процесса. Если все параметры получили требуемое значение, то измерительно-наладочный робот снимает деталь с оснастки и отправляет ее в место хранения годных изделий. Затем устанавливается новая заготовка, и цикл обработки повторяется.

Если размеры вышли за пределы требуемых значений, то измерительно-наладочный робот снимает деталь и отправляет ее в место хранения бракованных изделий, затем оператор-программист корректирует программу и цикл обработки повторяется [3].

Таким образом, использование измерительно-наладочного робота, контрольно-измерительного щупа и станка с числовым программным управлением в производстве намного упрощает сам процесс обработки, а также увеличивает качество, точность и производительность. Замена четырех работников на одного уменьшает влияние человеческого фактора, что приводит к уменьшению брака на производстве.

Рассмотренный процесс представляет автоматизированную систему диспетчерского и технологического управления по производству деталей с совмещением робототехники и станков с числовым программным управлением.

Разработанная автором программа для ЭВМ внедрена на производственном предприятии ООО «Авиа» и успешно отработана на всех этапах изготовления. Выпущенные серийные детали «023 кожух» прошли успешную проверку на контрольно-измерительных машинах, отклонений не обнаружено.

Программа «Цифровая экономика» предусматривает переход на российское оборудование, программное обеспечение и прочие компоненты цифровой экономики, она задает новую парадигму развития государства, экономики и всего общества.

Список литературы

1. Ведмидь П.А. Сулинов А.В. Программирование обработки в NX CAM. М., 2014. 304 с.

2. Оптимизация режимов обработки для станков с числовым программным управлением: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2018611887 Российская Федерация, № 2017663087; заявл. 15.12.17; опубл. 08.02.18.

3. Герасимов В.Л. Оптимизация режимов обработки для станков с числовым программным управлением // ЭНЕРГИЯ – 2018: сб. докл. XIII Междунар. науч.-техн. конф. Иваново, 2018. Т. 5. С. 57.

УДК 66.074.2

РАЗРАБОТКА ПРЯМОУГОЛЬНОГО СЕПАРАТОРА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭЛЕКТРОФИЛЬТРА

В.Э. Зинуров¹, О.С. Дмитриева²
¹ФГБОУ ВО «КГЭУ», ²ФГБОУ ВО «КНИТУ»
Казань, Россия
vadd_93@mail.ru

Аннотация. Разработан прямоугольный сепаратор для установки перед электрофильтром с целью увеличения его остаточного ресурса в ходе очистки газовых потоков от мелкодисперсных частиц пыли.

Ключевые слова: прямоугольный сепаратор, электрофильтр, газовый поток, мелкодисперсные частицы.

DEVELOPMENT OF THE RECTANGULAR SEPARATOR FOR INCREASE IN THE RESIDUAL RESOURCE OF THE ELECTRIC

V. E. Zinurov¹, O.S. Dmitrieva²
¹Kazan State Power Engineering University
²Kazan National Research Technological University
Kazan, Russian Federation
vadd_93@mail.ru

Abstract. The rectangular separator is developed for installation before an electric filter for the purpose of increase in its residual resource during cleaning of gas streams of finely divided particles of dust.

Key words: rectangular separator, elctrofilter, gas stream, finely divided particles.

С каждым годом процесс очистки газовых потоков от мелкодисперсных твердотельных частиц преимущественно размером до 10 мкм становится все более значимым вследствие интенсивного развития топливно-энергетического комплекса как нашей страны, так и мира в целом [1–3].

Для эффективной очистки газовых потоков от мелкодисперсных частиц до 10 мкм используют электростатические фильтры. Принцип действия электростатических фильтров основан на притяжении электрических зарядов разной полярности. Стоит отметить, что электростатические фильтры позволяют с высокой эффективностью удалять из газов мелкодисперсные частицы размером до 0,01 мкм, но зачастую требуют частого сервисного обслуживания.

Таким образом, использование электростатических фильтров является зачастую экономически затратным мероприятием, требующим больших финансовых затрат для очистки газовых потоков от мелкодисперсных частиц. Поэтому разработка новых технологических решений, способствующих снижению стоимости обслуживания электрофильтров, является чрезвычайно актуальной проблемой.

Для решения данной проблемы авторами данной статьи был разработан прямоугольный очистительный сепаратор (рис. 1).



Рис. 1. Трехмерная модель прямоугольного сепаратора

Принцип действия прямоугольного сепаратора заключается в следующем: при движении газа внутри сепаратора происходит непосредственный контакт между запыленным газом и двутавровыми элементами, вследствие чего большая часть частиц выбивается из потока и прилипает к стенкам аппарата. За счет того, что размер частиц менее 10 мкм, после контакта твердотельных частиц и поверхностей элементов

происходит мгновенное прилипание. Очищенный газ выходит из устройства через выходной патрубок прямоугольного сепаратора. Предлагается установить сепаратор перед электрофильтром для продления его остаточного ресурса.

Для оценки эффективности использовался метод конечных элементов в программном комплексе ANSYS Fluent.

Результаты численного моделирования показали, что использование прямоугольного сепаратора позволяет улавливать до 95 % мелкодисперсных частиц до 10 мкм.

Для проведения физического эксперимента на 3D-принтере был распечатан прямоугольный сепаратор (рис. 2). Стоит отметить, что все геометрические размеры устройства остались постоянными после проведенного численного моделирования в программном комплексе ANSYS Fluent.



Рис. 2. Экспериментальная установка прямоугольного сепаратора

В качестве мелкодисперсной пыли использовался измельченный мел, размер частиц которого был равен преимущественно 2 мкм. В ходе эксперимента с одной стороны прямоугольного сепаратора дозировалась пыль, а с другой стороны сепаратор был подключен к вентилятору, работающему на всасывающем режиме. Через определенные промежутки времени взвешивалась масса сепаратора и сопоставлялась с массой пыли, которая дозировалась в сепаратор. Результаты показали, что сепаратор улавливает в среднем 75 % твердотельных частиц преимущественно размером 2 мкм.

Таким образом, достоинства прямоугольного сепаратора следующие: малая металлоемкость, высокая степень улавливания мелкодисперсных частиц, простота изготовления.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ № МК-4522.2018.8.

Список литературы

1. Улавливание мелкодисперсных твердых частиц из газовых потоков в прямоугольных сепараторах / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник Иркутского гос. техн. ун-та. 2018. Т. 22. № 3(134).
2. Страус В. Промышленная очистка газов / пер. с англ. М.: Химия, 1981. 616 с.
3. Алиев Г.М.-А. Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов: справочник. М.: Metallurgia, 1986. 544 с.

УДК 621.316.925.1

ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАСЧЕТАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.С. Полонянкин¹, Г.Н. Чмыхалов²

¹АО «АТС», Москва, Россия

²ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова», Новочеркасск, Россия

pavelpolonyankin@gmail.com

Аннотация. «Цифровизация» экономического сектора России побудила руководство энергокомпаний по-новому взглянуть на развитие электроэнергетики. Уже сейчас компании активно инвестируют в развитие информационных технологий и автоматизацию, создавая единое информационное пространство, аналитические системы и специальные вычислительные комплексы, а любая отчетность формируется автоматически.

В соответствии с техническим заданием, ООО НПП «ЭКРА» разработана программа расчета уставок основных и резервных защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов на базе шкафов ШЭ 2607 041, ШЭ 2607 042.

Ключевые слова: релейная защита, трансформатор, дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, микропроцессорное устройство, облачные технологии.

CALCULATIONS OF POWER EQUIPMENT PROTECTION USING CLOUD TECHNOLOGIES

P.S. Polonyankin¹, G.N. Chmyhalov²

¹Trading System Administrator, Moscow, Russian Federation

²Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russian Federation

pavelpolonyankin@gmail.com

Abstract. Digitalization of the Russian economy has prompted power companies for a fresh look at the development of the electric power industry. The companies are already actively invest in information technology and automation, creating a unified information space, analytical systems and special computer complexes, and any reporting is formed automatically.

In accordance with technical project of EKRA Research and Production Enterprise Ltd a computer program for calculation of transformer and autotransformer main and back-up protections based on cubicle ShE2607 041, ShE2607 042 has been developed.

Key words: relay protection, transformer, differential current protection, overcurrent protection, microprocessor device, cloud technologies.

Расчёт выполняется в формате веб-приложения, в котором пользователь взаимодействует с сервером при помощи Интернет-браузера. Приложение использует информацию из облачной базы данных, которая может быть в любой момент изменена и дополнена по запросу пользователя.

Веб-приложение состоит из двух частей: клиентской и серверной (рис.1). Клиентская часть формирует запросы к серверу и обрабатывает ответы, полученные от него.

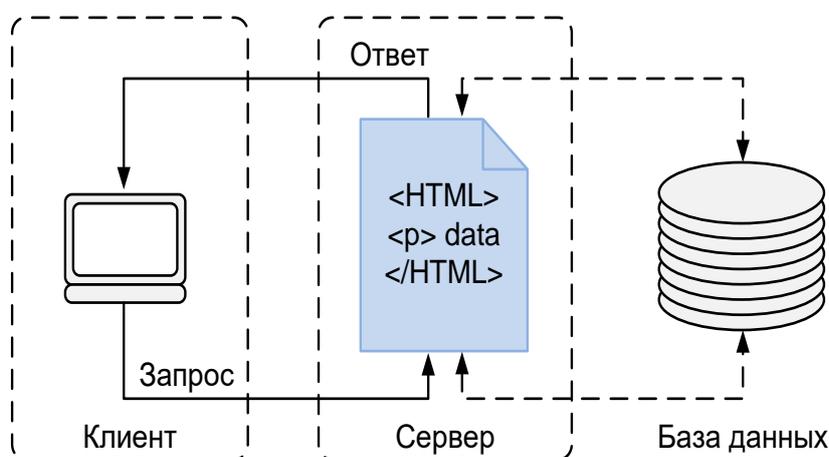


Рис. 1. Упрощенная схема веб-приложения

Серверная часть получает запрос от пользователя, выполняет вычисление, формирует веб-страницу и отправляет её клиенту при помощи специальных протоколов передачи данных.

Хранение содержимого в базе данных значительно упрощает технологию «клиент – сервер», поскольку позволяет пользователю выполнить расчёт без дополнительного использования справочной литературы. В базе данных ПО «Расчёт уставок» содержится информация и параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов, трансформаторов тока и напряжения, реакторов и другого оборудования.

Ввод исходных данных состоит из девяти шагов. Начинать следует (Шаг 1) с выбора силового оборудования и его параметров: номинального напряжения сети и типа трансформатора (из выпадающего списка необходимо выбрать используемый). Все параметры трансформатора берутся из облачной базы данных и отображаются для возможности контроля пользователем. Если нужного силового трансформатора нет в списке, такой трансформатор необходимо добавить в базу данных.

Для корректного ввода некоторые параметры, которые не соответствуют данному типу трансформатора, скрываются. Окно ввода становится неактивным и окрашивается в серый цвет (рис. 2).

При расчете уставок трансформатора, у которого на стороне НН установлен линейный регулятор, появляется возможность выбора вольтодобавочного трансформатора.

Шаг 1. Выбор трансформатора

Номинальное напряжение, кВ	110	Тип трансформатора	ТДТН - 40 000/110/35		
S _{ном} , кВА	40000	S _{ном нн} , кВА	0		
U _{ном вн} , кВ	115	U _{ном сн} , кВ	38.5	U _{ном нн} , кВ	11
U _{к вн-нн мин.} , %	19.29	U _{к вн-нн макс.} , %	17.04	U _{к вн-нн} , %	0
U _{к сн-нн мин.} , %	0	U _{к сн-нн макс.} , %	0	U _{к сн-нн} , %	6.5
U _{к вн-сн мин.} , %	11.56	U _{к вн-сн макс.} , %	9.52	U _{к вн-сн} , %	0
U _{к мин.} , %	0	U _{к макс.} , %	0		
ΔU _{рпн вн} , о.е.	0.16	ΔU _{рпн сн} , о.е.	0		
ΔU _{пвб вн} , о.е.	0	ΔU _{пвб сн} , о.е.	0.05		

Рис. 2. Фрагмент программы расчета уставок

Шаг 3 предполагает ввод эквивалентного сопротивления системы ВН в максимальном и минимальном режимах работы. В случае расчета трансформатора с подпиткой со стороны СН вводятся значения сопротивлений систем ВН и СН.

При наличии в схеме ПС токоограничивающего реактора, его также необходимо выбрать из БД токоограничивающих реакторов. Затем – тип используемых трансформаторов тока, коэффициента трансформации и погрешности ТТ. Данные берутся из базы данных ТТ.

На следующем шаге выбираются схемы соединения ТТ. Для наглядности после нажатия кнопки появляется окно со схемами соединения, из которых необходимо выбрать нужную.

При использовании промежуточных выравнивающих автотрансформаторов (ПТТ) выбирается его тип и номинальные токи ответвлений, на которые он подключается. Погрешность ПТТ вводится пользователем вручную.

Шаг 8 предполагает ввод значений параметров максимальной токовой защиты, коэффициентов отстройки и запаса, которые по умолчанию уже заданы.

На 9-м шаге вводится значение угла наклона тормозной характеристики.

Расчет параметров всех элементов производится в именованных единицах. Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты трансформатора (ДТЗ) задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта.

После нажатия на кнопку «Выполнить расчет» формируется документ, в котором описан процесс расчета, основные результаты и бланк рекомендуемых к выбору уставок.

В документе содержится исходная схема для расчета уставок и схемы замещения с указанием значений всех рассчитанных сопротивлений, все расчетные формулы со значениями используемых коэффициентов и результатами. В конце документа приведена таблица проверки чувствительности защиты.

Сравнение результатов (таблица) выполнено на примере расчета трехобмоточного трансформатора 115/38,5/11 кВ мощностью 40 МВ·А из Руководящих указаний (выпуск 13Б) [1].

Отметим полученные значения на рис. 3. Ось абсцисс соответствует точке КЗ. Ось ординат – значению коэффициента чувствительности, рассчитанного по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}/2 I_{\text{к}}^{(3)}}{I_{\text{Д.0}} I_{\text{баз.стор}} K_{\text{вкл.ТТ.стор}}}, \quad (1)$$

где $I_{\text{Д.0}}$ – принятая уставка начального тока срабатывания ДТЗ; $I_{\text{баз.стор}}$ – значение базисного тока выбранной стороны; $K_{\text{вкл.ТТ.стор}}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Точка П принадлежит программному расчету, Р – ручному.

Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

Точка КЗ	Вид КЗ в защищаемой зоне и режим работы систем	Коэффициент чувствительности ДТЗ			
		$U_{НОМ} - \Delta U_{РО}$		$U_{НОМ} + \Delta U_{РО}$	
		Ручной	Програм.	Ручной	Програм.
		Относительные погрешности			
К1	КЗ между двумя фазами на стороне НН Т1 за реактором Р при раздельной работе Т1(Т2)	5,97	5,96	9,98	9,97
		0,0013		0,0008	
К2	КЗ между двумя фазами на стороне НН Т1 за Р при совместной работе Т1(Т2) на стороне ВН и СН	7,47	7,48	11,58	11,60
		0,0016		0,0022	
К3	КЗ между двумя фазами на выводе НН Т1 при раздельной работе Т1(Т2)	7,18	7,16	11,64	11,63
		0,0017		0,0007	
К4	КЗ между двумя фазами на выводе НН Т1 при совместной работе Т1(Т2) на стороне ВН и СН	9,44	9,43	14,80	14,80
		0,0011		0,0003	

Аппроксимированный график, соответствующий минимальному режиму работы трансформатора, представлен на рис. 3, а, максимальному – на рис. 3, б.

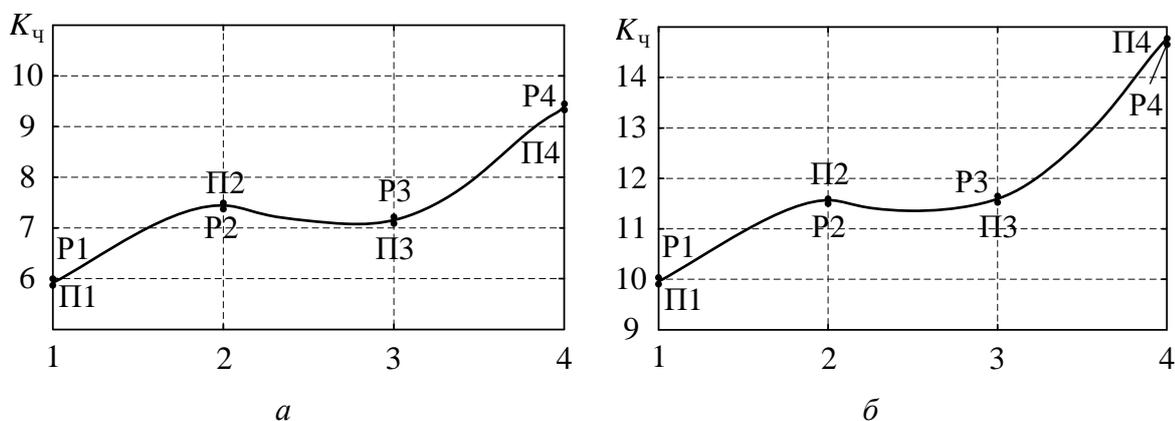


Рис. 3. График чувствительности ДТЗ на минимальном (а) и максимальном (б) режимах

Из приведенных графиков видно, что отклонения результатов ручного и программного расчетов незначительны. Относительная погрешность методов составляет меньше процента, что является более чем достаточным для селективной и надежной работы релейной защиты трансформаторов и автотрансформаторов.

Принципы выполнения основной и резервной защиты трансформаторов и автотрансформаторов приведены в [2, 3].

Можно сделать вывод, что расчёт, выполненный онлайн в формате веб-приложения, является не только более удобным и быстрым, но и более надежным, так как исключает ошибки, даёт достаточно точный результат.

Кроме того, автоматическое формирование бланка уставок, расчетных схем и подробной методики с формулами и результатами расчетов токов коротких замыканий позволяет использовать программный отчет при проектировании комплексов релейной защиты силовых трансформаторов и автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» ШЭ2607 041, ШЭ2607 042.

Список литературы

1. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: расчеты. М.: Энергоатомиздат. 1985. 96 с.
2. СТО 56947007-29.120.70.99-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА», ОАО «ФСК ЕЭС».
3. Шкаф защиты трансформатора типа ШЭ2607 041 (ШЭ2607 041041): руководство по эксплуатации. ЭКРА 656453.031.РЭ. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2015. 144 с.

УДК 62-503.56

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Д. Баторович, Д.Р. Рахимов, М.С. Ставровский
ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», Москва, Россия
stavrovsky96@yandex.ru

Аннотация. В работе приведено сравнение различных методов регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на трансформаторах центра питания (ЦП) для улучшения профиля напряжения у потребителей.

Ключевые слова: установившееся отклонение напряжения, нечеткая логика, генетический алгоритм.

COMPARISON OF VOLTAGE RELOADING METHODS IN POWER SUPPLY SYSTEMS OF DISTRIBUTION NETWORKS

D. Batorowicz, D.R. Rakhimov, M.C. Stavrovsky
National Research University «MPEI», Moscow, Russian Federation
stavrovsky96@yandex.ru

Abstract. Realization and comparison of methods OLTC in power center transformers to improve a voltage profile of consumers. The adjustment of a OLTC to ensure a quality of electricity by voltage is a complex task.

Key words: steady-state voltage deviation, fuzzy logic, genetic algorithm.

Введение

В существующих распределительных системах электроснабжения обеспечение нормативных требований по установившимся отклонениям напряжения является одной из основных и трудновыполнимых задач. Согласно опыту эксплуатации электрических сетей, для подавляющего большинства электроприемников установившееся отклонение напряжения не должно превышать $\pm 5\%$, в то же время ГОСТ 32144-2013 допускает изменение $\pm 10\%$. Несоблюдение данных пределов оказывает значительное влияние на такие параметры электроприемников, как производительность, срок службы и другие. Таким образом, отпуск электрической энергии надлежащего качества, а именно контроль и обеспечение уровня напряжения в точках передачи электроэнергии является важной задачей систем электроснабжения.

Напряжение в точках передачи может поддерживаться с помощью РПН трансформатором центра питания. Поэтому настройка контроллеров, регулирующих РПН, должна осуществляться таким образом, чтобы выполнялись принципы встречного регулирования, а также уровень напряжения был в соответствующих пределах.

Схема распределительной сети, которая использовалась в работе, показана на рис. 1.

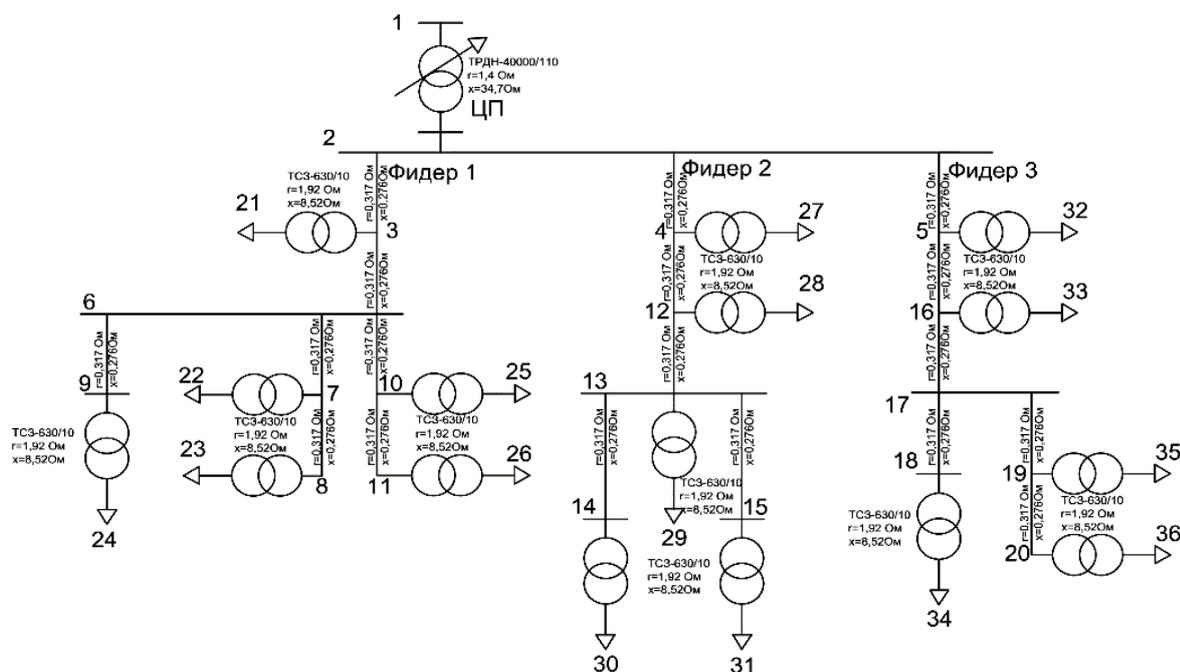


Рис. 1. Распределительная система электроснабжения

Закон встречного регулирования РПН

Рассмотрим настройку регулятора РПН трансформаторов ЦП. Начнем с самого распространенного стандартного метода регулирования напряжения в электрических сетях, который в формульном виде представляет собой следующее выражение [1]:

$$\delta U_{\text{доп}} = U_0 - 1 + k I \pm \gamma, \quad (1)$$

где U_0 – напряжение на трансформаторе на холостом ходу относительно номинального напряжения; I – ток нагрузки трансформатора относительно номинального напряжения; k – коэффициент статизма регулятора (угол наклона его характеристики); $\pm \gamma$ – зона нечувствительности регулятора.

Характеристика встречного регулирования напряжения в центре питания представлена на рис. 2.

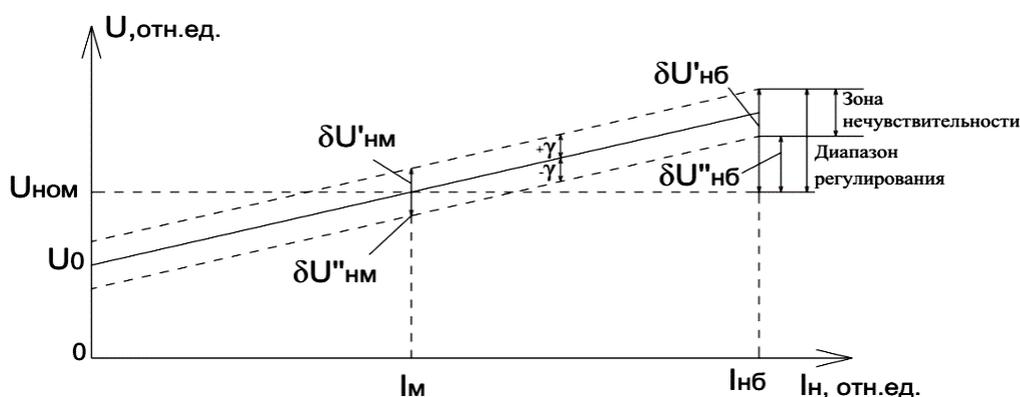


Рис. 2. Характеристика встречного регулирования напряжения в центре питания

Данный метод отличается относительной простотой и обеспечивает необходимый уровень напряжения в точках передачи электроэнергии. Однако при сравнении с другими методами настройки регулятора выясняется, что его эффективность ниже.

Генетический алгоритм для регулирования РПН

Генетический алгоритм – метод решения оптимизационных задач, основанный на естественном биологическом процессе эволюции [2].

Преимущества этого метода, в сравнении с традиционным алгоритмом оптимизации, состоят в следующем:

- 1) в состав решения входит не одна точка, а популяция точек;
- 2) каждая следующая популяция выбирается через расчет и генератор случайных чисел.

В рамках данного исследования генетический алгоритм применяется с целью нахождения оптимального положения регулирующего устройства трансформатора (РПН) в данной системе.

Подготовительным этапом для его использования является определение целевой функции, значение которой минимизируется с помощью алгоритма.

Целевая функция была построена с помощью двух влияющих факторов: отклонение напряжения, потери активной мощности в линии, а также весовых коэффициентов. Целью исследования является регулирование напряжения в пределах $(0,9-1,1)U_{\text{ном}}$, согласно ГОСТ 32144-2013. Для предотвращения падения напряжения ниже $0,9U_{\text{ном}}$ в целевой функции принимается нижний предел, равный $0,95U_{\text{ном}}$.

$$b_{1i} \cdot \sqrt{(1-U_i)^2} + b_{2i} \cdot \Delta P_i \rightarrow \min, \quad (2)$$

где i – узел системы; b_{1i} – весовой коэффициент, связанный с отклонением напряжения; b_{2i} – весовой коэффициент, связанный с потерями активной мощности; U_i – напряжение в i -м узле системы; ΔP_i – потери активной мощности в линии, связывающей узлы i и $i-1$.

Коэффициенты b_{1i} и b_{2i} определяются, исходя из следующих условий:

$$b_{1i} = \begin{cases} 1 & U_i \leq 0,95 \vee U_i \geq 1,1 \\ (1-U_i) \cdot 20 & 0,95 < U_i \leq 1 \\ (1-U_i) \cdot 10 & 1 < U_i < 1,1 \end{cases}; \quad (3)$$

$$b_{2i} = \begin{cases} 0 & U_i \leq 0,95 \vee U_i \geq 1,1 \\ (1-U_i) \cdot (-10) + 1 & 0,95 < U_i \leq 1 \\ (1-U_i) \cdot (-20) + 1 & 1 < U_i < 1,1 \end{cases}.$$

В результате получено, что напряжение во всех узлах сети лежит в заданных ГОСТом пределах (рис. 3).

В отличие от других алгоритмов, генетический более устойчив к помехам в исходных данных. Более того, он позволяет получить более точные результаты по сравнению с традиционными алгоритмами.

Регулирование отпаек РПН с помощью нечеткой логики

Для регулирования напряжения в распределительных сетях было принято решение использовать аппарат нечеткой логики для создания алгоритма, который будет отвечать за управление переключателем отпаек РПН.

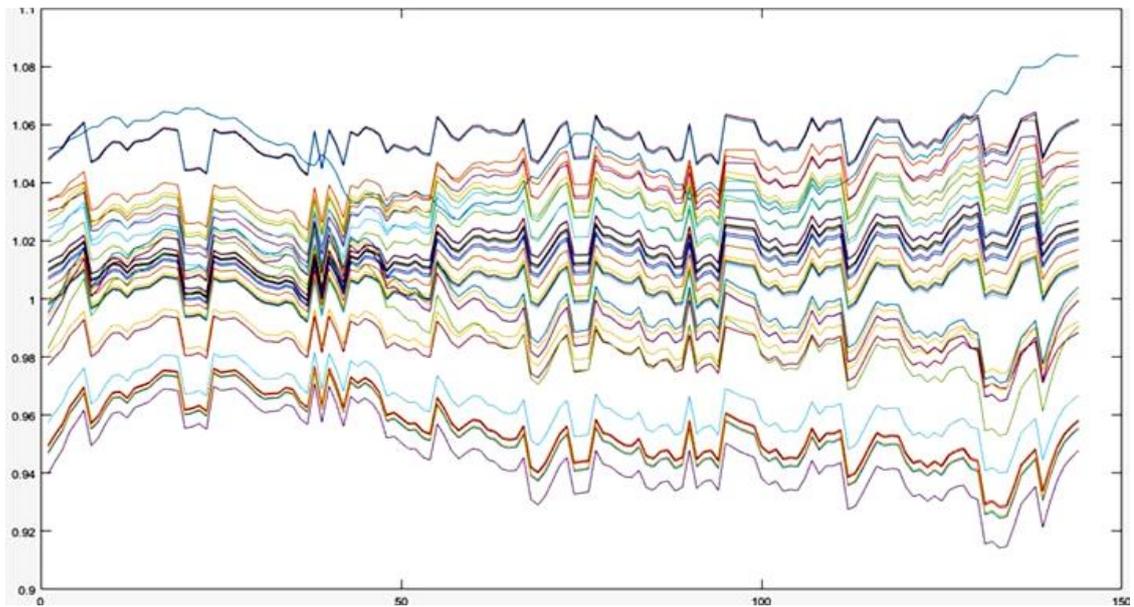


Рис. 3. Результаты применения генетического алгоритма

В основе алгоритма используется теория нечетких (fuzzy) множеств. Преимущества fuzzy-систем по сравнению с другими системами управления доказаны в работе [3].

В качестве исходной модели сети использовалась распределительная сеть, изображенная на рис. 1, регулирование напряжения в которой осуществляется с помощью нечеткого контроллера. Для создания нечеткого алгоритма регулирования был использован встроенный в MatLab пакет Fuzzy Logic. Входными переменными для контроллера являются: напряжения на шинах подстанции, положение отпайки РПН силового трансформатора, ток трансформатора центра питания. Выходными данными является решение контроллера об изменении положения отпайки РПН (рис. 4).

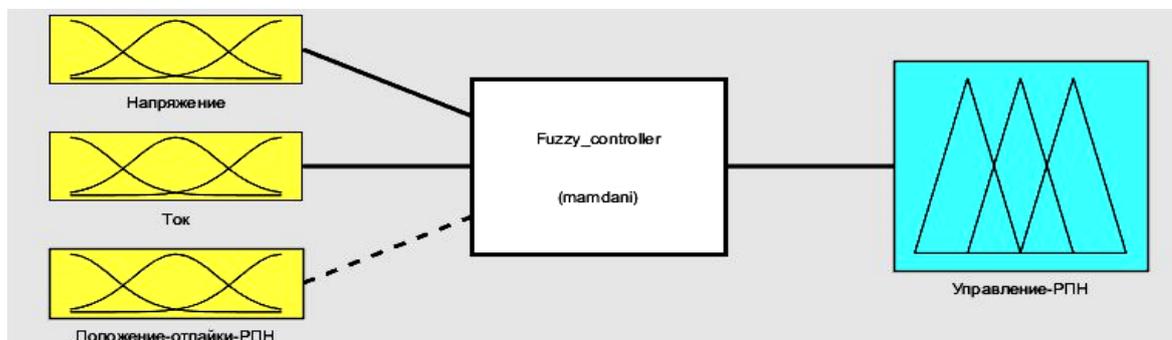


Рис. 4. Входные и выходные данные контроллера

В результате применения данного метода выявлено, что напряжение во всех узлах сети лежит в пределах $\pm 5\%$ и в некоторых местах выходит за эти пределы, но не превышает $\pm 10\%$ (рис. 5).

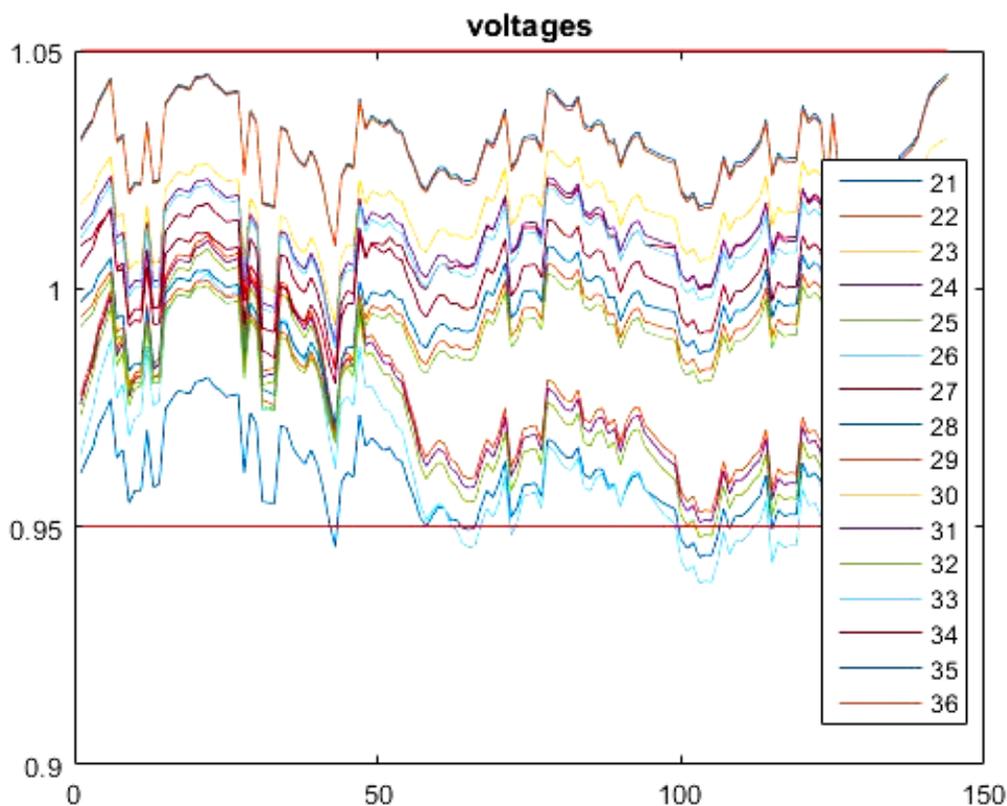


Рис. 5. Результаты применения нечеткого контроллера

Выводы

Сравнивая полученные результаты регулирования напряжения на трансформаторе центра питания с помощью генетического алгоритма и нечеткой логики по следующим критериям: скорость регулирования, качество регулирования напряжения, мы выявили, что контроллер на нечеткие логики лучше справляется с данной задачей. Нечеткое регулирование показало лучший профиль напряжения у потребителей, а также свою быстроту по сравнению с другими методами.

Список литературы

1. Управление качеством электроэнергии: учебное пособие / И.И. Карташев [и др.]; под ред. Ю.В. Шарова. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2017. 347 с.
2. Computational and Applied Mathematics: Genetic algorithms for modelling and optimisation, 2004.
3. Жмак Е.И. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах на основе нечеткой логики: дис. ... канд. техн. наук: Новосибирск, 2004. 117 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТАНКА ЛАЗЕРНОЙ РЕЗКИ В САПР AUTODESK INVENTOR С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРАМЕТРИЗАЦИИ И АДАПТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ

М.О. Уткин, К.В. Николаев, Е.Р. Пономарев, В.А. Рукавишников
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
г. Казань, Россия
209maks@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассматривается проектирование станка в системе САПР от компании Autodesk, приводится пример использования параметризации и адаптивных моделей. Также рассматривается необходимость внедрения цифровых технологий в современные производства.

Ключевые слова: Industry 4.0, САПР, параметризация, станкостроение, CO2-лазеры, ILogic, технологии в станкостроении, ЭМИ, Autodesk Inventor.

DESIGN OF LASER CUTTING MACHINE IN CAD AUTODESK INVENTOR WITH THE USE OF PARAMETERIZATION AND ADAPTIVE MODELS.

M.O. Utkin, K.V. Nikolaev, E.R. Ponomarev, V.A. Rukavishnikov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
209maks@mail.ru

Abstract. This article the design of the machine in the CAD system from Autodesk, provides an example of the use of parameterization and adaptive models. Also in this article the necessity of introduction of digital technologies in modern production is considered.

Key words: Industry 4.0, CAD, parameterization, machine tools, CO2 lasers, ILogic, machine tool technologies, EMO, Autodesk Inventor.

Концепция Industry 4.0 и цифровая экономика будущего уверенно входят в нашу жизнь, коренным образом изменяя технологии современных производств. Инженеры уже используют цифровые модели реальных объектов, включающие в себя цифровые модели (двойников) изделий, производственных технологий, процессов эксплуатации (в том числе поведение изделия в процессе эксплуатации) и т. д. В ближайшее время станут невостребованными специалисты многих традиционных профессий, появятся качественно новые, на порядок возрастёт производительность труда, что в итоге приведет к значительному сокращению рабочих мест [1]. Поэтому необходимо освоение новых инновационных технологий, в том числе и инженерного цифрового моделирования, способствующего ускоренному и рациональному созданию прототипов изделий, а также подготовка их производственной документации и дальнейшая доработка в процессе производства.

Также одной из особенностей САПР нового поколения является параметризация изделий, поэтому стало необходимым использование параметрических трехмерных деталей – трехмерных и четырехмерных конструкций, доступных в различных размерах и/или имеющих различные переменные значения [2]. Такие модели могут изменяться, исходя из параметров связанных с ними конструктивных элементов и, конечно же, подчиняться определенным указанным правилам сборки «If ... Then Else», составленных в специальной области программы Autodesk Inventor «ILogic». Ее возможности продемонстрируем на примере станка лазерной резки «СО₂».

Задачей для проектирования было создание нового параметрического корпуса станка серии «СО₂». Особенностью проектирования в данном случае была адаптация сборки к определенным параметрам рабочей поверхности, задаваемой заказчиком исходя из необходимых размеров.

Для начала рассмотрим характеристики станка для проектирования. СО₂-лазеры (углекислотные лазеры) – лазеры на газовых смесях, в которых усиление света происходит за счет колебательных переходов в молекулах углекислого газа СО₂. На рис. 1 изображен внешний вид одной из модификаций станка лазерной резки «СО₂». Под действием высокого напряжения, которое подается к разным концам трубки, выходит лазерный луч, который затем проходит через систему зеркал и линз и подходит к головке лазера, где фокусируется в точку. Охлаждение трубки происходит с помощью воды, которая прогоняется водяной помпой. Продукты сгорания отводятся от головки лазера с помощью потока воздуха, который нагнетается компрессором, и удаляются встроенной вытяжкой.

Различаются СО₂-лазеры по размеру рабочего поля, мощности лампы и контроллеру. Маркировка в названии лазера, например 4060, указывает, что рабочее поле станка 40x60 см. На самых простых станках отсутствует автоматическая регулировка высоты рабочего поля и мощность лампы ограниченная – 50 Вт. На больших станках мощность лампы достигает 180 Вт, автоматический подъем рабочего стола, они укомплектованы более совершенными рельсовыми направляющими и мощным контроллером [3].

Основой для расчета сборки стали параметры рабочей зоны – «портала» станка (рис. 2). И исходя уже из данных параметров рассчитывается вся сборка.

Для удобства ввода необходимых данных используется специальная параметрическая форма «Form1», которая позволяет ввести основные параметры модели, представленные на рис. 3.



Рис. 1. Станок лазерной резки СО-2
(одна из модификаций)

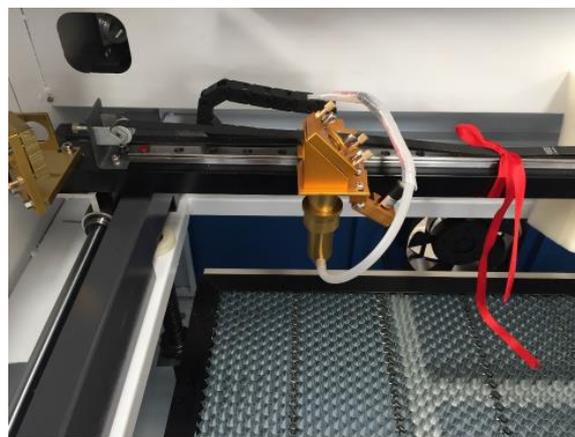


Рис. 2. Портал станка

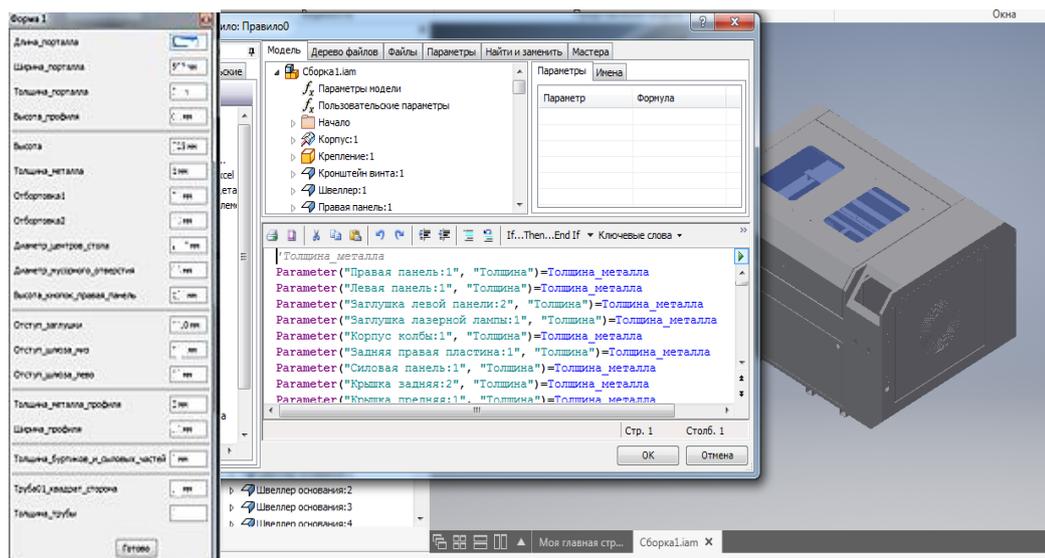


Рис. 3. Используемая «Форма 1» и «Правило 0» при проектировании

В дальнейшем по введенным данным с использованием заранее установленного правила «Правила 0» рассчитываются остальные размеры станка.

Исходя из этой особенности сборки возможно создание целой серии станков, используя при этом одну единственную трехмерную электронную модель изделия, выполненную по ГОСТ 2.052-2006 «ЕСКД. Электронная модель изделия».

Применение данной технологии в станкостроении, а также в других областях промышленности, сможет оказать существенное влияние на адаптивность экономики РФ в целом, однако широкого внедрения данная технология на сегодняшний день не получила. Однако эффективность внедрения цифровых технологий и параметризации в процесс обучения и проектирования доказывают исследования, проведенные в Казанском государственном энергетическом университете на кафедре «Инженерная графика» [4].

Вывод

В результате проделанной работы создана Электронная параметрическая модель станка лазерной резки «СО₂» и продемонстрированы возможности параметризации (рис. 4).

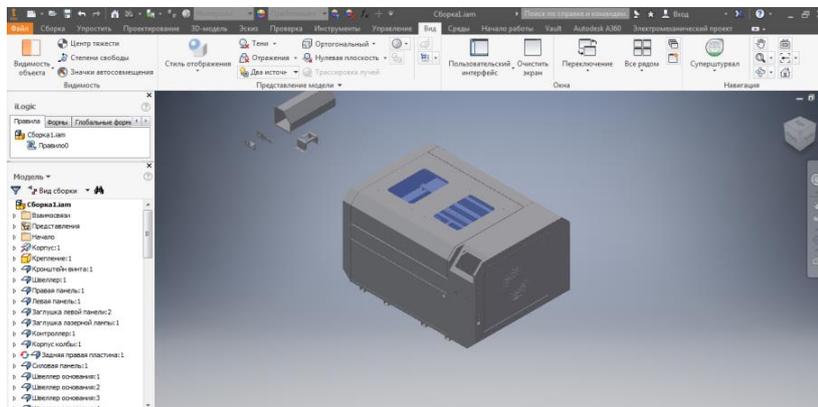


Рис. 4. Электронная модель станка лазерной резки

Список литературы

1. Рукавишников В.А., Тазеев И.Р., Уткин М.О. Цифровое образование // КОГРАФ-2018: сб. матер. 28-й Всерос. науч.-практ. конф. по графич. информац. технологиям и системам. 2018. С. 313–316.
2. URL: <https://knowledge.autodesk.com/ru/support/inventor-products/learn-explore/caas/-CloudHelp/cloudhelp/2016/RUS/Inventor-Help/files/GUID-9D7FF4CB-6045-4E2A-AC88-40A2F4DDF392-htm.html>.
3. Лазерные СО₂-станки для резки и гравировки // PPK-LASER.RU: сайт. URL: <https://ppk-laser.ru/g21100483-lazernye-co2-stanki>, <https://ppk-laser.ru/g21100483-so2-stanki-lazernoj>
4. Смирнова Л.А., Мусин Д.Т., Сиразутдинов Ф.Р. Об опыте использования цифровых технологий в научно-исследовательской работе студентов-энергетиков // Проблемы качества графической подготовки студентов в техническом вузе: традиции и инновации. Пермь, 2016. Т. 1. С. 321–325.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ

УДК 621.311

ОЦЕНКА УРОВНЯ ИСКАЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ПЛАНОВЫХ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ КОРОНИРОВАНИЯ ПРОВОДОВ

Р.У. Галеева, С.Ф. Алексеева
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
raisa_gal.52@mail.ru

Аннотация. Для воздушных линий характерны плановые коммутационные переключения, которые сопровождаются волной перенапряжения. Выявление гармонических составляющих тока короны при включении ЛЭП на основе разработанного алгоритма позволит оценить уровень искажения кривой напряжения при коммутационных переключениях.

Ключевые слова: ток короны, коммутационные перенапряжения, коэффициент несинусоидальности.

ESTIMATING THE INFLUENCE OF THE HARMONIC COMPONENT OF THE CORONA CURRENT ON SWITCHING OVERVOLTAGES FOR THE VOLTAGE NON-SINUSOIDALITY RATIO

R.U. Galeeva, S.F. Alekseeva
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
raisa_gal.52@mail.ru

Abstract. Switching overvoltages are characteristic for high-voltage transmission lines and the commutation is accompanied by a switching surge wave. Identification of the harmonic components of the corona current when the transmission line is switched on, based on the developed algorithm, will allow us to estimate the level of distortion of the voltage curve during switching operations.

Key words: corona current, switching overvoltages, nonsinusoidality ratio.

В процессе работы энергосистемы часто приходится изменять ее схему путем включения или отключения отдельных линий. Включение воздушной линии электропередачи (ВЛЭП) сопровождается коронным разрядом на её проводах [1, 2]. При исследовании коронного разряда на проводах ВЛЭП высокого и сверхвысокого напряжений переменного тока было выявлено, что они являются источником высших гармонических

(ВГ) [3]. Наличие третьей гармоники в спектре тока коронирующей ВЛЭП может привести к перегрузке устройств заземления нейтрали силовых трансформаторов [1].

В качестве тестируемой модели в программном пакете Matlab Simulink была рассмотрена ВЛЭП, подключенная к эквивалентной сети напряжением 500 кВ, мощностью 4400 МВА. Протяженность линии $L = 100$ км; провода марки АС-500/64; количество проводов в фазе $n = 3$, расположение фаз над землей – горизонтальное, шаг расщепления (среднегеометрическое расстояние между проводами в фазе) – 40 см, расстояние между фазами ЛЭП – 11 м.

Модель ЛЭП представлена блоком Distributed Parameter Line, который реализует модель линейных распределенных параметров. Параметры блока Distributed Parameter Line представлены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры блока линии

R_1 , Ом/км	R_0 , Ом/км	L , Гн/км	C , Ф/км
0,01273	0,3864	$0,9337 \cdot 10^{-3}$	$12,74 \cdot 10^{-9}$

Система представлена блоком Three-Phase Source, который реализует сбалансированный источник напряжения с внутренним RL -импедансом. Параметры блока Three-Phase Source представлены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры блока системы

U , кВ	R , Ом	L , Гн
500	0,8929	$16,58 \cdot 10^{-3}$

Процесс коммутации моделируется с помощью блока Three-Phase Breaker, который осуществляет переключения в заданное время. Для моделирования процесса коронирования проводов (КП) была использована физическая модель, предложенная в [5]. Модель состоит из параллельных ветвей R_k и C_k с добавленными емкостью и активной проводимостью на землю, обусловленными короной при любых мгновенных значениях напряжения, превышающих напряжение зажигания короны. Для определения параметров принятой расчетной модели принято равенство совпадения частотных характеристик ёмкости и активной проводимости модели КП по выражению (1):

$$\sum_{k=1}^3 \left(R_k + \frac{1}{j\omega_v C_k} \right)^{-1} = G(\omega_v) + j\omega_v C(\omega_v), \quad (1)$$

где R_k и C_k – параметры элементов линии КП, $G(\omega_v)$ и $C(\omega_v)$ – первичные параметры линии.

Значения вычисленных параметров при $U_{кор}/U_{\phi} = 1,8$ модели короны даны в табл. 3.

Таблица 3

Первичные параметры линии и параметры элементов КП

f, Гц	Первичные параметры		Параметры модели короны					
	G, 1/МОм·км	C, пФ/км	R ₁	R ₂	R ₃	C ₁	C ₂	C ₃
			МОм·км			пФ/км		
50	0,758	1920	1,09	2,52	0,145	4620	-663	1130
200	1,497	1072,6						
1000	4,854	545,59						

Коммутационное переключение ВЛ 500 кВ осуществлялось в программном пакете Matlab Simulink по модели, представленной на рис. 1.

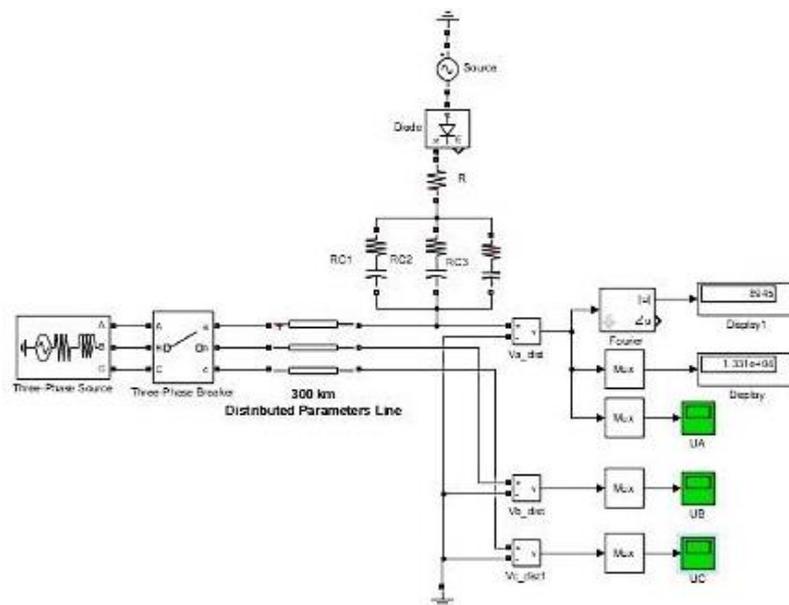


Рис. 1. Тестовая модель для оценки несинусоидальности кривой напряжения

В первой части эксперимента была смоделирована плановая коммутация на ВЛ 500 кВ без учёта явления коронного разряда на проводах линии. Значения гармонических составляющих напряжения, полученных в ходе эксперимента, представлены в табл. 4. Приведены действующие значения гармоник с 1 по 7, значения ВГ тока и напряжения более высокого порядка так же, как и четных гармоник, незначительны [5].

Таблица 4

Гармонические составляющие напряжения при коммутации

Измеряемая величина	$\nu = 1$	$\nu = 3$	$\nu = 5$	$\nu = 7$
$U_{(n)}$, кВ	431 700	10 300	46 370	9 427
$K_{U(n)}$, %	–	2,39	10,74	2,18

В результате исследований выявлено, что при коммутации без учёта эффекта коронирования, напряжение на ВЛ сверхвысокого напряжения (СВН) искажено незначительно. Коэффициенты n -й гармонической составляющей напряжения для гармоник порядков $\nu = 3$, $\nu = 5$ и $\nu = 7$ находятся в допустимых пределах [2, 4].

Во второй части эксперимента был смоделирован процесс коммутации на ВЛ 500 кВ с учётом эффекта коронирования и возникающего при этом импульсного перенапряжения. Действующие значения гармоник гармонических составляющих представлены в табл. 5.

Таблица 5

Гармонические составляющие напряжения при коммутации с учётом КП

Измеряемая величина	$\nu = 1$	$\nu = 3$	$\nu = 5$	$\nu = 7$
$U_{(n)}$, В	435200	23270	93524,48	8945
$K_{U(n)}$, %	–	5,37	21,49	2,05

Осциллограмма тока, полученная в ходе эксперимента, представлена на рис. 2.

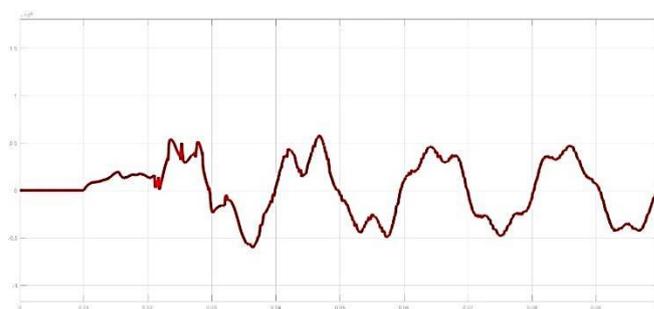


Рис. 2. Осциллограмма тока при коммутационных перенапряжениях с учетом КП

Из результатов разложения кривых напряжения при переходе ЛЭП 500 кВ из отключенного режима в рабочий режим с учётом влияния тока короны видно, что значения гармонических составляющих напряжения изменились: значительно для 3-й гармоники – на 2,98 %, 7-й – на 10,75 % и совсем незначительно для 5-й гармоники – на 0,13 %. Коэффициент n -й гармонической составляющей при КП увеличился, что говорит о том, что ток короны повышает искажение кривой напряжения при коммутации.

Список литературы

1. Корона на проводах высоковольтных линий как источник третьей гармоники тока в электрических сетях / Е.Ю. Змазнов [и др.] // Электрические станции. 1989. № 12. С. 60–63.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
3. Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330–750 кВ и постоянного тока 800–1500 кВ. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975. 82 с.
4. Исследование влияния короны в электропередачах на качество электроэнергии по n -й гармонической составляющей тока и напряжения / Ю.В. Шаров [и др.] // Электричество. 2013. № 6. С. 8–13.
5. Левитов В.И. Корона переменного тока. М.: Энергия, 1969. 272 с.

УДК 62-83:622

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С МНОГОЦЕПНЫМИ ВЛЭП МЕТОДОМ ФАЗНЫХ КООРДИНАТ

Ю.А. Борисова, В.Г. Гольдштейн, А.С. Ведерников

ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Самара, Россия

julia1810borisova@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается комплекс проблем расчета токов коротких замыканий (КЗ) в электрических сетях (ЭС) с многопроводными двухцепными и комбинированными многоцепными воздушными линиями (КМВЛ) электропередачи. КМВЛ представляется математической моделью (ММ) в виде обобщенного четырехполюсника (ОЧП) П-образной структуры с разделением на продольные активно-индуктивные сопротивления и поперечные емкостные проводимости. Сформирован порядок расчета параметров КЗ с помощью метода фазных координат (МФК) для 5 основных видов КЗ в произвольной точке КМВЛ с возможностью перемещения по ее длине. Математическая модель построена на основе теории ОЧП в виде гиперматричных уравнений режимов КМВЛ для ОЧП с использованием метода наложения.

Ключевые слова: воздушные ЛЭП, несимметрия, четырехполюсники, обобщенный четырёхполюсник, гиперматричные уравнения, стационарный УР, фазные координаты.

MATHEMATICAL MODEL OF CALCULATION OF CURRENTS OF SHORT CIRCUITS IN ELECTRICAL NETWORKS WITH MULTICHAIN ETAL BY METHOD OF PHASE COORDINATES

Y.A. Borisova, V.G. Goldstein, A.S. Vedernikov
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
julia1810borisova@yandex.ru

Abstract. The complex of problems of calculation of currents of short circuits in the electrical networks (SM) with multiwire two-chain and the combined multichain air-lines (CMAL) of an electricity transmission is considered. CMAL is presented by the mathematical model (MM) in the form of the generalized two-port network (GTPN) of P-shaped structure with division into longitudinal active and inductive resistance and cross capacitor conductivity. The procedure of payments of the SC parameters by means of the method of phase coordinates (MPC) for 5 main types of SC in any point of CMAL with a possibility of movement on its length is created. The mathematical model is constructed on the basis of the theory of GTPN in the form of the hyper matrix equations of the CMAL modes for GTPN with use of a method of imposing.

Key words: the air power lines, asymmetry, two-port networks, the generalized two-port network, the hyper matrix equations, stationary SM, phase coordinates.

Проблемой формирования ЭС в промышленных экономических районах является применение комбинированных линий (КМВЛ). Это системы двух- и трёхфазных ВЛ. В них на одних опорах размещаются ВЛ разных номинальных напряжений переменного и постоянного тока, 1 или 2 грозозащитных троса (ГЗТ), радиотехническое оборудование, средства связи.

Для КМВЛ характерны тесная электромагнитная связь между элементами и необходимость ее отражения в ЭСЗ в виде многочисленных собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей между всеми фазными проводниками всех цепей и грозозащитных тросов (ГЗТ). Рассмотрим построение рациональной системы выполнения серийных расчетов, необходимых при решении практических задач анализа КЗ в современных системах управления в ЭС, имеющих в составе КМВЛ. С этой целью на рис. 1 представлен пример расчетной модели режимов КЗ для КМВЛ, содержащей ее основные элементы и виды повреждений.

Для упрощения дальнейшего анализа ограничим расчетную модель (рис. 1) режима КЗ КМВЛ одним однородным участком, учитывая, что в дальнейшем можно сформировать их необходимый состав с помощью блочной композиции [1]. Это позволяет эквивалентировать части ЭС, примыкающие к узлам условных Н начала и К конца КМВЛ, в виде ЭСЗН и ЭСЗК [4]. По определению в составе ЭСЗН и ЭСЗК присутствуют источники питания и нагрузки. На рис. 1 для упрощения изображения

показана только одна трехфазная ВЛ из состава КМВЛ, один ГЗТ и 2 вида КЗ: одно и двухфазное. Для этих условий с помощью метода наложения (МН) и МФК [1, 6–9] формулируется процедура анализа режимов КЗ в КМВЛ.

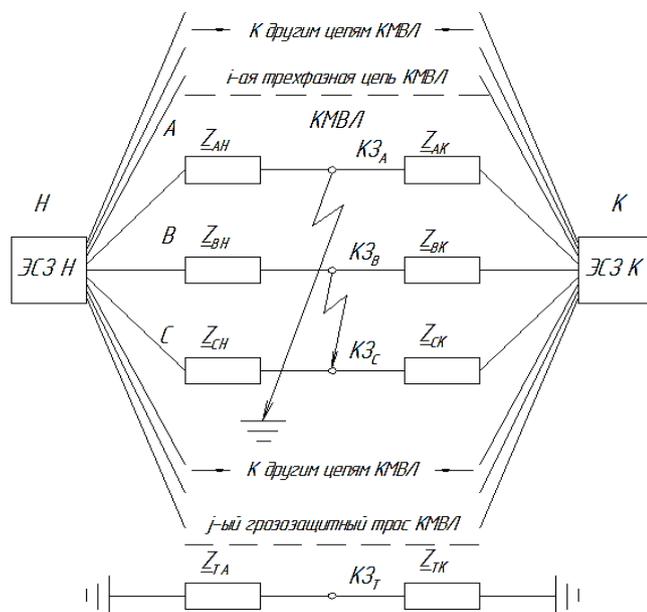


Рис. 1. Расчетная модель режимов однофазного и двухфазного КЗ однородного участка КМВЛ с одним заземленным ГЗТ

Наиболее часто в процессах эксплуатации и проектирования ЭС анализ ТКЗ производится для серий режимов КЗ, во-первых, в различных точках сети, а во-вторых, для различных видов КЗ: однофазного; двухфазного на землю; трехфазного на землю; двухфазного междуфазного; трехфазного междуфазного. Для многоцепных (в частности, двухцепных) добавляются еще междуцепные КЗ. В связи с этим целесообразно применение методики серийных расчетов режимов КЗ по методу узловых напряжений (МУН), в которой ММ – система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) – строится один раз для всех подрежимов, а все подрежимные изменения эквивалентно заменяются с помощью включения искусственных источников. Для каждого из них формируются свои частные вспомогательные парциальные режимы (ПР), наложение которых друг на друга и предшествующие режимы позволяют обеспечить граничные условия для каждого вида повреждений, то есть физическую адекватность ММ.

При этом появляется возможность отобразить параметры режимов повреждений через ПР на неизменной матрице узловых проводимостей [1, 2]. Формирование ее математического эквивалента производится в виде

произведения двух треугольных матриц (треугольное разложение, в частности, по Гауссу). После этого решение для любого подрежима выполняется минимальным количеством вычислительных операций обратного хода по треугольному разложению. Обратим внимание, что наиболее трудоемкая часть решения – треугольное разложение, производится только один раз для всего многообразия подрежимов КЗ [2, 3].

В ПР в существующие узлы схемы включаются искусственные источники, позволяющие учесть изменения условий (перемещение точки КЗ по узлам и ветвям многопроводной ВЛ, изменения видов повреждений и их сочетаний и др.). Исходная матрица узловых проводимостей при этом не изменяется. Поэтому каждый ПР рассчитывается минимальным количеством вычислительных операций в так называемом обратном ходе по названному треугольному разложению [4].

В соответствии с положениями МН режим КЗ КМВЛ можно представить как сумму двух режимов доаварийного и собственно аварийного режимов (ДАР и САР). Будем считать, что значения параметров ДАР известны по данным установившегося режима, которые получены или по результатам его расчета [1, 2] или, в частности, приближенно по номинальным напряжениям.

Обратим внимание на то, что при задании параметров ДАР необходимо уточнить направления векторов фазных напряжений различных цепей КМВЛ и их значения для линий постоянного тока, если они имеются в составе КМВЛ. В первом приближении их можно считать направленными одинаково для ВЛ переменного тока. Наличие ВЛ постоянного тока в составе КМВЛ имеется в виду, но пока в данной работе не отражено.

Рассмотрим применение приведенных положений для анализа однофазного КЗ ($A, 0$) на одной из трехфазных цепей КМВЛ (рис. 1). Принципиальная схема САР представлена на рис. 2, *а*. Граничным условием этого КЗ является $U_{КЗ_A} = 0$. Из САР исключены все источники в составе ЭСЗН и ЭСЗК (они считаются закороченными), а в точку КЗ_А должен быть включен источник с его отрицательным значением напряжения в ДАР, т. е. $U_{КЗ_A} = -U_{ДАР_A}$.

Для определения параметров САР используется МУН, известна матрица узловых проводимостей и ее треугольное разложение. Это полностью обеспечивается исходной информацией для решения данной задачи. Параметры САР определяются через параметры вспомогательного ПР, в котором в точку КЗ_А включается единичный источник [2, 3]. СЛАУ с матрицей узловых проводимостей КМВЛ решается по произведению матриц треугольного разложения.

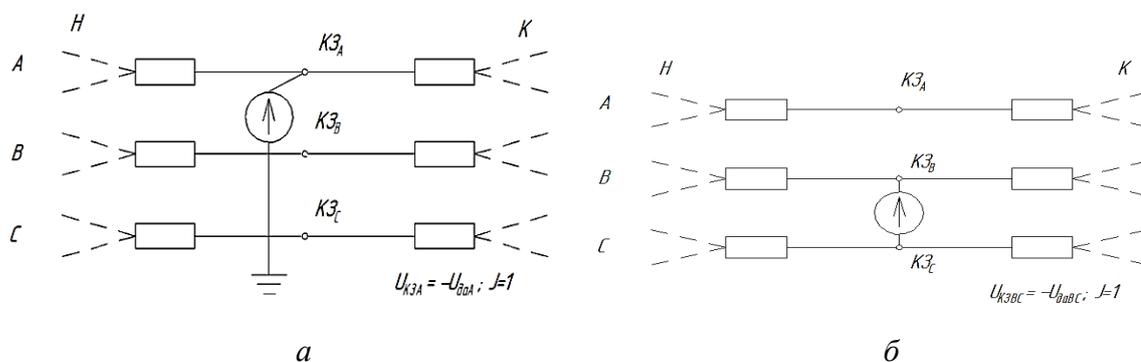


Рис. 2. САР: *а* – однофазного КЗ (*A*, 0), *б* – двухфазного КЗ (*B* и *C*)

Результатом решения являются значения узловых напряжений названного ПР. По значению напряжения U'_{K3_A} в точке $K3_A$ находим коэффициент пропорциональности $K_{\Pi} = U_{\text{ДАР}_A} / U'_{K3_A}$, на который надо умножить узловые напряжения ПР для определения параметров САР. Накладывая их с учетом отрицательного знака на параметры ДАР, получим узловые напряжения и другие параметры режима для всех элементов КМВЛ, в том числе напряжение, равное нулю в точке $K3_A$, если оно металлическое. При необходимости учета дуги в точке КЗ можно воспользоваться положениями, изложенными в [9].

Рассмотрим двухфазное КЗ (*B*, *C*), для которого схема САР представлена на рис. 2, *б*, граничным условием является $U_{K3_{BC}} = 0$, и в схеме САР для этого ПР включается в место повреждения искусственный источник, ток которого равен 1. При решении СЛАУ этого режима основная матрица останется неизменной, а в векторе правых частей, в соответствии с направлением источника, в отличие от предыдущего случая однофазного КЗ формируются уже два ненулевых элемента: +1 для узла с номером $K3_B$ и -1 для узла с номером $K3_C$. По значению напряжения $U'_{K3_{BC}} = U'_{K3_B} - U'_{K3_C}$ находим коэффициент пропорциональности $K_{\Pi} = U_{\text{ДАР}_{BC}} / U'_{K3_{BC}}$ для определения параметров САР и далее наложением на параметры ДАР находим окончательное решение.

Аналогичным образом решаются задачи и для других видов повреждений. При этом для двухфазного и трехфазного на землю и трехфазного междуфазного КЗВ в схемы ПР включаются, соответственно, два или три вспомогательных источника, а их значения для удовлетворения граничных условий и определения конкретных коэффициентов пропорциональности производится по СЛАУ 2-го и 3-го порядков, составленным по данным соответствующих ПР.

Список литературы

1. Гольдштейн В.Г., Ведерников А.С., Шишков Е.М. Многоцепные ВЛ электропередачи: критический анализ, проблемы создания и размещения, перспективы применения и развития, специфика конструкций и режимов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2016. № 5(38).
2. Шишков Е.М. Ведерников А.С., Гольдштейн В.Г. Влияние несимметрии параметров двухцепной воздушной линии электропередачи на установившиеся режимы // Электричество. 2013. № 4. С. 9–18.
3. Fortescue C.L. Method of Symmet // Coord. Applied to the Solution of Polyphase Networks, Trans.A.I.E.E.1918. Vol. 37, Pt. II. P.1027–1140.
4. О необходимости совершенствования программного обеспечения анализа режимов электрических сетей / Ведерников А.С. [и др.] // Оперативное управление в электроэнергетике. 2015. № 5. С. 28–34.

УДК 62-83:622

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ НЕСИММЕТРИЧНЫХ МНОГОЦЕПНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В ВИДЕ ОБОБЩЕННОГО ЧЕТЫРЕХПОЛЮСНИКА

Ю.А. Борисова, В.Г. Гольдштейн
ФГБОУ ВО «СамГТУ»
Самара, Россия
julia1810borisova@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается построение математических моделей (ММ) двухцепных и комбинированных многоцепных воздушных линий (КМВЛ) электропередачи (ЛЭП с 2 или более номинальными напряжениями) для анализа в многопроводной постановке стационарных установившихся режимов (УР) электрических сетей (ЭС). Для КМВЛ, как несимметричных по определению электроустановок, предлагается использовать в качестве моделей обобщенные четырехполюсники (ОЧП) П-образной структуры с разделением на продольные (в виде активно-индуктивных сопротивлений) и поперечные (в виде емкостных проводимостей) составляющие в связи с известным разделением электромагнитных полей в УР в ЛЭП. Приводится классификация несимметрий в реальных ЛЭП. Констатируется невозможность использования метода симметричных составляющих (МСС) для анализа несимметричных УР в несимметричных эквивалентных схемах КМВЛ. Определены последовательности выполнения расчетов параметров УР для КМВЛ с помощью метода фазных координат (МФК). Математическая модель построена на основе теории ОЧП в виде гиперматричных уравнений режимов КМВЛ для ОЧП в классических формах четырехполюсников A , B и Y .

Ключевые слова: воздушные ЛЭП, несимметрия, четырехполюсники, продольные сопротивления, поперечные проводимости, обобщенный четырёхполюсник, гиперматричные уравнения, стационарный УР, фазные координаты.

CALCULATION OF THE MODES OF ASYMMETRICAL MULTICHAIN AIR-LINES IN THE FORM OF THE GENERALIZED TWO-PORT NETWORK

Y.A. Borisova, V.G. Goldstein
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
julia1810borisova@yandex.ru

Abstract. Creation of the mathematical models (MM) two-chain and the combined multichain air-lines (CMAL) of an electricity transmission (the power line with 2 or more rated voltage) for the analysis in multiwire statement of the stationary the set modes (SM) of the electrical networks (EN) is considered. For CMAL as electroinstallations, asymmetrical by definition, it is offered to use as models the generalized two-port networks (GTPN) of P-shaped structure with division on longitudinal (in the form of active and inductive resistance) and cross (in the form of capacitor conductivity) components in connection with the known division of electromagnetic fields to SM in the power line. Classification of asymmetry is given in the real power lines. The impossibility of use of a method of symmetric components (MSS) for the analysis asymmetrical SM in asymmetrical equivalent schemes CMAL is stated. The sequences of performance of calculations of the SM parameters for CMAL are defined by the method of phase coordinates (MPC). The mathematical model is constructed on the basis of the theory of GTPN in the form of the hyper matrix equations of the CMAL modes for GTPN in classical forms of two-port networks A, B, Y.

Key words: the air power lines, asymmetry, two-port networks, longitudinal resistance, cross conductivity, the generalized two-port network, the hyper matrix equations, stationary SM, phase coordinates.

В условиях жестких территориальных ограничений на развитие ЭС в целом ряде случаев экономически целесообразно применение комбинированных многоцепных воздушных линий (КМВЛ). На их опорах размещаются две и более трёхфазных воздушных линии (ВЛ) разных номинальных напряжений, что определяет принципиальную особенность конструкции МВЛ – совмещение на отдельных ее участках в единой конструкции ВЛ большой электрической мощности высокого и сверхвысокого напряжения и ВЛ распределительной сети [1, 2].

Компактность таких принципиально несимметричных объектов, как КМВЛ, определяет высокую интенсивность электромагнитного взаимодействия между их отдельными элементами, не учитывать которые совершенно недопустимо. Рассматривается определение параметров установившихся режимов (УР) несимметричных КМВЛ и пересмотр методического аппарата, поскольку известный метод симметричных составляющих (МСС) по определению нельзя использовать в расчетах для таких режимов и объектов электрических сетей (ЭС). Поэтому в названных

условиях на основе теории обобщенного четырехполюсника (ОЧП) для математических моделей (ММ) несимметричной КМВЛ рассматривается реализация метода фазных координат (МФК). Для уравнений состояния ОЧП в известных A , B и Y формах необходимо определение матриц продольных сопротивлений Z_{Π} и поперечных проводимостей. Последние вводятся в матричной форме половинными значениями $Y_{\Pi}/2$ по началу (Н) и концу (К) КМВЛ, соответственно [5].

Все связи ЭСЗ изобразить невозможно, поэтому для КМВЛ с одним ГЗТ представлены фрагменты ЭСЗ, отражающие только связи фазы $A(1)$ и троса T . Взаимные индуктивности, распределенные по длине, показаны условно (как принято для емкостей) в начале и конце каждой фазы и ГЗТ (рис. 1).

Процессы многоцепных многопроводных воздушных линий (ММВЛ) представлены в виде ОЧП П-образной структуры. В нем электромагнитные квазистационарные физические процессы в ЛЭП, в соответствии с известными принципами построения схем замещения и ЛЭП [3], разделены на продольные (в виде активно-индуктивных сопротивлений) и поперечные (в виде емкостных проводимостей) составляющие. Многопроводная ЭСЗ формируется в виде, общепринятом в расчетах стационарных режимов для несимметричной КМВЛ с числом цепей $m \geq 2$, количеством проводов $n = m \cdot 3 + k$, где k – число заземленных и незаземленных грозозащитных тросов [4].

В теоретической электротехнике уравнения состояния четырехполюсника, связывающие параметры режима напряжения и токи на его входе и выходе, рассматриваются в 6 видах. В решении поставленной задачи о стационарных режимах МВЛ наиболее удобны 3 из них – A , B и Y формы.

Уравнения ОЧП в виде A и B позволяют решить задачу, если параметры режима – напряжения и токи – заданы, соответственно, в конце или в начале МВЛ и требуется определить их на противоположном конце линии:

- форма A :

$$AU_{\text{К}} + BI_{\text{К}} = U_{\text{Н}}; \quad CU_{\text{К}} + DI_{\text{К}} = I_{\text{Н}}; \quad (1)$$

- форма B :

$$DU_{\text{Н}} + BI_{\text{Н}} = U_{\text{К}}; \quad CU_{\text{Н}} + AI_{\text{Н}} = I_{\text{К}}; \quad (2)$$

- форма Y :

$$Y_{\text{НН}}U_{\text{Н}} + Y_{\text{НК}}U_{\text{К}} = I_{\text{Н}}; \quad Y_{\text{КН}}U_{\text{Н}} + Y_{\text{КК}}U_{\text{К}} = I_{\text{Н}}. \quad (3)$$

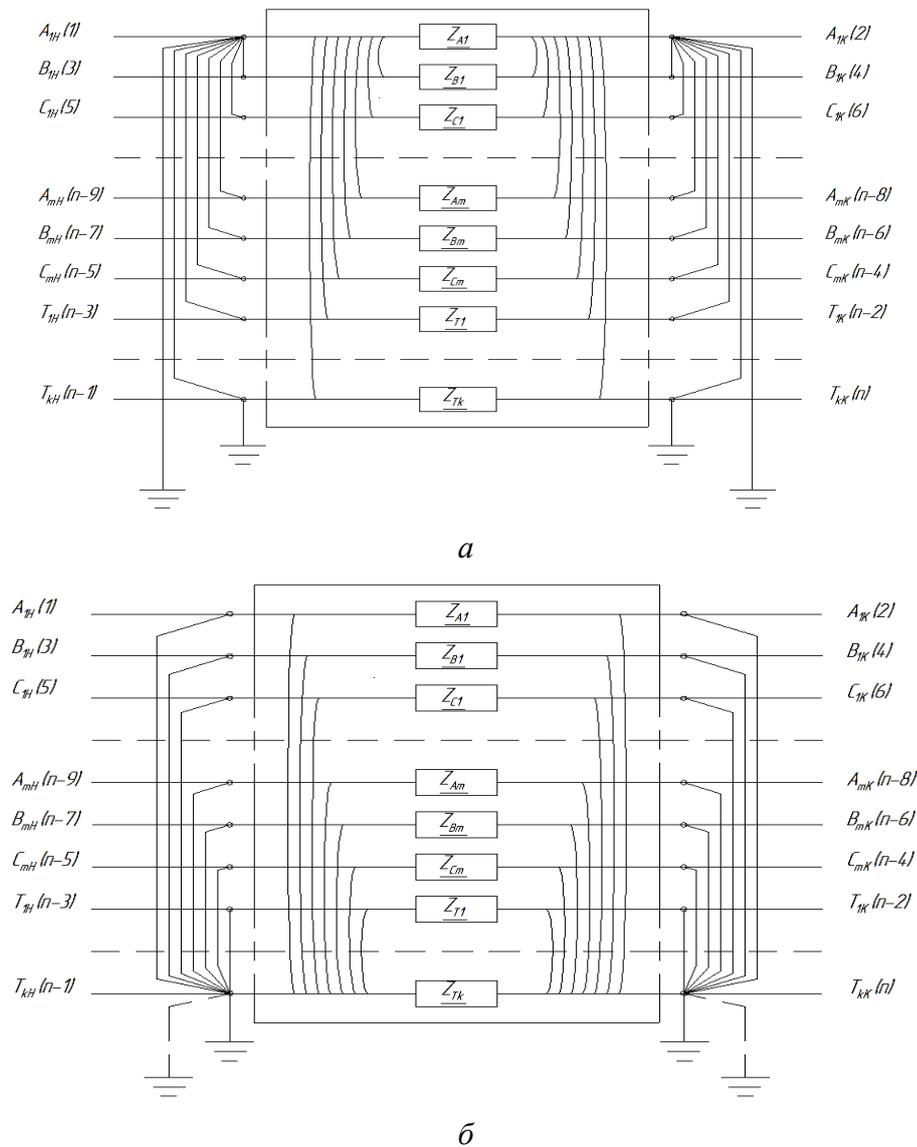


Рис. 1. Фрагмент эквивалентной схемы в Π -форме m -цепной КМВЛ с одним ГЗТ, состоящей из комплексных сопротивлений с взаимными индуктивными и емкостными связями начал и концов: *а* – фаза А; *б* – заземленный и изолированный (его емкостная связь на землю показана пунктиром) трос

Для определения токов I_H и I_K в начале и конце МВЛ достаточно воспользоваться комбинацией простых матричных умножений при известных напряжениях U_H и U_K в этих точках. Если наоборот известны токи I_H и I_K , то неизвестные напряжения U_H и U_K можно определить, решая эту ММ как систему алгебраических уравнений.

Отметим важное положение теории четырехполюсников. Все названные выше шесть видов уравнений состояния четырехполюсника по определению взаимосвязаны. Это означает что, если известны коэффициенты одного из видов, коэффициенты всех других могут быть определены по известным для четырёхполюсников матричным выражениям.

Для ОЧП МВЛ, используя квадратные матрицы комплексных продольных сопротивлений $Z_{п.с}$ и половин поперечных проводимостей $Y_{п.п}/2$, включенных в начале и конце КМВЛ, можно записать с соблюдением корректного порядка матричных умножений в следующем виде:

$$\begin{aligned} U_{\text{Н}} &= U_{\text{К}} + Z_{п.с} \left(I_{\text{К}} + U_{\text{К}} \frac{Y_{п.п}}{2} \right) = \\ &= U_{\text{К}} \left(\mathbf{E} + Z_{п.с} \frac{Y_{п.п}}{2} \right) + Z_{п.с} I_{\text{К}} = AU_{\text{К}} + BI_{\text{К}}; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Н}} &= \frac{Y_{п.п}}{2} \left[Z_{п.с} \left(U_{\text{К}} \frac{Y_{п.п}}{2} + I_{\text{К}} \right) + U_{\text{К}} \right] + I_{\text{К}} + U_{\text{К}} \frac{Y_{п.п}}{2} = \\ &= Y_{п.п} \left(\mathbf{E} + Z_{п.с} \frac{Y_{п.п}}{4} \right) + I_{\text{К}} \left(\mathbf{E} + Z_{п.с} \frac{Y_{п.п}}{2} \right) = CU_{\text{К}} + DI_{\text{К}}, \end{aligned} \quad (5)$$

где \mathbf{E} – матричная единица; а коэффициенты-константы ОЧП для A - и B -форм ОЧП выражаются матрично через $Z_{п.с}$ и $Y_{п.п}$:

$$A = D = \mathbf{E} + Z_{п.с} \frac{Y_{п.п}}{2}; \quad B = Z_{п.с}; \quad C = Y_{п.п} \left(\mathbf{E} + Z_{п.с} \frac{Y_{п.п}}{4} \right), \quad (6)$$

а для Y -формы через $Y_{\text{НН}}$, $Y_{\text{НК}}$, $Y_{\text{КН}}$, $Y_{\text{КК}}$:

$$Y_{\text{НН}} = B^{-1} \cdot D; \quad Y_{\text{НК}} = -B^{-1}; \quad Y_{\text{КН}} = Y_{\text{НК}}; \quad Y_{\text{КК}} = B^{-1} \cdot A. \quad (7)$$

Таким образом, по уравнениям стационарного режима МВЛ, использующим Π -образную форму ОЧП с заданными $Z_{п.с}$ и $Y_{п.п}/2$, определены коэффициенты ОЧП в формах A , B и Y .

Список литературы

1. Calculation of steady-state condition of compact-combined power transmission line using phase-coordinate method / E. Shishkov, A. Vedernikov, V. Goldstein, N.A. Podshivalova // XIII International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems ELMA 2011. Varna, 2011. P. 215–221.

2. Ведерников А.С., Гольдштейн В.Г., Халилов Ф.Х. Повышение надежности и энергоэффективности двухцепных линий электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2010. 272 с.

3. Теоретические основы электротехники / К.С. Демирчян [и др.]. 4-е изд., доп. СПб.: Питер, 2006. Т. 2.

4. Шишков Е.М. Анализ установившихся режимов многоцепных воздушных линий электропередачи на основе метода фазных координат: дис. ... канд. техн. наук. Томск: Томский политехнический ун-т, 2013.

5. Якимчук Н.Н. Применение метода фазных координат для анализа несимметричных режимов электроэнергетических систем: дис. ... канд. техн. наук. Киров: ВятГТУ, 2000.

УДК 621.317.384:621.315.175

ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТИ ПРИ ПЛАВКЕ ГОЛОЛЁДА НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННЫМ ТОКОМ

В.В. Дорохов, А.Н. Щуров
ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова,
Новочеркасск, Россия
volodia.dorohoff@yandex.ru

Аннотация. Предложен коэффициент учета дополнительных потерь в электрической сети при плавке гололёда. Даны рекомендации по выбору тока плавки гололёда на воздушной линии электропередачи в зависимости от режима работы электрической сети.

Ключевые слова: плавка гололёда, потери активной мощности и электроэнергии, коэффициент учета добавочных потерь.

POWER LOSSES IN ELECTRICAL NETWORK WHILE ICE MELTING ON OVERHEAD LINES BY DIRECT CURRENT

V.V. Dorokhov, A.N. Shchurov
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)
Novocherkassk, Russian Federation
volodia.dorohoff@yandex.ru

Abstract. A coefficient of accounting of additional losses in the electrical network during ice melting is proposed. Recommendations about the selection of current of ice melting on an overhead power transmission line, depending on operating mode of the electrical network are given.

Key words: ice melting, power loss, coefficient accounting additional power loss.

Плавка гололёда нагревом проводов воздушных линий электропередачи электрическим током – одно из основных мероприятий по предотвращению гололёдно-ветровых аварий [1]. Рекомендация по определению требуемого значения тока предусматривает для него допустимый интервал от тока 40-минутной плавки (снизу) до максимально допустимого значения (сверху). Выбор тока плавки определяет суммарный расход электроэнергии с учётом дополнительных потерь в сети.

При увеличении тока снижается время плавки гололёда при всех возможных погодных условиях, определяемых скоростью ветра при гололёде v_T , м/с, температурой воздуха ϑ_B , °С, толщиной стенки гололёда b_T , мм, что повышает интегральный показатель эффективности схемы плавки гололёда в районе электрической сети [2]. Так как мощность плавки для длинных линий соизмерима с потерями в сети энергорайона, то стоит оценить добавочные потери мощности в сети при плавке гололёда и при выведенной в ремонт линии. Актуальной задачей является также оценка величины электроэнергии, затрачиваемой на плавку гололёда с учётом и без учёта добавочных потерь в сетях.

Карта-схема исследуемой электрической сети приведена на рис. 1.

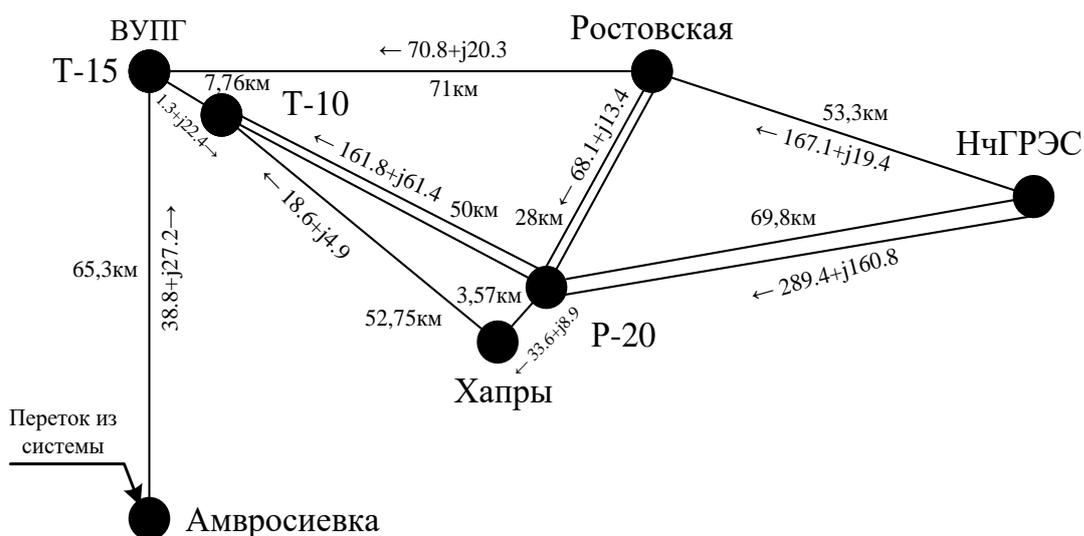


Рис. 1. Карта-схема электрической сети

Перетоки мощности по линиям приведены на карте-схеме для максимального режима сети (данные зимнего контрольного замера 21.12.2016 г.). Минимальный режим сети получен умножением всех нагрузок на коэффициент 0,56 и снижением напряжения в базовом узле (с 235 до 230 кВ). Суммарные потери мощности в сети в максимальном режиме составляют 12,53 МВт (2,64 % от отпуска), в минимальном – 5,83 МВт (1,97 % от отпуска). Воздушные линии электропередачи 220 кВ, отходящие от ПС 220 кВ Т-15, пролегают в III–V районах по гололеду и IV районе по ветровому давлению с толщиной стенки гололеда 2–3 см и скоростью ветра 36 м/с. Марка проводов всех линий – АС 300/39.

Для плавки гололеда на отходящих ВЛ 220 кВ рассматривается вариант использования двух управляемых выпрямителей плавки гололеда ВУПГ-14/1600 (14 кВ, 1600 А), установленных на ПС 220 кВ Т-15.

В расчётах использовалась компьютерная программа «Гололед» [3]. Плавки осуществлялись по схеме «Фаза–Фаза», при скорости ветра 5 м/с, температуре воздуха – 5 °С, угле ветра 90° и толщине стенки гололеда 2 см.

Допустимый диапазон токов плавки:

$$I_{40} < I_d < I_{\text{ВУПГ макс}},$$

где I_d – ток плавки, А; I_{40} – значение тока плавки заданной длительности (40 мин), А; $I_{\text{ВУПГ макс}}$ – номинальный выпрямленный ток ВУПГ, А.

Для рассматриваемой сети и установки плавки гололёда ток плавки должен находиться в диапазоне:

$$1200 \text{ А} < I_d < 1600 \text{ А}.$$

Результаты расчетов на примере Л1 «Т-15–Ростовская» приведены в таблице, где приняты следующие условные обозначения: P_c – потери мощности в сети; $\Delta P_{\text{сплл}} = P_{\text{сн}} - P_c$ – добавочные потери мощности в сети при плавке (учитываются потери при отключении линии и потери на плавку); $P_{\text{соткл}}$ – потери мощности в сети, когда линия отключена; $\delta P_{\text{сплл}} = P_{\text{соткл}} - P_c$ – добавочные потери в сети при плавке гололеда; $t_{\text{плл}}$ – время плавки линии за два цикла; $P_{\text{плл}}$ – активная мощность плавки; $W_{\text{плл}} = P_{\text{плл}} \cdot t_{\text{плл}}$ – энергия, затрачиваемая на плавку без учета добавочных потерь в сети; $W_{\text{плл}\Sigma} = (P_{\text{плл}} + \Delta P_{\text{сплл}}) t_{\text{плл}}$ – энергия, затрачиваемая на плавку с учетом добавочных потерь в сети; $(\delta P_{\text{сплл}} / P_{\text{соткл}})_*$ – отношение добавочных потерь в сети при плавке гололеда к потерям в сети, когда линия отключена относительно базового значения (для каждого графика базовым значением является максимальное); $W_{\text{плл}\Sigma} / W_{\text{плл}}$ – коэффициент учета добавочных потерь в сети в расходе электроэнергии на плавку.

Зависимость добавочных потерь в сети при плавке гололёда к потерям в сети, когда линия отключена (относительно базового значения) от тока плавки, представлена на рис. 2.

На графике: чёрным цветом обозначен максимальный режим, серым – минимальный режим; Л3 «Т-15–Т-10» – сплошные линии; Л2 «Т-15–Т-10–Р-20» – длинный штрих; Л1 «Т-15–Ростовская» – короткий штрих. Для Л3 добавлены зависимости, соответствующие линейной аппроксимации (линии тренда), в связи с тем, что в расчетной программе «RASTR» недостаточная чувствительность для фактического изменения мощности.

Результаты расчётов для ЛЛ «Т-15 – Ростовская»

Режим	I_d, A	$P_c, MВт$	$\Delta P_{спл}, MВт$	$\frac{\Delta P_{спл}}{P_{пл}}, о. е.$	$P_{соткл}, MВт$	$\delta P_{спл}, MВт$
Макс.	–	12,53	–	–	14,54	–
	1200	16,04	3,51	0,179	–	1,50
	1300	16,43	3,90	0,170	–	1,89
	1400	16,83	4,30	0,161	–	2,29
	1500	17,24	4,71	0,154	–	2,70
	1600	17,71	5,18	0,149	–	3,17
Мин.	–	5,83	–	–	6,53	–
	1200	7,46	1,63	0,083	–	0,93
	1300	7,66	1,83	0,080	–	1,13
	1400	7,86	2,03	0,076	–	1,33
	1500	8,10	2,27	0,074	–	1,57
	1600	8,36	2,53	0,073	–	1,83
Режим	$\frac{\delta P_{спл}}{P_{соткл}}, о. е.$	$t_{пл}, ч$	$P_{пл}, MВт$	$W_{пл}, MВт \cdot ч$	$W_{пл\Sigma}, MВт \cdot ч$	$\frac{W_{пл\Sigma}}{W_{пл}}, о. е.$
Макс.	–	–	–	–	–	–
	0,103	1,42	19,58	27,87	32,86	1,18
	0,130	1,18	22,98	27,03	31,62	1,17
	0,157	0,99	26,66	26,28	30,52	1,16
	0,186	0,84	30,60	25,80	29,77	1,15
	0,218	0,73	34,82	25,28	29,04	1,15
Мин.	–	–	–	–	–	–
	0,142	1,42	19,58	27,87	30,19	1,08
	0,173	1,18	22,98	27,03	29,18	1,08
	0,204	0,99	26,66	26,28	28,28	1,08
	0,240	0,84	30,60	25,80	27,71	1,07
	0,280	0,73	34,82	25,28	27,11	1,07

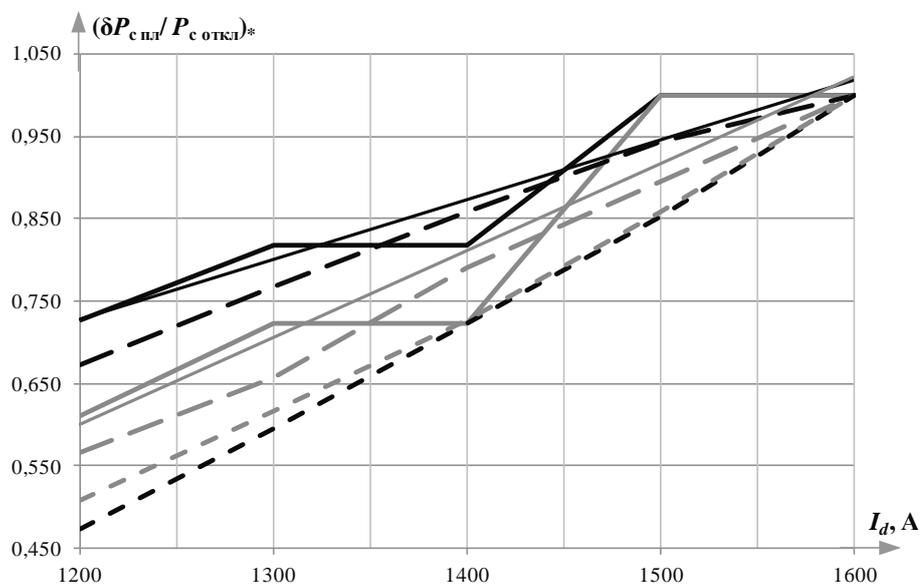


Рис. 2. Отношение добавочных потерь в сети при плавке гололеда к потерям в сети, когда линия отключена (относительно базового значения) при различных токах плавки

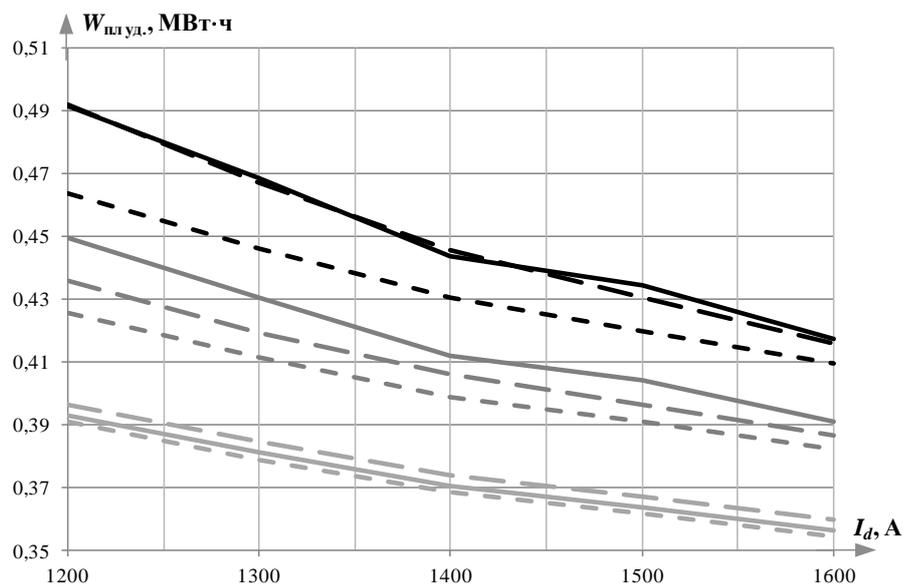


Рис. 3. Удельный расход электроэнергии на плавку без учета и с учетом добавочных потерь в сети в зависимости от тока плавки

Графики зависимости удельного расхода электроэнергии на плавку без учёта и с учётом добавочных потерь в сети приведены на рис. 3: с учётом потерь в максимальном режиме – чёрным цветом, с учётом потерь в минимальном режиме – тёмно-серым цветом, без учёта потерь – светло-серым цветом.

Из графиков видно, что при увеличении тока плавки значение энергии, затрачиваемой на плавку гололёда, с учётом и без учёта потерь в максимальном и минимальном режимах уменьшается.

Результаты

1. Выпрямленный ток плавки гололёда в допустимых пределах следует выбирать максимальным, так как зависимость энергии, затрачиваемой на плавку, от тока плавки является обратно-пропорциональной. Зависимость добавочных потерь от тока плавки можно считать линейной.

2. Коэффициент учёта добавочных потерь в сети в расходе электроэнергии на плавку имеет близкие значения для различных ВЛ, особенно при максимальном токе плавки. Для максимального режима этот коэффициент имеет среднее значение 1,16, для минимального – 1,08. Из этого следует, что плавку нужно осуществлять максимальными токами в допустимом диапазоне, в минимальном режиме или когда нагрузки в районе снижены. В минимальном режиме величина добавочных потерь меньше.

3. Для нормирования расхода электроэнергии на плавку следует учитывать удельный расход на 1 км с учётом добавочных потерь в сети. В рассматриваемом примере удельный расход составил от 0,382 до 0,492 МВт·ч/км.

Список литературы

1. Засыпкин А.С., Щуров А.Н. Эффект от увеличения тока плавки гололёдана ВЛ до максимально допустимого значения // Известия вузов. Электромеханика. 2015. Вып. 1. С. 45–48.
2. Засыпкин А.С., Щуров А.Н. Интегральная оценка эффективности схем плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи // Известия вузов. Электромеханика. 2013. № 4. С. 42–45.
3. Программа расчета режимов плавки гололеда постоянным током на проводах воздушных линий электропередачи («Гололед»): свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2008611091.

УДК 621.316.925:004.896

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИОННОЙ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А.Д. Рыбалкин, Г.Н. Чмыхалов, Ю.Ю. Дудкова
ФГБОУ ВО ЮРГПУ «НПИ»
Новочеркасск, Россия
dudkova.1996@mail.ru

Аннотация. Наличие на рынке большого числа производителей релейной защиты привело к тому, что сложность проектирования повысилась многократно. С целью снижения вероятности появления ошибок при проектировании и повышения производительности труда проектировщиков целесообразно переложить рутинную составляющую проектирования на ЭВМ, разработав для этого соответствующие программы. В результате разработаны теоретические основы построения программ для ЭВМ, применяемых для выбора уставок релейной защиты. При разработке применялось программное обеспечение Microsoft Office, Microsoft Visio. Применение программного обеспечения, разработанного для выбора уставок подстанционной релейной защиты, позволяет снизить вероятность появления ошибок в проекте и повысить производительность труда.

Ключевые слова: релейная защита, выбор уставок, автоматизация проектирования.

DESIGN AUTOMATION SUBSTATION MICROPROCESSOR-BASED PROTECTION RELAYS WITH THE USE OF CLOUD TECHNOLOGIES

A.D. Rybalkin, G.N. Chmykhalov, Yu. Yu. Dudkova
South-Russian state University (NPI) named after M.I. Platov
Novocherkassk, Russian Federation
dudkova.1996@mail.ru

Abstract. The presence on the market of a large number of relay protection manufacturers has led to the fact that the complexity of the design has increased many times. In order to reduce the probability of errors in the design and improve the productivity of designers, it is advisable to shift the routine component of the design to computers by developing appropriate programs.

The theoretical basis for the construction of computer programs used for the choice of settings of relay protection. Microsoft Office, Microsoft Visio software was used in the development.

The use of software developed for the selection of substation relay protection settings can reduce the likelihood of errors in the project and increase productivity.

Key words: relay protection, setpoint selection, design automatio.

Выбор уставок подстанционной релейной защиты производится в соответствии с руководящими указаниями, в частности для РЗ трансформаторов это [1], а для РЗ воздушных линий это [2]. В настоящее время в связи с расширением номенклатуры выпускаемых различными производителями устройств РЗ, каждое из которых имеет свои особенности, приходится пользоваться также и методическими указаниями, учитывающими эти особенности, причём каждый производитель УРЗ издаёт свои указания. Основные производители: ЭКРА, «Сименс», «Радиус Автоматика», «Мехатроника», General Elektric, «Бреслер». При применении шкафов УРЗ производства ООО НПП «ЭКРА» при выборе уставок и конфигурировании для указанных выше защит необходимо пользоваться [3, 4].

При выборе сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты необходимо применять [5]. Соответственно при применении УРЗ других производителей требуется применять рекомендации этих производителей.

Отличительной особенностью современного этапа в проектировании различных технических устройств и, в частности, релейной защиты является наличие на рабочем месте проектировщика персонального компьютера. Наличие этого инструмента позволяет перенести рутинную составляющую работы по проектированию на компьютер и за счёт этого повысить производительность труда и снизить вероятность появления ошибки при проектировании.

В качестве примера используем схему «Шестиугольник», изображённую на рис. 1.

В соответствии со схемой (рис. 1) с помощью ПО произвели выбор оборудования и расчет уставок защит трансформаторов, установленных на данной подстанции.

К установке приняли два силовых трансформатора типа ТД-80000/110; в качестве выключателей выбрали ВЭК-110-40/2000У1; в качестве трансформаторов тока выбрали ТФЗМ 110Б-1.

Параметры линий:

W1: $l = 150$ км, $S_{\text{пер}} = 40$ МВА, АС-700;

W2: $l = 150$ км, $S_{\text{пер}} = 40$ МВА, АС-700;

W3: $l = 150$ км, $S_{пер} = 40$ МВА, АС-700;

W4: $l = 100$ км, $S_{пер} = 30$ МВА, АС-400/93.

Для выбора уставок воспользовались программой, расположенной в сети Интернет по адресу: <http://dtz-t.tmc-center.ru/> (рис. 2).

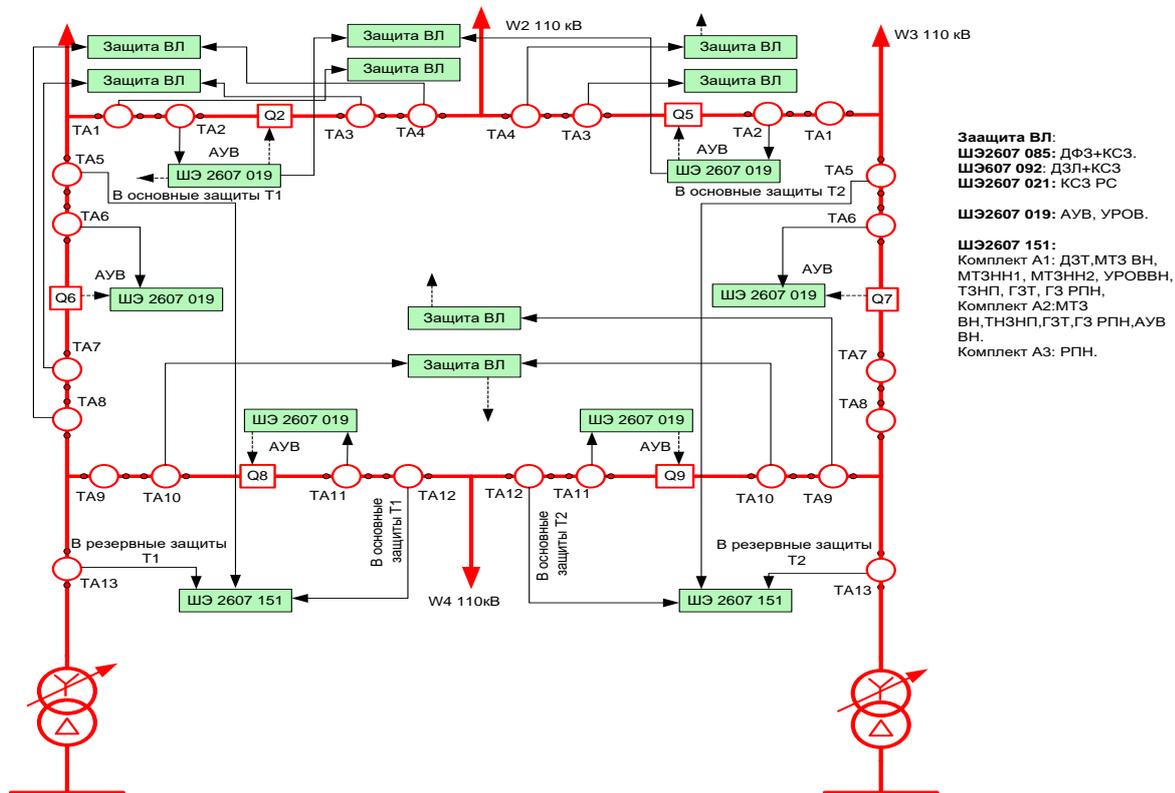


Рис. 1. Схема «шестиугольник»

Расчёт

Шаг 1 Шаг 2 Шаг 3 Шаг 4 Шаг 5 Шаг 6 Шаг 7 Шаг 8 Шаг 9 Лог

Шаг 1. Выбор трансформатора

Номинальное напряжение, кВ	110	Тип трансформатора	ТД-80000/110		
S _{ном.} кВА	80000	S _{ном нн.} кВА	0		
U _{ном вн.} кВ	115	U _{ном сн.} кВ	...	U _{ном нн.} кВ	11
U _{к вн-нн мин.} %	0	U _{к вн-нн макс.} %	0	U _{к вн-нн.} %	0
U _{к сн-нн мин.} %	0	U _{к сн-нн макс.} %	0	U _{к сн-нн.} %	0
U _{к вн-сн мин.} %	0	U _{к вн-сн макс.} %	0	U _{к вн-сн.} %	0
U _{к мин.} %	12.76	U _{к макс.} %	9.24		
ΔU _{рпн вн.} о.е.	0.16	ΔU _{рпн сн.} о.е.	0		
ΔU _{пвв вн.} о.е.	0	ΔU _{пвв сн.} о.е.	0		

Рис. 2. Интерфейс программы «Расчет уставок»

Таблица с результатами расчета приведена ниже.

Уставки защит ДТЗ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания ДТЗ $I_{Т.с}$, о.е. (от 0,2 до 1,0 с шагом 0,01)	0,63
2	Ток начала торможения ДТЗ $I_{Т.т}$, о.е. (от 0,6 до 1,0 с шагом 0,01)	1,0
3	Ток торможения блокировки ДТЗ $I_{Т.бл}$, о.е. (от 1,2 до 3,0 с шагом 0,01)	1,3
4	Коэффициент торможения ДТЗ K_T (от 0,2 до 0,7 с шагом 0,01)	0,5
5	Уровень БЛ по второй гармонике $K_{2бл}$, о.е. (от 0,08 до 0,15 с шагом 0,01)	0,1
6	Ток срабатывания диф. отсечки $I_{отс}$, о.е. (от 6,5 до 12 с шагом 0,01)	6,5
7	Задержка на срабатывание диф. отсечки, с (от 0,0 до 27 с шагом 0,01) DT01	
8	Дифференциальная отсечка (не предусмотрена, предусмотрена) XB01	Предусмотрена
9	Действие диф. отсечки с выдержкой времени (оперативный ввод по входу, введено постоянно) XB02	
10	Вывод ДТЗ от переключателя по входу (выбор из списка дискр. сигналов) Set_D86	79 Вывод ДТЗ
11	Оперативный ввод выдержки времени для диф. отсечки по входу (выбор из списка дискр. сигналов) Set_D01	—

Для выбора сечения кабеля применили программу, расположенную по адресу: <http://ekra-adr.ru/> (рис. 3, 4).

Широко распространённый метод выбора нагрузки на трансформаторы тока по кривым предельных кратностей в современной практике не всегда применим, так как порой просто отсутствуют эти кривые, которые должен предоставлять завод-изготовитель. Поэтому целесообразно использовать такую программу выбора сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты, которая позволила бы применять и другие известные методы расчёта.

Программа выполняет выбор сечения проводов в токовых цепях релейной защиты тремя методами:

- расчёт по кривым предельной кратности;
- метод базисных параметров;
- по вольт-амперной характеристике.

Подготовка исходных данных для расчёта выполняется по шагам (всего шагов 6).

На шаге 1 выполняется выбор схемы соединения трансформаторов тока.

На шаге 2 проектировщик выполняет выбор метода.

Далее последовательно заполняются данные для расчёта (токи короткого замыкания, допустимая погрешность работы ТТ и так далее).

На последнем, шестом, шаге выбирается защита из выпадающего списка.

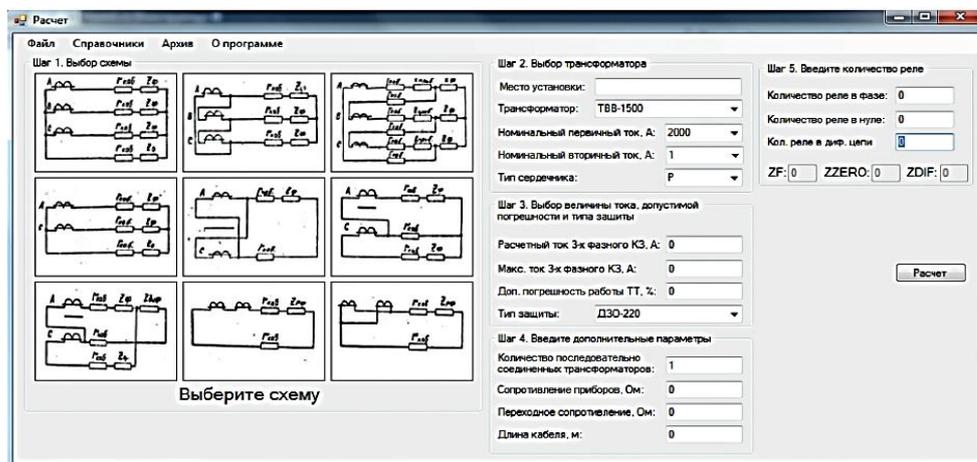


Рис. 3. Интерфейс программы выбора сечения проводов в токовых цепях релейной защиты

The screenshot shows a Microsoft Word document with the following table:

Приложение А (обязательное)
Расчет нагрузки на трансформаторы тока

Таблица В.1 - Расчет сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях

Место установки ТТ	Емк. цепи	Тип ТТ и его коэффициент трансформации	Расчетный ток КЗ, I _{расч} , А	Макс. ток КЗ, I _{кз} , А	Расчетная нагрузка, I _{расч} , А	Макс. кратность нагрузки I _{кз} , I _{кз} /I _{расч}	Применяемая стандартная погрешность, %	Расчетный параметр КЗ	Сопротивление резевой нагрузки в кабеле	Сопротивление резевой нагрузки в нулевой цепи, Ом	Допустимая нагрузка Z _{доп} , Ом	Расчетный параметр Z _{расч}	Действующая нагрузка в кабеле и ТТ, I _д , А	Сечение жилы контрольного кабеля, мм ²	Ампер-метр	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Клеммная доска	ДЗО-220	ТБВ-1500 2000/1	1-фазный	2300	5,00	6,00		5,00			225,00	0,90	2,00		1,50	87,99
			3-фазный	1500	4,50	5,00		0,00	2,83	1,10	0,00	225,00	0,90	1,00	200,00	2,50

Рис. 4. Таблица с результатами расчёта

Данная программа размещена в сети Интернет и доступна пользователям через любой интернет-браузер.

Скачать программу бесплатно можно по ссылке <http://www.ekra-adr.ru/>. Там же размещены инструкции по установке программы и по применению.

В настоящее время продолжается работа по созданию других программ для проектных и научно-технических расчетов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики электрических станций и подстанций, которые в совокупности составят единое информационное пространство для проектных и исследовательских работ.

Как видно из приведённого примера, применение программного обеспечения, разработанного специально для проектировщиков релейной защиты, позволяет уменьшить сроки проектирования за счёт переноса рутинной работы на компьютер. В связи с тем, что алгоритмы, применяемые в программном обеспечении, многократно выверены, то вероятность появления ошибки в проекте практически близка к нулю. Также существенно снижается время проектирования и, следовательно, повышается производительность труда проектировщика.

Список литературы

1. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: руководящие указания по релейной защите. М.: Энергоатомиздат, 1985. Вып. 13Б. 196 с.
2. Рекомендации по расчёту уставок резервных защит линий электропередачи напряжением 10-220 кВ на базе шкафов серии ШЭ 2607. Чебоксары, 2012.
3. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. М.: ОАО ФСК ЕС, 2011.
4. Выбор уставок ступенчатых защит воздушных линий электропередач (ЛЭП): свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2016616782 Рос. Федерация № 2016614459; заявл. 04.05.16; опубл. 20.07.16.
5. Выбор сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты с расширенными функциональными возможностями: свид. о гос. рег. программы для ЭВМ 2016615679 Рос. Федерация № 2016612823; заявл. 30.03.16; опубл. 20.06.16.
6. Рыбалкин А.Д., Иванченко А.Н., Шурупов А.А. Программа выбора сечения кабеля в токовых цепях релейной защиты // Электрические станции. 2016. № 1. С. 35–38.

УДК 621.311.6

БЛОК ПИТАНИЯ АППАРАТУРЫ КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЁДООБРАЗОВАНИЯ НА ПОТЕНЦИАЛЕ ПРОВОДА

А.С. Засыпкин (мл.)
ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова»
Новочеркасск, Russian Federation
zasandzas@mail.ru

Аннотация. Разработан, изготовлен и исследован в лабораторных условиях макет устройства питания аппаратуры контроля гололёдообразования на потенциале провода, использующий в своей основе термоэлектрический эффект (эффект Зеебека) элементов Пельтье при индукционном нагреве одной из сторон элементов.

Ключевые слова: блок питания, элемент Пельтье.

THE POWER SUPPLY UNIT OF ICING CONTROL EQUIPMENT ON WIRE'S POTENTIAL

A.S. Zasytkin (jr.)
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)
Novocherkassk, Russian Federation
zasandzas@mail.ru

Abstract. The model of the power supply unit for icing control equipment on wire's potential using in the basis thermoelectric effect (Seebeck effect) of Peltier elements with one of the sides of elements induction heating was developed, made and researched in laboratory conditions.

Key words: power supply unit, Peltier's element.

С целью контроля гололёдообразования на проводах воздушных линий электропередачи (ВЛ) в гололёдоопасных районах для своевременного принятия мер по его предотвращению применяются различные датчики: температуры, влажности, тяжения, угла наклона провода ВЛ и др.

В настоящее время существует много фирм, как отечественных, так и зарубежных, занимающихся производством гололёдных постов и датчиков. Обзор таких производителей и их технических решений представлен в [1].

Приведённые в [1] устройства нуждаются в автономном питании. При этом наиболее распространённым решением является использование аккумуляторов совместно с солнечными модулями. Такой подход применён в системах контроля гололёдной нагрузки АБАК-2000, «Блайс», в системе телеметрии гололёдных нагрузок СТГН, а также в системе мониторинга интенсивности гололёдообразования (система МИГ).

Другим способом обеспечения автономности питания датчиков является токовый трансформатор, реализованный в автоматизированной системе обнаружения гололёда ASTROSE, а также устройство отбора мощности с фазного провода.

Кроме вышеперечисленных способов существует возможность дистанционного подзаряда аккумуляторов посредством инфракрасного света или радиоволн, реализованная в устройствах «Wi-charge» и «Cota», соответственно.

Схема блока питания (БП), изготовленного автором, представлена на рис. 1.

Устройство состоит из полого ферромагнитного индуктора, механически соединённых с ним пяти элементов Пельтье типа SP1848 и радиатора. Использование элементов Пельтье с целью генерации электроэнергии рассмотрено в [2].

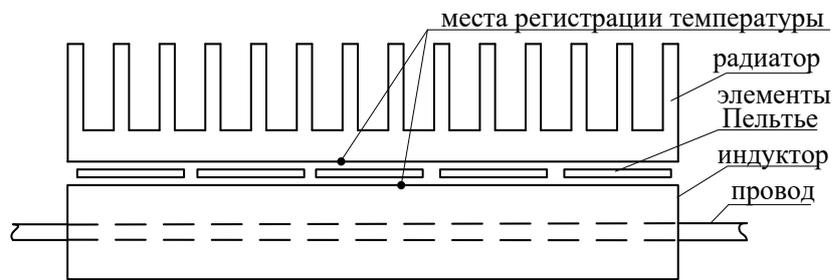


Рис. 1. Схема блока питания

Для лучшей теплопередачи в местах соединений нанесена термопаста. Индуктор представляет собой стальную муфту, одевающуюся на провод и имеющую большие потери на перемагничивание, в результате чего конструкция нагревается; изготовлен из конструкционной углеродистой стали, имеет прямоугольное сечение и для повышения своей температуры с наружной стороны теплоизолирован асбестом. Элементы Пельтье соединены последовательно для увеличения напряжения БП.

В полый индуктор помещается провод с переменным током. Поле тока в проводе создаёт потери на перемагничивание, и индуктор нагревается. При этом происходит отвод тепла радиатором от индуктора через элементы Пельтье, на которых возникает разность температур, и вырабатывается термо-ЭДС.

Испытание БП проводилось в лабораторных условиях при температуре окружающей среды 20 °С, по схеме, представленной на рис. 2.

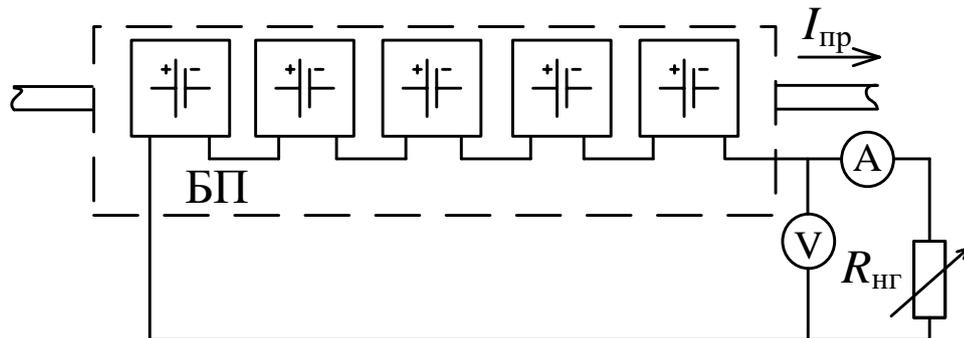


Рис. 2. Схема испытания устройства

По проводу АС-95/16 пропускался переменный ток $I_{пр}$ от 120 до 240 А. К блоку питания подключалась регулируемая нагрузка $R_{нг}$ (2,5–400 Ом) и при её изменении снималась характеристика напряжения $U(R_{нг})$, по которой рассчитывалась характеристика мощности $P = U^2/R_{нг}$ для различных значений тока и условий охлаждения (рис. 3). Разность температур по сторонам среднего элемента Пельтье фиксировалась термопреобразователем.

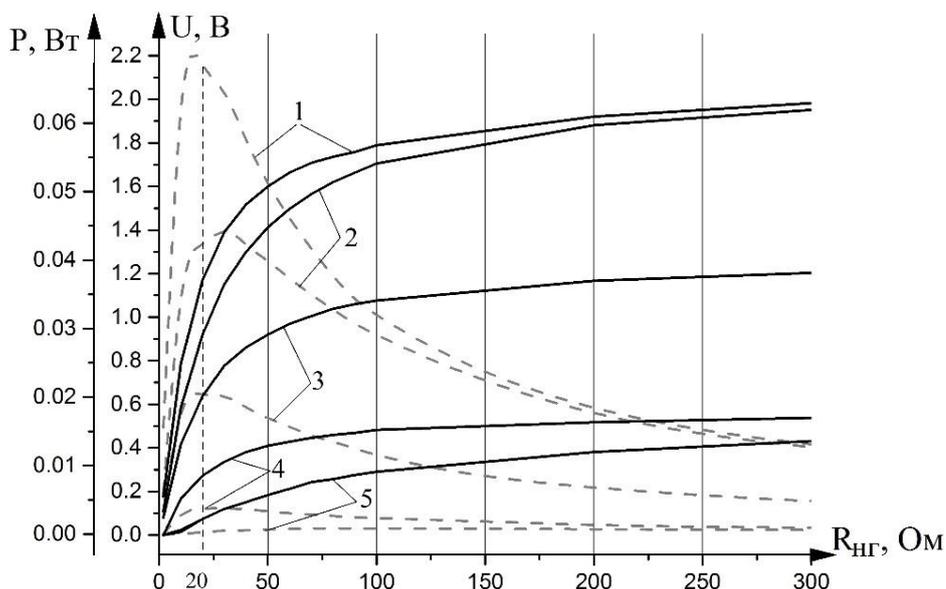


Рис. 3. Зависимости напряжения (сплошные линии) и мощности (пунктирные линии) от сопротивления нагрузки

С целью создания большей разности температур радиатор охлаждался вентилятором (на рис. 2 не показан).

Для регистрации температуры и напряжения использовался программно-аппаратный комплекс Arduino с микроконтроллером ATmega2560, запрограммированный на измерение контролируемых параметров через 1 с. В качестве датчиков использовались датчик напряжения (voltage sensor) и датчики температуры, состоящие из термопары и термопреобразователя типа МАХ-6675. Регистрируемые параметры отслеживались на персональном компьютере (ноутбуке) через монитор порта.

Для исключения выбросов в измерениях при снятии каждой точки характеристик БП использовалась аппроксимированная выборка значений датчиков за 40 с.

По результатам испытаний построена зависимость мощности блока питания от тока в проводе (при различных разностях температур между радиатором и индуктором), показанная пунктирными линиями на рис. 3. Также на рис. 3 сплошными линиями представлены зависимости напряжения. Цифрами обозначены условия эксперимента: 1 – $I_{\text{пр}} = 240 \text{ А}$, $\Delta\vartheta = 13,1 \text{ }^\circ\text{С}$; 2 – $I_{\text{пр}} = 240 \text{ А}$, $\Delta\vartheta = 9,5 \text{ }^\circ\text{С}$; 3 – $I_{\text{пр}} = 180 \text{ А}$, $\Delta\vartheta = 5,4 \text{ }^\circ\text{С}$; 4 – $I_{\text{пр}} = 120 \text{ А}$, $\Delta\vartheta = 4,8 \text{ }^\circ\text{С}$; 5 – $I_{\text{пр}} = 120 \text{ А}$, $\Delta\vartheta = 2,2 \text{ }^\circ\text{С}$.

По характеристике мощности при максимальном её значении определена величина согласованной нагрузки (20 Ом), для которой построены зависимости мощности и напряжения от разности температур, приведённые на рис. 4.

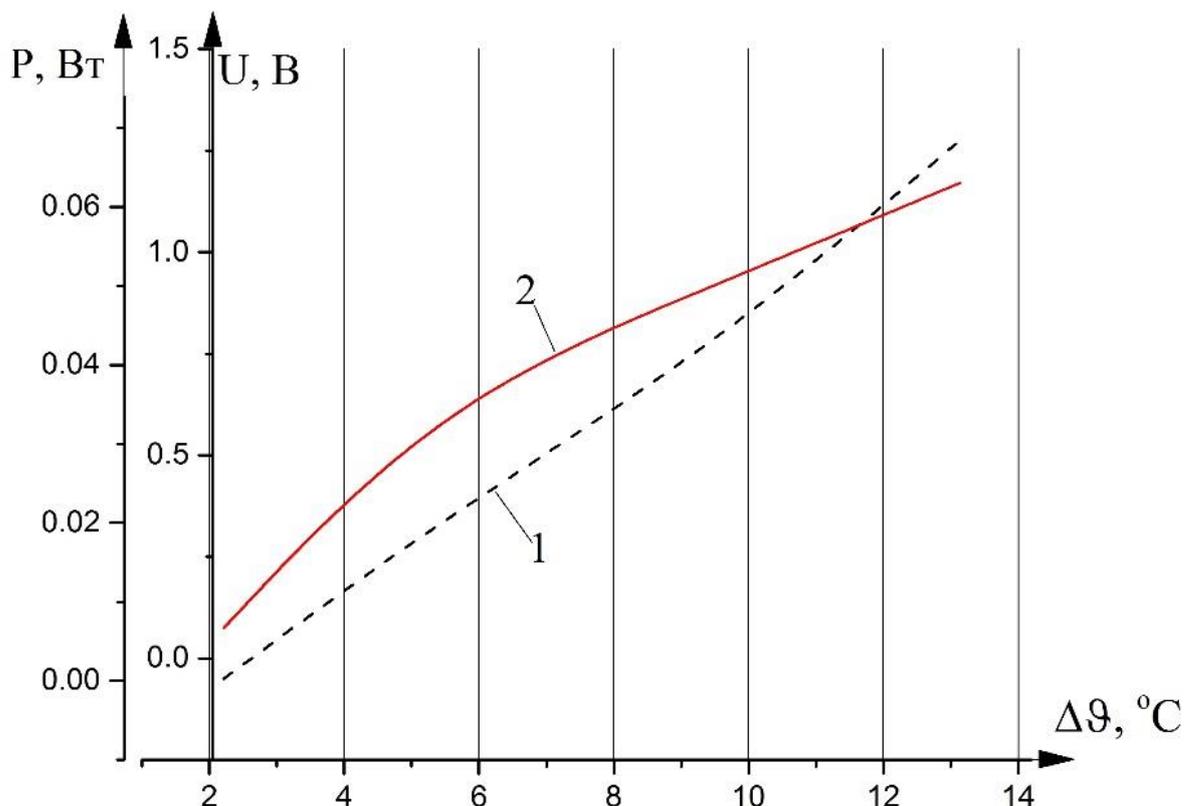


Рис. 4. Зависимости мощности (1) и напряжения (2) от разности температур индуктора и радиатора при согласованной нагрузке

Здесь явно видна близкая к линейной зависимость мощности. Также следует отметить, что с увеличением разности температур измеренная для пяти элементов Пельтье величина напряжения отличается от линейной в рассматриваемом диапазоне контролируемых температур по сторонам среднего элемента Пельтье.

В результате исследования были выявлены достоинства и недостатки предложенного блока питания.

По сравнению с трансформаторами тока разработанное устройство обладает повышенной стойкостью при коротких замыканиях из-за тепловой инерции.

Для повышения мощности устройства возможно предпринять следующие меры:

- увеличить температуру индуктора путём применения материала с большими потерями на перемагничивание;
- увеличить количество элементов Пельтье;
- увеличить теплоотвод, заменив радиатор более качественным;
- для выдачи максимальной мощности нагрузка должна быть согласована с БП.

Кроме очевидных путей улучшения индуктора и увеличения количества элементов Пельтье, существует возможность использования данного блока в качестве напряженческого, включив дополнительную намагничивающую обмотку индуктора через конденсатор связи на напряжение ВЛ. Данную конструкцию также можно изготовить таким образом, чтобы индуктор перемагничивался ортогональными магнитными потоками от токов в проводе и в цепи напряжения, что позволит увеличить мощность блока питания и сделать его комбинированным.

Блок питания может использоваться в составе устройства, реализующего способ плавки гололёда [3].

Список литературы

1. Средства диагностики и предотвращения снегоналипания и гололедообразования на воздушных линиях 6–150 кВ // Новости электротехники. 2017. № 5 (107)–6(108). С. 50–57. URL: http://www.news.elteh.ru/pics/107/KPD_107.pdf (дата обращения: 20.04.18).

2. Петухов Е.А., Желанников Д.С., Журавский В.А. Перспективы использования термоэлектрических генераторов / Проспект свободный – 2016: сб. матер. Междунар. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных. 2016. С. 28–30. URL: <https://tinyurl.com/prospect-svobonniy-2016> (дата обращения: 25.04.18).

3. Способ плавки гололеда на проводах воздушной линии электропередачи: пат. 2569318 Рос. Федерация № 2014133594/07; заявл. 14.08.14; опубл. 20.11.15, Бюл. № 32.

УДК 621.31:004.89

ВНЕДРЕНИЕ АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В РОССИЙСКИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СЕТИ

Д.Р. Зиннатуллина
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
dashazin1995@mail.ru

Аннотация. За последние 10 лет нагрузка на российские электроэнергетические сети возросла в 1,5 раза. Большинство электроэнергетических объектов было построено еще в середине XX века. На сегодняшний день имеет место большой износ оборудования. В существующей электроэнергетической системе назрела проблема ее оптимизации и модернизации.

Ключевые слова: активно-адаптивные элементы, интеллектуализация, электрическая сеть, Smart grid.

INTRODUCTION OF ACTIVE-ADAPTIVE ELEMENTS TO RUSSIAN ELECTRICITY NETWORKS

D.R. Zinnatullina
KSPU
Kazan, Russian Federation
dashazin1995@mail.ru

Abstract. Over the past 10 years, the load on the Russian electric power networks has increased by 1,5 times. Most of the power facilities were built in the middle of the XX century. Today, there is a large depreciation of equipment. In the existing power system there is a problem of its optimization and modernization.

Key words: actively-adaptive elements, intellectualization, electric network, Smart grid.

Введение

Предпосылками внедрения активно-адаптивных элементов с целью интеллектуализации электроэнергетической сети являются недостатки традиционной российской электроэнергетики, такие как:

- 1) техническая отсталость оборудования и невозможность контролировать его на расстоянии в режиме реального времени;
- 2) значительные потери и недоотпуск электроэнергии;
- 3) неравномерность графика нагрузок;
- 4) ограниченность пропускной способности сетей.

Интеллектуальная сеть оснащается современными быстродействующими устройствами силовой электроники и системами, обеспечивающими получение информации в режиме online о режимах работы сети и состоянии оборудования. В такой сети параметры и характеристики изменяются в реальном времени в зависимости от режимов работы энергосистемы [1].

Активно-адаптивные элементы электроэнергетической сети

Технология интеллектуальных электроэнергетических систем представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям элементов управления, включающих следующие активно-адаптивные элементы:

- 1) ЛЭП с управляемым изменением характеристик;
- 2) устройства электромагнитного преобразования электроэнергии;
- 3) современные цифровые устройства защиты и автоматики;

- 4) средства накопления и аккумуляции энергии;
- 5) источники распределённой генерации;
- 6) устройства автоматического секционирования пунктов;
- 7) устройства самодиагностики и мониторинга и учёта характеристик и параметров электросетей;
- 8) вставки и электропередачи постоянного тока;
- 9) информационно-технологические и управляющие системы, программное обеспечение [2].

Такие элементы позволяют обеспечить необходимые свойства интеллектуальной сети: наблюдаемость, управляемость, быструю адаптивную реакцию на различные отклонения от заданного режима.

Проблемы интеллектуализации сети в России

Несмотря на ряд преимуществ, внедрение активно-адаптивных элементов в России происходит крайне медленно, что в большей степени связано с консерватизмом и инертностью энергетической системы, чем с неприемлемостью технологий.

Следует также отметить, что интеллектуализация сети связана с проблемами дороговизны нового оборудования, необходимостью решений по его размещению и питанию.

Тем не менее активно-адаптивные элементы начинают внедряться в электроэнергетические сети нашей страны. Но для широкого введения этой системы необходимо решить ряд проблем, одной из которых является моральный и физический износ оборудования.

Вывод

Создание Интеллектуальной энергетической системы обеспечит надёжную, безопасную и эффективную совместную работу разнообразных объектов распределённой генерации, в том числе на основе экологически чистых возобновляемых источников энергии.

Переход к умной энергетике позволит не только существенно преобразить сегодняшний энергетический ландшафт, но и даст импульс к развитию электротехнической промышленности, освоению новых технологий и оборудования заводами и проектными институтами, наполнит практическим смыслом разработки российских ученых

Smart Grid – это борьба с потерями, это энергоэффективность, это надёжное электроснабжение.

Целью данного исследования является изучение концепции построения интеллектуальных сетей за рубежом и в России, их экономическая целесообразность, выявление преимуществ и недостатков разработанных проектов с последующим применением результатов исследования для внедрения эффективного решения на реальный объект.

Список литературы

1. Усков А.Е., Шевченко Б.И. Эффективность бизнес-процессов в электросетевой компании // Экономический журнал. 2011. № 21. С. 82.
2. ФСК ЕЭС. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf /

УДК 621

АНАЛИЗ ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА ПРИ ПРОВАЛЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Ю.П. Кубарьков¹, Е.А. Иванова²

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»

²Филиал АО «СО ЕЭС» «ОДУ Средней Волги»

Самара, Россия

lenochkaivanova350@yandex.ru

Аннотация. В последнее время все более актуально встает вопрос об использовании возобновляемых источников энергии. Наиболее рентабельным из таких источников признана энергия ветра. Технологии, касающиеся энергии ветра, развиваются быстрыми темпами. Кроме того, релейная защита, связанная с ветровыми установками, является основой технологии безопасной и надежной работы энергосистемы совместно с ветровыми электростанциями.

Ключевые слова: релейная защита, LVRT, инвертор.

THE ANALYSIS OF THE ACTION OF WIND TURBINE PROTECTION IN THE EVENT OF A VOLTAGE FAILURE IN THE NETWORK

Y.P. Koabarkov¹, E.A. Ivanova²

¹Samara State Technical University

²Filial OAO SO EES «ODU SV»

Samara, Russian Federation

lenochkaivanova350@yandex.ru

Abstract. The question of using renewable energy sources is becoming more and more relevant recently. The most cost-effective of these sources is recognized wind power. More and more rapidly developing technologies relating to wind power. In addition, the relay protection associated with wind installations is a technological safety and reliable operation of the power system in conjunction with wind farms.

Key words: formatting characteristics were used, given in the network codes of several European countries.

В связи с быстрым развитием ветровой энергетики, релейная защита ветряных электростанций (ВЭС) привлекает особое внимание из-за отсутствия стандартов. Ветряные турбины часто разбросаны на несколько квадратных километров, что покрывает большие площади поверхности. Создается электрическая сеть для сбора производимой энергии от каждой ветротурбины и передает ее в высоковольтную энергетическую систему. Трудности при интеграции таких станций напрямую связаны с неконтролируемой скоростью ветра. Изменение скорости ветра приводит к колебанию выходной мощности в течение дня. Также возникают проблемы с синхронностью работы ВЭС с сетью. При присоединении ВЭС к распределительной сети необходима модернизация релейной защиты (РЗ) прилегающей сети по повышению ее быстродействия, для чего потребуется организация каналов связи передачи сигналов и команд релейной защиты и автоматики (РЗА) [1].

Для ветрогенераторов используется защита от понижения напряжения во внешней сети – LVRT-функция. Целью данной работы является оценка действия данной защиты.

Анализ действия LVRT-функции

Нестабильность напряжения в энергосистеме возникает из-за отсутствия адекватной реактивной мощности при сбое электросети. Выделение достаточной реактивной мощности в сеть может повысить способность к низкому напряжению (LVRT) ветряной электростанции и гарантирует бесперебойную работу её узлов. Назначение LVRT – поддержание генераторного режима при провале напряжения сети в результате короткого замыкания (КЗ) [2]. Термин LVRT фиксирует мощность ветряной турбины, чтобы оставаться подключенным к сети во время короткого падения напряжения в сети. Когда напряжение сети падает, необходимо чтобы ВЭС оставалась в сети для предотвращения отключения электроэнергии. Функция LVRT контролирует напряжение на выходе из инвертора напряжением 690 В (точка 2 на рис. 1) и действует на отключение выключателя ВЭС на напряжении 690 В. На рис. 1 приведена структурная схема выдачи мощности ветрогенератора.

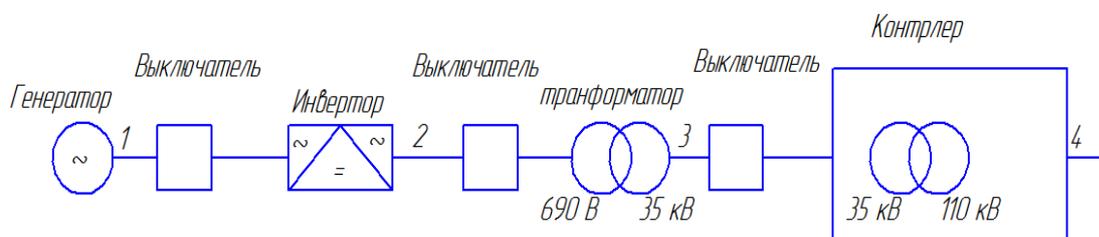


Рис. 1. Структурная схема выдачи мощности ветрогенератора

LVRT-функция имеет следующие характеристики:

- для LVRT функции измеряется линейное (междуфазное) напряжение (U_{ab}, U_{bc}, U_{ac});
- функция срабатывает при снижении любого линейного напряжения (U_{ab}, U_{bc}, U_{ac}).

Для определения потенциальной возможности срабатывания LVRT-функции проведена серия расчетов по определению остаточного уровня линейного напряжения в точке 2 на шинах Ульяновской ВЭС при КЗ в различных токах прилегающей сети. При 3-фазных и 1-фазных КЗ в различных точках прилегающей сети условий для срабатывания LVRT-функции ветрогенераторов при данных возмущениях не возникает.

Анализ полученных результатов показывает, что при данных возмущениях условий для срабатывания LVRT-функции со снижением остаточного напряжения на выходе инверторов ветрогенераторов ниже 0,2 номинального не выявлено. Результаты расчетов остаточных напряжений при 3-фазных и 1-фазных КЗ показаны на рис. 2 и 3.

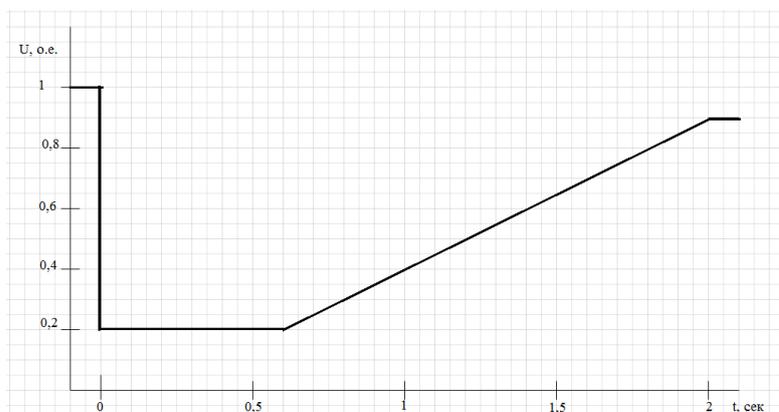


Рис. 2. Результаты расчетов остаточных напряжений на шинах ВЭС при трехфазном КЗ

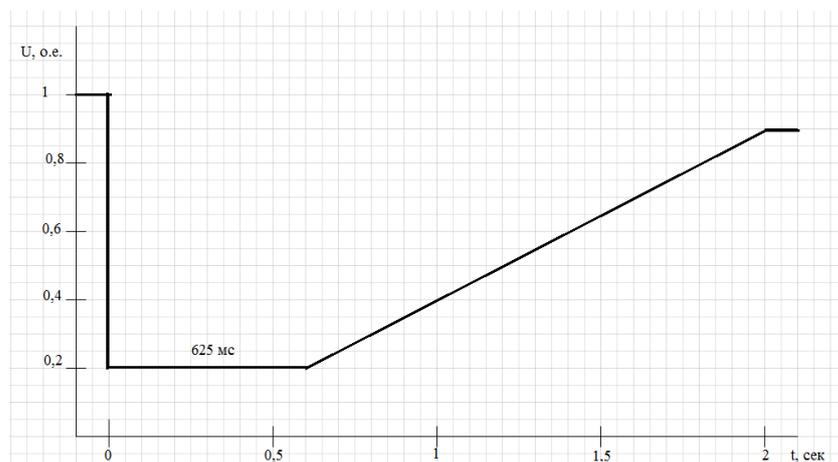


Рис. 3. Результаты расчетов остаточных напряжений на шинах ВЭС при однофазном КЗ

Выводы

Анализируя напряжения в сети, можно сказать, что нестабильные провалы напряжения сети вызывают сильные колебания генератора, которые сокращают срок его службы. Такие нестабильные провалы напряжения в энергосистеме возникают из-за отсутствия реактивной мощности при сбое электросети. Применение LVRT-функции позволяет выработать достаточное количество реактивной мощности.

Основным достоинством LVRT-функции является возможность неотключения генераторной установки, в этом режиме он выдает в сеть реактивную мощность, что повышает селективность работы релейной защиты и надежность отключения потребителей [3].

Из проведенных расчетов следует, что при различных нормативных возмущениях причин для срабатывания LVRT-функции не выявлено.

Список литературы

1. Shi L., Chen N., Lu Q. Dynamic characteristic analysis of Doubly-fed induction generator low voltage ride – though // International Conference on Future Energy. 2012.

2. Aung Ko, Thet; Hiroumi, Saitoh. Pitch Control Based on Voltage Dip Detection for Improving The LVRT of Wind Farm // IEEJ transactions on electrical and electronic engineering. 2012.

3. Roshan Kumar Gupta, Varun Kumar. Analysis of Low Voltage Ride through Capability of FSIG Based Wind Farm Using STATCOM // International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET). 2017. Vol. 4, № 9. P. 1102–1108.

УДК 621.315.1

ОБЗОР МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В СЕТЯХ 6–35 КВ

Е.Р. Киржацких, В.К. Козлов
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
Ukaneeva1991@mail.ru

Аннотация. Определение места однофазного замыкания на землю в воздушных сетях с изолированной нейтралью является актуальным вопросом. Использование переносных приборов занимает много времени, дистанционные – отработаны лишь на отключенных линиях. Необходимо усовершенствовать дистанционный метод для поиска замыкания на землю, работающий под напряжением, поскольку он имеет высокую точность.

Ключевые слова: однофазное замыкание на землю, поиск замыкания на землю, замыкание в распределительных сетях.

REVIEW OF METHODS FOR DEFINITION OF DAMAGE IN 6-35 kV NETWORKS

E.R. Kirzhatskikh, V.K. Kozlov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
Ukaneeva1991@mail.ru

Abstract. Determining the location of a single-phase earth fault in air networks with isolated neutral is a actual issue. The use of portable devices takes a lot of time, remote ones are worked out only on disconnected lines. It is necessary to improve the remote method for the search for single-phase earth, working under voltage, having a high accuracy.

Key words: single-phase earth fault, search of earth fault, earth fault in distribution networks.

В нашей стране использование приборов определения места повреждения при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) началось в 60-х годах.

Величина токов замыкания на землю при ОЗЗ в распределительных сетях невелика и во многих случаях даже ниже токов нагрузки на один или два порядка. Величина тока и напряжения нулевой последовательности практически не зависят от места замыкания, а зависят от переходного сопротивления в месте повреждения. Указанные особенности исключают возможность использования методов и средств, применяемых в сетях более высокого напряжения.

Существует два метода определения места повреждения (ОМП) в распределительных сетях 6–10 кВ: топографический и дистанционный. Рассмотрим каждый из них.

1. Топографические методы и средства определения места повреждения.

Топографический метод подразумевает поиск места повреждения бригадой вдоль линии электропередач с помощью специальных переносных приборов.

К топографическим методам относят индукционный, электромеханический, акустический и потенциальный методы.

Индукционный метод заключается в измерении магнитного и электрического поля токов, протекающих по проводам и в земле вдоль трассы. Измерения проводятся с помощью специальных датчиков (индукционных рамок), усилителей и индикаторов при их перемещении вдоль трассы ВЛ. Этот метод работает на частоте 50 Гц и ее нечетных гармониках вплоть до 13-й [1, 2].

По данному методу работает прибор «Квант» (ООО «Квазар», г. Уфа). «Квант» измеряет вблизи воздушной линии уровень высших гармонических составляющих магнитного поля тока нулевой последовательности с помощью магнитного датчика, настроенного на частоту 550 Гц.

Акустический метод основан на улавливании на трассе акустических (механических) колебаний, возникающих на поверхности грунта при искровом разряде в изоляции кабельной линии.

Потенциальный метод основан на фиксации вдоль трассы электрических потенциалов, создаваемых протекающим по оболочке кабельной линии (или закрытого токопровода) током. В месте повреждения указанный потенциал имеет наибольшее значение [2].

Электромеханический метод основан на фиксации механических усилий, создаваемых за счет тока короткого замыкания. Электромеханические указатели устанавливаются стационарно на опорах воздушных линий. При протекании тока короткого замыкания у указателя выпадает блинкер, состояние которого проверяют после аварии при обходе линии.

По данному принципу работает прибор ИКЗ-В23 ИКЗ-К (МНПП «Антракс», Московская область). Он фиксирует факт протекания аварийных токов в контролируемой линии, даёт возможность логического разделения линии электропередачи за счёт чего значительно сокращается время поиска места повреждения и аварийный простой линии. Он устанавливается на опору ЛЭП при помощи монтажной ленты, для крепежа используется самонесущий изолированный провод.

Как видим, топографические методы и средства являются самыми экономически выгодными, но не удовлетворяющими по условиям быстродействия, что является их ключевым минусом.

2. Дистанционные методы определения места повреждения.

Дистанционный метод подразумевает использование приборов и устройств, которые устанавливаются на подстанциях и указывают расстояние до повреждения.

В таблице представлены основные достоинства и недостатки дистанционных методов.

Таким образом, на сегодняшний день нет ни одного метода дистанционного определения расстояния до ОЗЗ с изолированной нейтралью, который работает на линии под напряжением и имеет высокую точность определения расстояния до места повреждения.

Достоинства и недостатки дистанционных методов

Метод ОМП	Достоинства	Недостатки
Метод стоячих волн	Достаточная точность при определении расстояния до места ОЗЗ. Применим как для ВЛ, так и для КЛ. Влияние переходного сопротивления лишь на амплитуду напряжения / тока	Применим лишь на отключенной линии. Зависимость параметров линии и волнового сопротивления от частоты
Импульсный	Возможность автоматической и неавтоматической локации. Достаточная точность при определении расстояния до места ОЗЗ	Применим лишь на отключенной линии. Сложность применения в разветвленных сетях. Сложность в получении необходимого отраженного импульса
Петлевой	Независимость расчетной формулы от переходного сопротивления в месте повреждения. Применим как для ВЛ, так и для КЛ	Необходимо отключение линии с обеих сторон. Метод применим лишь на устойчивых замыканиях
Емкостной	Позволяет определить зону обрыва фазных жил кабеля	Применим только на КЛ. По скорости и точности измерения уступает импульсному.
Резонансные методы определения места повреждения при наложении токов промышленной частоты	Метод применяется для трассового определения места повреждения	Влияние переходного сопротивления и собственной емкости линии на точность определения места повреждения. Необходимость в дополнительном использовании индуктивности и емкости для настройки в резонанс
Метод предварительно заряженных конденсаторов	Возможность пренебрежения собственной емкостью линии	Погрешность из-за переходного сопротивления в месте повреждения. Малая величина индуктивности линии при близких замыканиях на землю

Одним из возможных способов является определение места замыкания, заключающееся в сравнении измеренных фазных напряжений начала и конца линии электропередачи. Измерение напряжения осуществляется автономными малогабаритными датчиками напряжения с дистанционной передачей информации в режиме реального времени.

Список литературы

1. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 1989. 94 с.
2. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.

УДК 621.311.1

УСТРОЙСТВО УПРАВЛЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЕМ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО РЕЗИСТОРА ДЛЯ ПЛАВНОГО ПЕРЕХОДА ОТ ВЫСОКООМНОГО К НИЗКООМНОМУ ЗАЗЕМЛЕНИЮ НЕЙТРАЛИ

Е.Н. Рыжкова, Е.П. Младзиевский
ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»
Москва, Россия
ev.mladzievskiy@gmail.com

Аннотация. В данной статье проанализирован отечественный и зарубежный опыт применения существующих решений для резистивного заземления нейтрали. Также разработано устройство для регулирования величины сопротивления, а значит и активного тока, заземляющего резистора и перевода режима заземления нейтрали из высокоомного в низкоомный.

Ключевые слова: резистивное заземление, однофазное замыкание на землю, селективность.

DEVICE OF RESISTANCE CONTROL OF GROUNDING RESISTOR FOR A SMOOTH TRANSITION FROM A HIGH-RESISTANCE TO LOW-RESISTANCE GROUNDING OF A NEUTRAL

E.N. Ryzhkova, E.P. Mladzievsky
Moscow Power Engineering Institute
Moscow, Russian Federation
ev.mladzievskiy@gmail.com

Annotation: The domestic and foreign experience of applying the existing solutions for the resistive grounding of the neutral was analyzed. A device for adjusting the magnitude of the resistance, and therefore the active current, the grounding resistor and the switching of the neutral grounding mode from high-resistance to low-resistance is developed.

Key words: resistive grounding, single-phase earth fault, selectivity.

Заземление нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор, разрешённое в России к применению в ПУЭ с 2003 года [1], подразделяемое на низкоомное и высокоомное, позволяет полностью устранить явление

феррорезонанса, ограничивать кратности перенапряжений в распределительных сетях (высокоомный резистор), а также даёт возможность построить селективную релейную защиту (низкоомный резистор) [2, 3]. Резисторы для заземления нейтрали производятся с различными величинами сопротивлений для сетей с любыми параметрами. Однако во многих случаях применение резисторов с неизменным сопротивлением, выбранным по усредненным параметрам схемы сети и ее режима, не обеспечивает оптимальной эффективности их работы. Особенно неэффективно применение нерегулируемых заземляющих резисторов для высокоомного заземления нейтрали в условиях изменения схемы сети в широких пределах и необходимости управления режимом нейтрали, например для обеспечения селективности релейной защиты от замыканий на землю. Кроме того, в большинстве случаев резисторы для заземления нейтрали имеют недостаточную энергоемкость, что накладывает жесткие ограничения на время работы заземляющего резистора в режиме замыкания на землю. Поэтому для обеспечения эффективной работы резистивного заземления нейтрали необходимо предусмотреть систему регулирования величины сопротивления резистора, а также учесть необходимость отвода большого количества тепла, выделяемого в резисторе при прохождении через него тока однофазного замыкания на землю.

Немаловажным фактором при рассмотрении однофазного дугового замыкания на землю является возможность возникновения перемежающегося характера горения дуги. Этот режим горения дуги особенно опасен, так как ведёт к увеличению кратности перенапряжений при повторных перезажиганиях дуги и быстрому старению изоляции. В случае резистивного заземления нейтрали эффективным средством борьбы с таким неустойчивым горением дуги является увеличение активной составляющей тока в месте замыкания путём перехода от высокоомного к низкоомному режиму резистивного заземления. Увеличение активной составляющей тока замыкания в режиме перемежающегося горения дуги может обеспечить принудительное устойчивое горение дуг за счет того, что мгновенное значение свободного тока замыкания в переходном процессе не переходит нулевого значения, и каждое очередное гашение дуги может происходить только на вынужденной пятидесятигерцовой составляющей. Величина накладываемого активного тока для обеспечения устойчивого режима горения дуги зависит от степени демпфирования колебаний свободной составляющей тока замыкания и может быть существенно различной в одной и той же

сети в зависимости от места замыкания. Именно поэтому оказывается целесообразным непрерывное увеличение активного тока в ходе процесса до достижения устойчивого режима горения. Однако в этом случае через резистор может проходить довольно большой ток, следовательно, на нём будет выделяться большое количество тепла. В большинстве случаев резисторы для заземления нейтрали имеют недостаточную энергоемкость, что накладывает жесткие ограничения на время работы заземляющего резистора в режиме замыкания на землю. Этот режим, ввиду опасности чрезмерных разрушений, не должен существовать длительно и прекращается спустя минимальное время, необходимое для обеспечения селективности релейной защиты от замыканий на землю. Для решения поставленной задачи по стабилизации горения дуги однофазного замыкания на землю и селективного отключения повреждённого участка было разработано устройство, принципиальная схема которого представлена на рисунке.

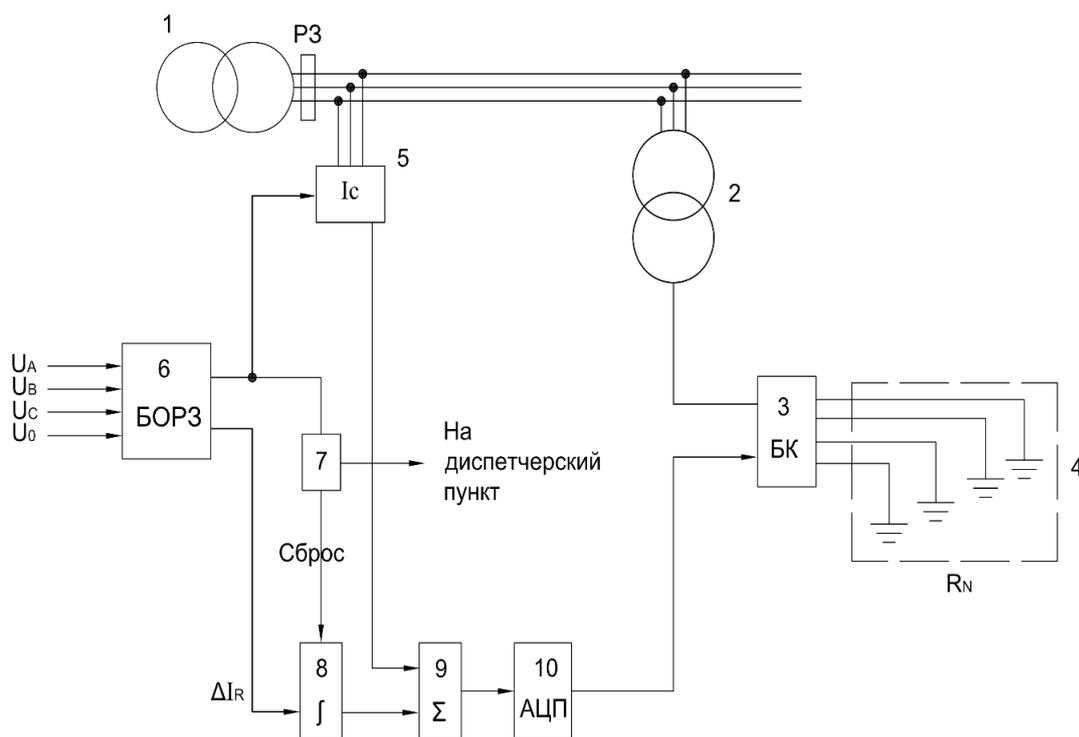


Рис. 1. Принципиальная схема устройства

В нормальном режиме, который идентифицируется БОРЗ 6, сигнал с первого его выхода поступает на устройство измерения ёмкостного тока 5, на выходе которого сигнал, равный ёмкостному току сети, поступает на один из входов сумматора 9. На втором входе сумматора сигнал отсутствует, так как на вход интегратора 8 в нормальном режиме сигнал со второго выхода БОРЗ 6 не поступает. Таким образом, на вход АЦП 10

поступает сигнал, тождественно равный ёмкостному току IC , основываясь на котором АЦП подаёт сигнал на блок коммутаторов 3, обеспечивая необходимую величину сопротивления резистора R_N таким образом, чтобы ёмкостный ток сети был равен активному току, который пойдёт через резистор 4 в случае замыкания.

При любом изменении ёмкости сети изменяется величина входного сигнала на АЦП, который, в свою очередь, автоматически изменяет величину сопротивления резистора R_N , а следовательно, и тока I_R , что обеспечивает ограничение дуговых перенапряжений.

При возникновении режима однофазного замыкания на землю с перемежающимся характером горения дуги со второго выхода блока 6 подаётся сигнал рассогласования на вход интегратора. Начинается его заряд с увеличением сигнала, поступающего на второй вход сумматора. Суммарный сигнал с устройства измерения ёмкостного тока и интегратора поступает на АЦП, который, в свою очередь, подаёт сигнал на блок коммутаторов. Блок коммутаторов постепенно начинает вводить в работу отключённые ранее стержни, тем самым снижая сопротивление заземляющего резистора и увеличивая активный ток, протекающий через него. Таким образом из режима высокоомного заземления нейтрали схема переходит к низкоомному заземлению. Если при увеличении тока характер горения дуги становится устойчивым, должен отработать блок релейной защиты линии РЗ, установленный вблизи силового трансформатора 1, и отключить линию. Если срабатывание РЗ не происходит, спустя выдержку времени, задаваемую блоком 7, на интегратор подаётся сигнал «сброс», что ведёт к уменьшению величины активного тока до величины, равной ёмкостному току сети в текущий момент, а также с блока 7 уходит сигнал о наличии аварии и отказе релейной защиты на диспетчерский пункт.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
2. Виштибеев А.В. Исследование эффективности резистивного заземления нейтрали в электрических сетях 6–35 кВ различного конструктивного исполнения и назначения: дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск, 2000. 207 с.
3. Рыжкова Е.Н., Огулева И.В. Заземление нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор // V Сатпаевские чтения: сб. тр. науч. конф. молодых ученых, студентов и школьников. Павлодар, 2005. С. 209–213. (Сер. «Студенты»).

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОПТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И МИКРОСТРУКТУРЫ АНТРОПОГЕННЫХ ЗОЛЕЙ

Н.И. Москаленко, С.Н. Паржин, И.Р. Додов,
М.С. Хамидуллина, Я.С. Сафиуллина
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
utisey@gmail.com

Аннотация. Рассматривается измерительный комплекс для спектрометрических исследований атмосферных антропогенных выбросов. Разработанный измерительный комплекс, использованный для исследований оптических характеристик антропогенных золь, имеет полное метрологическое обеспечение. Полученные сведения по спектральным зависимостям эффективных сечений поглощения, рассеяния, ослабления излучения использованы для восстановления микроструктуры антропогенных золь.

Комплекс опробован для измерений ингредиентного состава продуктов сгорания на ТЭЦ в лабораторных огневых испытаниях и при сжигании древесины.

Ключевые слова: функция спектрального пропускания, газовая фаза, дисперсная фаза, микроструктура золя, антропогенные выбросы, концентрация ингредиентов.

MEASURING COMPLEX FOR THE INVESTIGATION OF OPTICAL CHARACTERISTICS AND MICROSTRUCTURE OF ANTHROPOGENIC SOLS

N.I. Moskalenko, S.N. Parzhin, I.R. Dodov, M.S. Khamidullina, Ya.S. Safiullina
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
utisey@gmail.com

Abstract. A measuring complex for spectrometric studies of atmospheric anthropogenic emissions is considered. The developed measuring complex, used for studying the optical characteristics of anthropogenic sols, has full metrological support. The obtained data on the spectral dependences of the effective absorption, scattering, and attenuation cross sections were used for reconstruct the microstructure of anthropogenic sols.

The developed measuring complex is tested for measuring the ingredient composition of combustion products at CHP in laboratory fire tests and burning wood.

Key words: spectral transmission function, gas phase, dispersed phase, sol microstructure, anthropogenic emissions, concentration of ingredients.

Введение

Природные и антропогенные выбросы в атмосферу в процессе эксплуатации энергетических установок на предприятиях энергетической отрасли, транспорта, продуктов сгорания растительности уже в настоящее время влияют на радиационный теплообмен в атмосфере, погоду и климат Земли, временные тренды которых проявляются уже в настоящее

время [1–3]. Информация по ингредиентному составу продуктов сгорания энергетических топлив необходима также для расчетов радиационного теплообмена в камерах сгорания энергетических и энерготехнологических установок. Ниже рассмотрен спектральный измерительный комплекс для исследований ингредиентного состава антропогенных выбросов в атмосферу.

Измерительный комплекс для исследований ингредиентного состава антропогенных выбросов в атмосферу

Измерительный комплекс для исследований ингредиентного состава отобранных проб продуктов сгорания базируется на разработке первой в СССР многоходовой газовой кюветы для исследований функций спектрального пропускания (ФСП) ингредиентов газовой фазы атмосферы и продуктов сгорания автомобильных и авиационных двигателей. Спектрометрическая аналитическая лаборатория представляет собой подогревную спектрофотометрический комплекс, использующий в качестве рабочей камеры многоходовую рабочую камеру с внутренним и внешним обогревом. Система обогрева позволяет изменять температуру рабочей среды в диапазоне температур 300–900 К, а вакуумированные монохроматор и осветитель обеспечивают репрезентативность выполнения анализов качественного и количественного состава продуктов сгорания отобранных проб. Необходимость разработки подогревной рабочей камеры возникла вследствие потребности измерения многокомпонентного состава продуктов сгорания, включающих в свой состав летучие и нелетучие в обычных атмосферных условиях компоненты с температурами конденсации в диапазоне от 30 до 150 °С, а также зольную фракцию дисперсной фазы. В обычных атмосферных условиях многие компоненты оказываются захваченными зольными частицами или растворяются в каплях воды. Тем самым результаты измерений широко используемыми технологиями становятся нерепрезентативными и не отражают реального ингредиентного состава продуктов сгорания.

Применение рабочей камеры с многоходовой схемой прохождения излучения позволяет изменять длину оптического пути (чувствительность измерений) в процессе выполнения измерений. В случае необходимости диапазон давлений в рабочей камере может быть расширен за счет разбавления пробы инертным оптически неактивным газом. Высокое спектральное разрешение позволяет идентифицировать компоненты продуктов сгорания по тонкой структуре спектров поглощения. МХК имеет как внутренний, так и внешний обогрев. При использовании

внешнего обогрева внутренняя полость кюветы нагревается до температуры 120-150 °С, а внутренний электрический обогрев позволяет повысить температуру газов до 800 К. Внутренняя печь смонтирована между зеркалами оптической скамьи Уайта МХК в цилиндрическом теплоизоляционном кожухе, изготовленном из асбоцемента, прокаленного при температуре $T = 1000$ К. На торцах печи поставлены отражающие диафрагмы. Температура вдоль оптического пути луча радиации контролируется пятью термопарами с погрешностью ± 3 °С. После установления равновесия перепад температуры на торцах печи по отношению к её центральной части при $T = 300$ °С составляет ~ 20 °С. Конструкция электрической печи и многоходовой кюветы выполнена таким образом, что при давлениях $P < 0,1$ МПа и температуре газовой смеси $T \leq 800$ К температура окон кюветы близка к комнатной, а температура корпуса не превосходит 80 °С. Корпус кюветы представляет собой сборную конструкцию, изготовленную из нержавеющей стали. Все металлические узлы соединяются с помощью герметичных уплотнений, изготовленных из высокотемпературных резиновых пластин.

Степень нагрева регулируется величиной напряжения, подведенного к электропечи от автотрансформатора типа АОМН-40-220. Откачка модулей измерительного комплекса и запуск исследуемой среды осуществляется вакуумно-дозировочной системой, которая соединяется с кюветой с помощью подогревных трубопроводов из нержавеющей стали. Перед введением пробы в МХК пробозаборники подогреваются до температуры $T = 150$ °С. Проба вводится в предварительно нагретую до температуры $T = 150$ °С и вакуумированную рабочую камеру.

Оптическая схема установки представлена на рис. 1. Осветитель I и монохроматор III с приемной камерой IV модернизированного спектрометра ИКС-31 разнесены относительно друг друга. Излучение, модулированное с частотой $f = 12,5$ Гц, проходит через нагреваемую кювету II и зеркалами 10 и 11 фокусируется в плоскости входной щели 23 монохроматора, которая находится в фокусе сферического зеркала 15 (I). Зеркалами 13 и 15 (I) излучение направляется на дифракционную решетку 14. После дифракции пучок параллельных лучей собирается сферическим зеркалом 15 (II) и направляется поворотным зеркалом 16 в приемную камеру IV и далее зеркалом 18 – на приемную площадку приёмника 20 в модуле приёмников излучения V. Для срезания спектров налагающихся порядков дифракционной решетки после выходной щели монохроматора установлен блок сменных отрезающих светофильтров 17. Применялась графическая форма регистрации спектров ослабления

излучения. Спектральная область работы спектрометра ИКС-31 была расширена за счет дополнительной комплектации дифракционными решетками, сменными приёмниками излучения, отрезающими и полосовыми светофильтрами, обеспечивающими его функционирование в спектральном диапазоне 0,25–50 мкм с пределом спектрального разрешения $\Delta\nu = 0,2 \text{ см}^{-1}$.

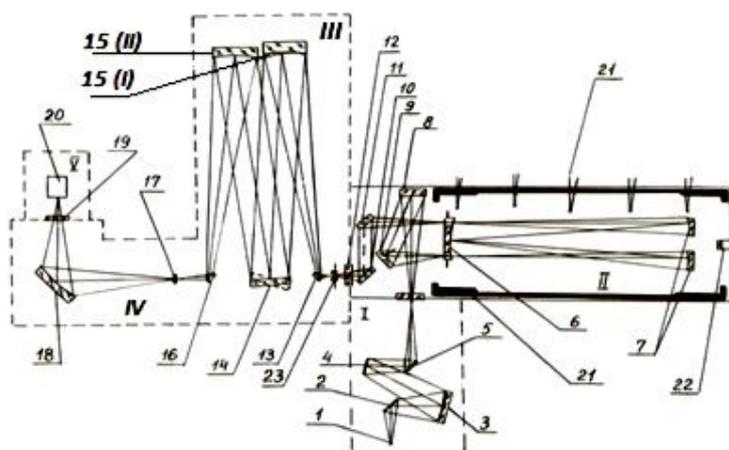


Рис. 1. Оптическая схема спектрометрической установки: 2–5 – зеркала оптической приставки осветителя I с источником излучения 1 (глобара); 8–11 – зеркала оптической приставки для согласования МХК II с осветителем I; 12, 19 – защитные окна модулей камеры спектрометра ИКС-31; 6, 7 – переднее и задние сферические зеркала оптической скамьи Уайта МХК-1; 21 – термопары; 22 – окуляр для наблюдения числа многократного прохождения излучения в МХК

Аналитическая лаборатория была испытана при измерениях состава продуктов сгорания автомобильного топлива, продуктов сгорания соснового бруса в модельных огневых испытаниях в камерах сгорания [5–8], в натуральных огневых испытаниях фрагмента здания системы «ПЛАСТБАУ» [8]. В последнем случае измерения выполнялись в течение всего периода пожара при полном контроле температурного поля в точках отбора проб и в окрестностях огневого эксперимента. Мониторинг ингредиентного состава продуктов сгорания осуществлялся методом тонкоструктурной спектрометрии с момента загорания до конца пожара. На основе данных спектрометрических измерений обнаружены и идентифицированы 34 оптически активных ингредиента, большую часть которых составляют летучие и тяжелые слаболетучие углеводороды.

На рис. 2 иллюстрируется пример записи спектрограммы ослабления излучения продуктами сгорания соснового бруса при горении в свободной атмосфере (кривая 1) в спектральном диапазоне 3,9–5,5 мкм. Для получения спектральной функции ослабления излучения записывается базовая линия (кривая 2) осветителя при вакуумированной МХК и базовая линия

для расчета спектра поглощения излучения газовой фазой отобранной пробы (кривая 3). Спектральная функция ослабления излучения золей $\tau_{vs} = j_{3v} / j_{2v}$, функция спектрального пропускания газовой фазы $\tau_{va} = j_{1v} / j_{3v}$. Ниже остановимся на исследованиях оптических характеристик и микроструктуры дисперсной фазы антропогенных атмосферных выбросов.

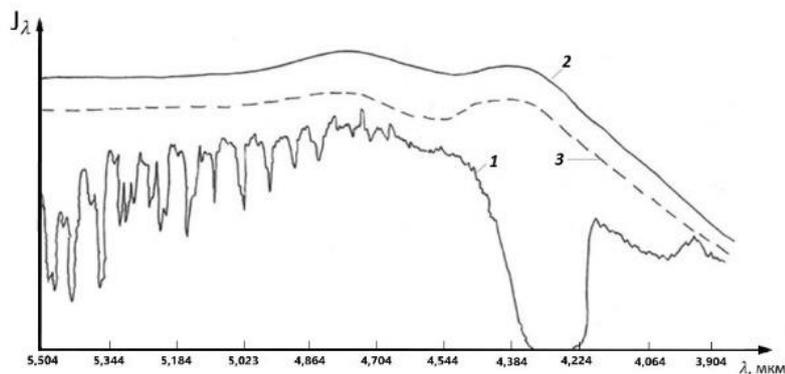


Рис. 2. Спектрограмма ослабления излучения продуктами сгорания соснового бруса при горении в свободной атмосфере: 1 – в спектральном диапазоне 3,9–5,5 мкм; 2 – базовая линия ослабления излучения; 3 – базовая линия поглощения излучения

Исследование оптических характеристик антропогенных золей

Спектральная зависимость коэффициентов ослабления излучения дисперсной фазой продуктов сгорания позволяет разделить ее на фракции, отвечающие механизмам их генерации: золь минеральной составляющей частиц топлива; фракция, вызванная лопанием пленок при дегазации горящих частиц топлива; фракция, генерируемая механизмом ионной нуклеации частиц сажи из газовой фазы продуктов сгорания.

Микроструктура атмосферных выбросов антропогенного сажевого золя зависит от многих факторов: элементного состава топлива, времени пребывания продуктов сгорания в пламённой зоне, электрических свойств продуктов сгорания, которые определяют скорость коагуляции и агломерации первичного сажевого золя. Механизмы образования сажевого золя исследовались на пламённых измерительных комплексах, работающих в режимах спектрометрии и спектрорадиометрии, описанных в [4]. Гомогенная коагуляция частиц золя описывается простым соотношением

$$r / r_0 = \left[1 + \frac{1}{2} k n_0 \cdot \frac{\ln(1 + \alpha t)}{\alpha} \right]^{1/3}, \quad (1)$$

где k – коэффициент броуновской коагуляции, n_0 – число частиц в единице объема, α^{-1} – время, в течение которого радиус частиц увеличивается в два раза.

Для гетерогенной многокомпонентной коагуляции частиц распределение числа частиц $f[r(t)]$ определяется соотношением

$$\frac{f[r(t)]}{f_0(t)} = \sum_i \left[1 + \frac{1}{2} k_i n_{0i} \ln \left\{ \frac{1 + \alpha_i t}{\alpha_i} \right\} \right]^{1/3} + \sum_{i \neq k} \left[1 + \frac{1}{2} k_{ik} (n_{0i} n_{0k})^{1/2} \ln \left\{ \frac{1 + \alpha_{ik} t}{\alpha_{ik}} \right\} \right]^{1/3}, \quad (2)$$

где $f[r(t)]$ – временная зависимость распределения числа частиц по размерам; i – номер фракции; k_i – коэффициент броуновской коагуляции для компонента i ; k_{ik} – коэффициент броуновского взаимодействия частиц разных фракций i, k .

При выполнении расчетов $f[r(t)]$ возможно применение итерационной процедуры в расчетах по времени с шагом Δt . Эксперименты показывают, что на коагуляцию частиц золя сильное влияние оказывают электрические свойства частиц.

При горении газового топлива наблюдается более тонкодисперсный золь с модальным радиусом $r_m = 0,003$ мкм при сжигании метана. С увеличением отношения С/Н молекул углеводорода модальный радиус r_m частиц сажи возрастает.

Оптимизация решения задачи восстановления микроструктуры золя из спектров ослабления излучения проводится из условия:

$$\sum_i \frac{|\Delta \sigma_{a\lambda i}|}{\sigma_{a\lambda i}} = \min, \quad (3)$$

где $\Delta \sigma_{a\lambda i}$ – отклонение в спектральной зависимости коэффициента ослабления восстановленного спектра $\sigma_{a\lambda i}$ от измеренного; i – номер канала измерений.

Процедура определения микроструктуры сажевого золя производится в следующем порядке. Задается микроструктура базы данных нулевых приближений и гамма-распределения для значений $\tau_0 = \tau(\lambda = 0,55 \text{ мкм}) = 1$. Выбирается нулевое приближение и определяются эффективные сечения ослабления излучения для выбранных каналов

(длин волн). Вычисляются величины $\sum_i \frac{|\Delta \sigma_{a\lambda i}|}{\sigma_{a\lambda i}}$ в зависимости от оптической

толщины τ_i выбранной микроструктуры $N_1(r)$ [8] и определяется значение

τ_{\min} , для которого $\sum_i \frac{|\Delta \sigma_{a\lambda i}|}{\sigma_{a\lambda i}} = \min$. Далее вычисляется микроструктура

$N(r)$ по соотношению:

$$N(r) = N_0(r)(1 - \tau_{\min}) + N_1(r)\tau_{\min}. \quad (4)$$

Полученному значению $N(r)$ присваивается нулевое приближение и процедура повторяется для следующей выборки микроструктуры. Процедура определения $N(r)$ завершается после полного перебора микроструктур гамма-распределений [8]. Погрешность вычислений оптической плотности $\frac{\Delta\tau_i}{\tau_i}$ по восстановленным микроструктурам составляет 3–4 %.

На рис. 3 приведены функции распределения числа частиц по размерам для метан-воздушного, пропан-воздушного, ацетилен-воздушного пламён, в выбросах продуктов сгорания бензинового двигателя и продуктах сгорания соснового бруса. Нормировка $f(r)$ выполнена по соотношению $\int f(r)dr = 1$.

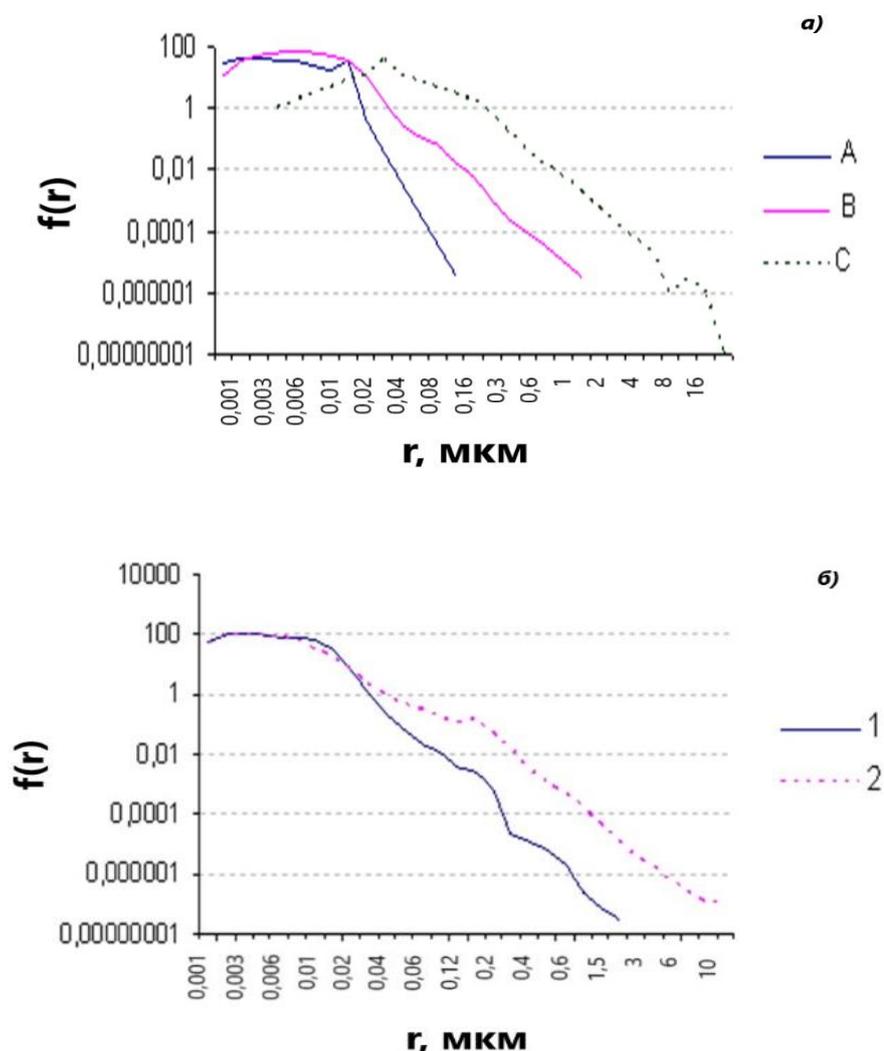


Рис. 3. Функция распределения $f(r)$ числа частиц по размерам: r – радиус частиц. Пламёна: A – метан-воздушное; B – пропан-бутан-воздушное; C – ацетилен-воздушное; 1 – в выбросах продуктов сгорания бензинового двигателя; 2 – в продуктах сгорания соснового бруса

Кроме сажевого золя, были выполнены экспериментальные исследования коэффициентов ослабления излучения асбестового золя, который образуется в результате разложения асбоцементных строительных материалов при температурах $T > 500$ °С. Результаты представлены на рис. 4, из которого следует, что образующийся асбестовый золь в результате прокаливания асбоцементных плит является тонкодисперсным и сильно гигроскопичным, а его оптическая плотность возрастает с увеличением относительной влажности.

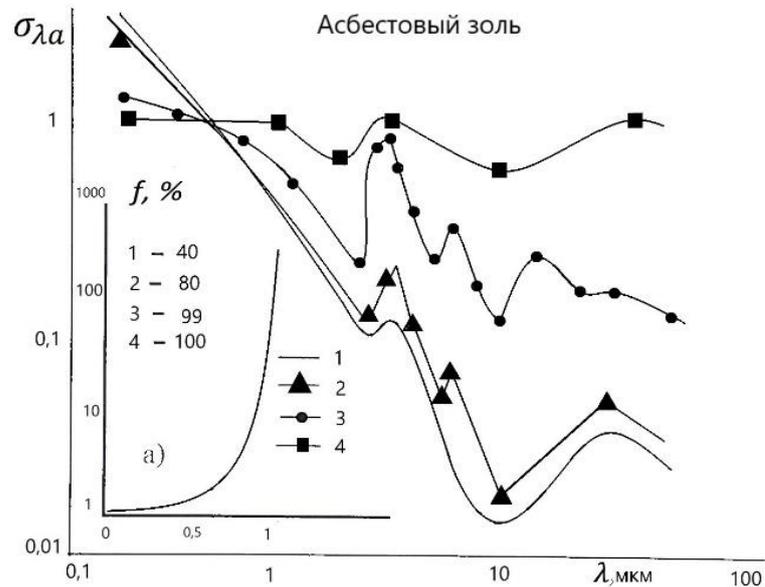


Рис. 4. Нормированный спектральный коэффициент ослабления σ_{λ_a} асбестового золя для различных значений относительной влажности f воздуха, где a – кривая роста оптической плотности

Список литературы

1. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И. Парниковый эффект атмосферы и климат. М.: ВИНТИ, 1984. 264 с.
2. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С., Хамидуллина М.С. Моделирование антропогенных воздействий на климат // Техника и технологии в XXI веке: современное состояние и перспективы развития. Новосибирск: ЦРНС. 2009. Кн. 4. С. 155–158.
3. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С., Садыкова М.С. Зональное моделирование парникового эффекта атмосферы и антропогенных изменений климата // Альтернативная энергетика и экология. 2014. № 2. С. 43–54.
4. Равновесные и неравновесные процессы излучения: высокотемпературные среды, радиационный теплообмен / Н.И. Москаленко [и др.]. Казань: Изд-во КГЭУ, 2014. 260 с.

5. Determination ingredient composition of turbojet engine combustion gases by the fine structure spectroscopy / N.I. Moskalenko [et al.] // Russian Aeronautics. 2016. Vol. 59, № 3. P. 116–121.

6. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С., Загидуллин Р.А. Микро-структура и радиационные характеристики сажевого золя в пламёнах и антропогенных выбросах продуктов сгорания // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2013. № 5–6. С. 23–32.

7. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С., Хамидуллина М.С. Моделирование радиационного теплообмена в средах, возмущенных сильными антропогенными и природными воздействиями. Возможные климатические последствия постядерных конфликтов // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2014. № 9–10. С. 21–30.

8. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С. Применение метода тонкоструктурной спектроскопии для определения ингредиентного состава продуктов сгорания топлив // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2009. № 11–12. С. 22–32.

УДК 621.311.11

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НОВОСИБИРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Ю.М. Сидоркин¹, Е.С. Нестеренко²

¹ФГБОУ ВО «НГТУ»

²АО «РЭС»

Новосибирск, Россия

elena.repina2011@yandex.ru

Аннотация. В работе предложено несколько вариантов усиления электрической сети Новосибирской энергосистемы, повышения пропускной способности электрической сети при выдаче мощности с этой ТЭЦ и обеспечения надежности электроснабжения ответственных потребителей. Рассмотрен вариант строительства кабельной линии 110 кВ с управляемым токоограничивающим реактором.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, установившийся режим электрической сети, автоматика ограничения перегрузки оборудования.

RECONSTRUCTION OF NOVOSIBIRSK POWER SYSTEM ELECTRIC NETWORK

Y.M. Sidorkin¹, E.S. Nesterenko²

¹Novosibirsk State Technical University

²Distribution company «Regional electric networks»

Novosibirsk, Russian Federation

elena.repina2011@yandex.ru

Abstract. In the article some variants of electric network strengthening has been proposed. Electric network capacity in scheme of the largest Novosibirsk thermal power plant power distribution has been increased; electric reliability has been ensured. Variant of construction of cable transmission line 110 kV with controlled current-limiting reactor has been considered.

Key words: power supply system, steady state mode of electric network, automatic prevention of equipment overload.

Электростанции Новосибирской энергосистемы основную часть генерируемой мощности выдают на напряжении 110 кВ. В связи с этим наблюдается высокая загрузка линий, отходящих от шин электростанций. Подтверждение этому – электрическая сеть Центрального энергорайона, в котором находится крупнейшая Новосибирская ТЭЦ установленной мощностью 1200 МВт. Большинство блоков данной электростанции подключены к шинам 110 кВ ПС «Восточная», от которых получает питание ПС 110 кВ «Камышинская» муниципального предприятия «Горводоканал». Необходимость реконструкции данной подстанции вызвана отсутствием возможности подключения новых потребителей, физическим и моральным износом оборудования. В рамках реконструкции подстанции предполагается увеличение ее трансформаторной мощности.

Для анализа режимов работы электрической сети Центрального энергорайона создана его модель в программном комплексе RastrWin (рис. 1). Стоит отметить, что двухцепная линия 110 кВ на транзите ПС «Восточная–Мостовая» характеризуется высокой загрузкой. В результате расчетов электрических режимов для нормальной и основных ремонтных схем [1] выявлено, что при увеличении трансформаторной мощности ПС «Камышинская» пропускной способности существующей двухцепной линии на транзите ПС «Восточная–Мостовая» оказывается недостаточно. Поэтому принимается решение одновременно с реконструкцией ПС «Камышинская» построить третью цепь на этом транзите (на рис.1 она выделена цветом).

Изначально планировалось выполнить проектируемую линию полностью кабельной, так как она будет проходить в черте города. Но в этом случае ее сопротивление было бы значительно ниже сопротивления существующих воздушных линий на этом участке, за счет чего проектируемая кабельная линия перегружалась бы при отключении параллельной линии. Исходя из этого, предлагается выполнить данную линию кабельно-воздушной (КВЛ). Строительство третьей цепи также повысит надежность электроснабжения ответственных потребителей ПС «Камышинская», так как существующая двухцепная воздушная линия идет на одних опорах. Данная подстанция должна обеспечивать I категорию надежности электроснабжения, так как от нее получают питание несколько очередей водозабора муниципального предприятия «Горводоканал».

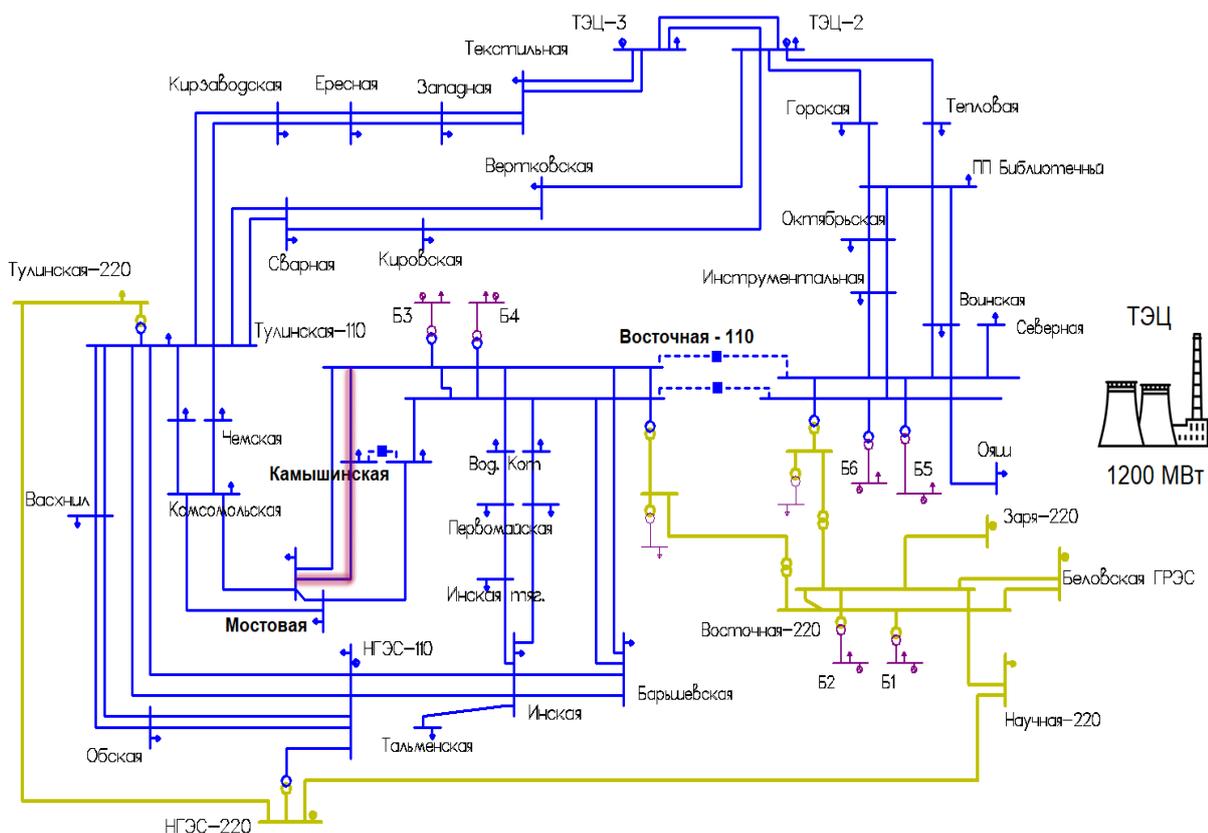


Рис. 1. Модель Центрального энергорайона Новосибирской энергосистемы в программном комплексе RastrWin

ПС «Камышинская» является ответвительной, ее главная схема электрических соединений после реконструкции – 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [2]. При реконструкции ПС «Камышинская» будет произведена замена силовых трансформаторов и распределительного устройства. Предлагается установка комплектного элегазового распределительного устройства на базе модульных ячеек PASS M0 (Plug and Switch System) производства компании ABB [3]. Все компоненты ячейки помещены в единый бак (за исключением кольцевого трансформатора тока) и изолированы средой элегаза SF6: выключатель, разъединители и заземлители, кабельные кожухи, трансформаторы напряжения. Применение модулей PASS позволит повысить надежность подстанции, сэкономит значительную часть площади распределительного устройства и уменьшит эксплуатационные затраты.

Для проверки проектируемой линии по нагреву были рассмотрены схемно-режимные ситуации, связанные с плановым и аварийным отключением элементов прилегающей сети (таблица).

Пример отчета при использовании макроса «Вариантные расчеты»

Наименование элемента сети	Допустимый ток, А	Переток мощности, МВА	Токовая загрузка, А	Токовая загрузка, %
Нормальная схема				
III цепь	717	88,2+J10,2	459	64
	717	69,2+J3,7	357	50
Ремонт «Восточная» – 110 4СШ – «Камышинская» 2СШ (II цепь)				
III цепь	717	120,1+J18	626	87
	717	82,2+J2,1	423	59
Ремонт «Восточная» – 110 4СШ – «Камышинская» 2СШ (II цепь)				
Аварийное отключение «Восточная» – 110 3СШ – «Мостовая» 1СШ (I цепь)				
III цепь	838	178,6+J23,2	927	111
	838	140,5+J6,6	725	87

Стоит отметить, что в связи с необходимостью расчета серии установившихся электрических режимов для различных схемно-режимных ситуаций в данной работе применен макрос «Вариантные расчеты», позволяющий автоматизировать однотипные расчеты и выводить отчет в Microsoft Excel в удобной для восприятия форме. В отчете отображаются переток мощности и токовая загрузка интересующих ветвей для исходного и ремонтного режимов, а также ремонтного режима с учетом аварийных отключений. На основании расчетов в программном комплексе RastrWin выявлено, что в некоторых перспективных послеаварийных зимних режимах загрузка проектируемой линии превышает аварийно-допустимую, поэтому принято решение установки автоматики ограничения перегрузки оборудования на линиях 110 кВ на транзите ПС «Восточная–Мостовая».

Определено, что данная АОПО будет иметь две ступени: первая ступень будет действовать на сигнал, а вторая – на отключение защищаемой линии со стороны ПС «Восточная–110» (рис. 2). В устройстве АОПО предусмотрен алгоритм автоматического ввода в работу групп уставок по току в зависимости от фактической температуры наружного воздуха на ПС «Восточная». Это решение позволит более полно использовать пропускную способность линии по сравнению с классической автоматикой ограничения перегрузки (где задаются только сезонные уставки по току) за счет применения ступенчатой или кусочно-линейной функции тока от температуры воздуха.

Информация о температуре поступает в автоматику от измерительного преобразователя температуры (термосопротивления), который размещается в специальной метеорологической будке [4].

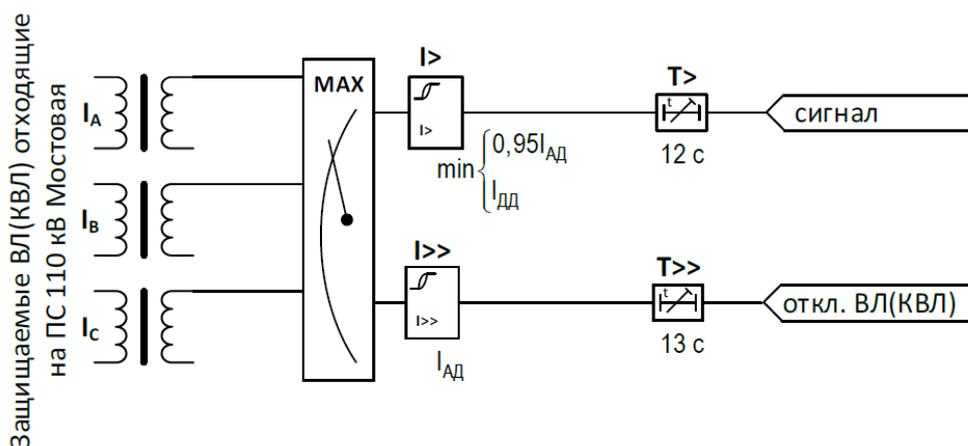


Рис. 2. Алгоритм работы АОПО

Как уже отмечалось ранее, если выполнить проектируемую линию полностью кабельной, то это приводит к ее перегрузкам в ремонтных схемах (в том числе, при отключении параллельной линии). В связи с этим был рассмотрен следующий вариант: строительство кабельной линии с установкой управляемого токоограничивающего реактора на ней (рис. 3). Для ограничения загрузки линии при отключении одной цепи на транзите ПС «Восточная»–«Мостовая» предлагается с помощью продольно включенного реактора увеличить ее сопротивление. На основании расчетов электрических режимов в программном комплексе RastrWin определено, что требуемое в этом случае сопротивление реактора – не менее 2 Ом. Стоит отметить, что необходимость в реакторе появляется только в ремонтных схемах, в нормальном режиме загрузка кабельной линии ниже длительно допустимой. При установке реактора не требуется установка АОПО, так как отсутствуют электрические режимы, в которых загрузка проектируемой линии превышает аварийно-допустимую. Кроме того, выполнение линии полностью кабельной даст возможность в дальнейшем использовать эту территорию для городской застройки.

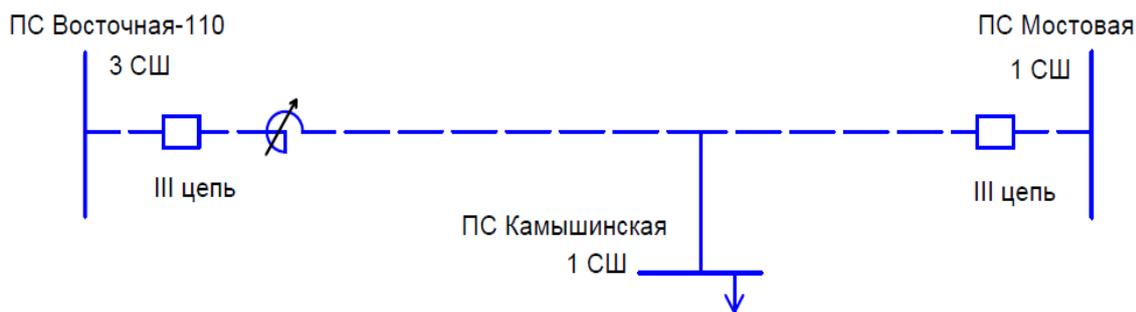


Рис. 3. Принципиальная схема электрической сети при установке токоограничивающего реактора

Список литературы

1. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2007.
3. Высоковольтное оборудование PASS. Комплектное элегазовое распределительное устройство PASS M00, PASS M0, PASS M0S. URL: <https://yadi.sk/i/AKDRK4j13UTLpg> (дата обращения: 16.04.2018).
4. Лужковский Ю.И. Алгоритмы функционирования и методики определения параметров настройки автоматики ограничения перегрузки воздушных линий электропередачи: дис. ... канд. тех. наук. Новочеркасск, 2016. 142 с.

УДК 621.311

ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЗНАЧЕНИЙ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Г.П. Муссонов, Ш.Р. Нишанбаев,
И.Н. Просекин, В.В. Федчишин,
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»
Иркутск, Россия
nishanbaev.1997@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена определению погрешностей гармонических составляющих измерительных трансформаторов тока и/или напряжения. В статье приведены математические выражения для определения точного значения гармонических составляющих.

Ключевые слова: гармонические составляющие, измерительные трансформаторы тока.

THE ERROR OF CURRENT TRANSFORMERS IN DETERMINING THE VALUES OF HARMONIC COMPONENTS

G.P. Mussonov, Sh.R. Nishanbaev, I.N. Prosekin, V.V. Fedchishin
Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk
nishanbaev.1997@mail.ru

Abstract: The article is devoted to the determination of errors of harmonic components of current and/or voltage measuring transformers. The article presents mathematical expressions to determine the exact value of harmonic components.

Key words: harmonic component, measuring transformers of current.

В работе [1] даны определения и приведены способы вычисления значений погрешности трансформаторов тока для основной частоты. Про вычисление значений погрешности трансформаторов для гармонических составляющих в ГОСТ [1] не упоминается, как и в ГОСТ [2]. Видимо полагается, что во вторичных цепях значения гармонических составляющих уменьшены по отношению к первичным цепям согласно коэффициенту трансформации. В работах [3], [4] показано, что метрологические характеристики измерительных трансформаторов практически не зависят от искажений синусоидальности кривой входного сигнала, и при значениях коэффициента искажений входного напряжения, достигающих 30 %, влиянием формы сигнала на погрешности трансформаторов тока и/или напряжения пренебрегают.

Цель работы заключается в определении погрешности измерительных трансформаторов тока и/или напряжения и повышении точности определения значений гармонических составляющих в электрических сигналах на основе учёта известного факта, что индуктивное сопротивление k -й гармонической составляющей X_{Lk} , $k = 1, 2, \dots, 40$, является линейной функцией основной частоты X_{L1} , то есть

$$X_{Lk} = kX_{L1} = k2\pi f_1 L, \quad (1)$$

где f_1 – частота основной гармонической составляющей, то есть промышленная частота (50 или 60), Гц; L – текущее значение индуктивности вторичной цепи трансформатора, включающее собственные индуктивности и взаимоиндуктивности обмоток и индуктивности нагрузки вторичной цепи, Гн.

Из формулы (1) видно, что индуктивное сопротивление k -й гармонической составляющей в k раз больше индуктивного сопротивления обмоток трансформатора на основной гармонике.

Измеряя текущее значение тока или напряжения вторичного сигнала (как функции первичного), можно определить степень насыщения электротехнической стали сердечника. На рис. 1 представлен характер изменения индуктивности от вторичного сигнала для основной гармонической составляющей.

По предварительно построенной зависимости (рис. 1) для конкретного трансформатора от текущего значения напряжения вторичного сигнала $U_{\text{ВЫХ}}$ вычисляют величину уменьшения (искажения) F_k , $k = 1, 2, \dots, 40$ каждой k -й гармонической составляющей относительно основной по следующему математическому выражению:

$$F_k = \frac{R + X_{Lk}}{R + X_{L1}}, \quad (2)$$

где F_k – величина искажения каждой k -й гармонической составляющей относительно основной составляющей; R – активное сопротивление цепи, включающей индуктивные элементы, предварительно записанное в память прибора, Ом; $X_{Lk} = \omega_k L$ – индуктивное сопротивление той же цепи для i -й гармонической составляющей, $k = 1, 2, \dots, 40$, Ом; $X_{L1} = \omega_1 L$ – индуктивное сопротивление той же цепи для основной гармонической составляющей, $k = 1$, Ом.

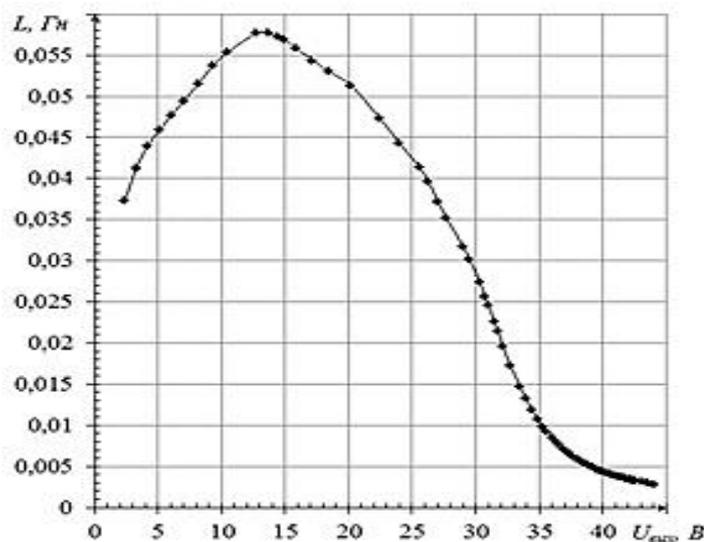


Рис. 1. Зависимость индуктивности цепей трансформатора от текущего измеренного напряжения вторичного сигнала

Выражение (2) показывает, во сколько раз уменьшается действующее или амплитудное значение k -й гармонической составляющей относительно основной составляющей. Это отношение, помноженное на 100 %, показывает относительную погрешность определения k -й гармонической составляющей.

Для примера используем результаты измерений значений гармонических составляющих на разных системах шин в питающей сети ГЭС, потребителем которой является предприятие с явной нелинейной нагрузкой большой мощности, приведенные в работе [5].

Значение выражения (2) для 13-й гармонической составляющей при двух разных активных сопротивлениях вторичной цепи и при изменении значения первичного сигнала во всём его диапазоне. Измерения осуществлялись на трансформаторе тока марки ТПЛ-10 кВ-0,5/10Р-50/5 (трансформатор тока, проходной, с литой изоляцией). Зависимость отношения тока основной гармонической составляющей к току 13-й гармонической составляющей при разных значениях первичного сигнала приведена в таблице.

Значение выражения (2) для 13-й гармонической составляющей
при изменении первичного сигнала во всём диапазоне

Первичный сигнал, А		0,25	1,043	10,32	20,3	30,33	40,01	48,32
Значение выражение (2) для 13-й гармонической составляющей при разных активных сопротивлениях вторичной цепи, Ом:	$R = 8$	8,385	9,163	4,562	3,273	2,707	2,402	2,230
	$R = 10$	7,737	8,559	4,029	2,890	2,406	2,149	2,005

Из анализа данных таблицы видно, что, во-первых, отношения токов повторяют ход изменения индуктивности цепи, приведённой на рис. 1, то есть кривую Столетова, во-вторых, при больших первичных токах отношения токов уменьшаются из-за насыщения магнитопровода трансформатора, и кривая намагничивания имеет почти линейный характер.

Значения, приведённые в таблице, показывают, во сколько раз уменьшается значение напряжения для 13-й гармонической составляющей. Из данных видно, что оно уменьшается от 2,005 до 8,559 раза при активном сопротивлении 10 Ом, то есть относительная погрешность изменяется от 200,5 % до 855,9 % и от 2,230 до 9,163 раза при активном сопротивлении 8 Ом, то есть относительная погрешность изменяется от 223 % до 916,3 %. При такой погрешности становится понятным утверждение в работах [3], [4], что метрологические характеристики измерительных трансформаторов практически не зависят от искажений синусоидальности кривой входного сигнала. Они их просто не видят, в то время как нам нужно наоборот измерить точные значения гармонических составляющих в первичной цепи.

Пример искажения индуктивными цепями измерительного трансформатора тока выходного сигнала при измерении 13-й гармонической составляющей приведён на рис. 2. В примере первичный ток равен 20,3 А, то есть находится в середине его рабочего диапазона, который простирается от нуля до 50 А, а активное сопротивление вторичной цепи составляет 10 Ом.

По данным таблицы для значения входного сигнала 20,3 А находится искажённое (уменьшенное) значение выходного сигнала для 13-й гармонической составляющей, которое отличается от действительного в 2,89 раза. Для компенсации 13-й гармонической составляющей необходимо её амплитудное значение увеличить во столько раз, во сколько сопротивление индуктивной цепи измерительного трансформатора снижает истинное амплитудное значение. На примере трансформатора

тока амплитудное значение необходимо увеличить в 2,89 раза. На рис. 2 представлена кривая 1, отражающая истинные значения основной и 13-й гармонической составляющей в сети. Кривая 2 показывает измеренные значения основной и 13-й гармонической составляющей, причиной искажения является сопротивление индуктивной цепи измерительного трансформатора. Кривая 3 показывает истинный уровень значений основной и 13-й гармонической составляющей, уровень последней необходимо генерировать в сеть для компенсации при использовании активных фильтров. Уровень значений 13-й гармонической составляющей увеличен в 2,89 раза, а в действительности его нужно увеличить во столько раз, во сколько трансформатор активного фильтра будет её искажать при генерации в силовую цепь.

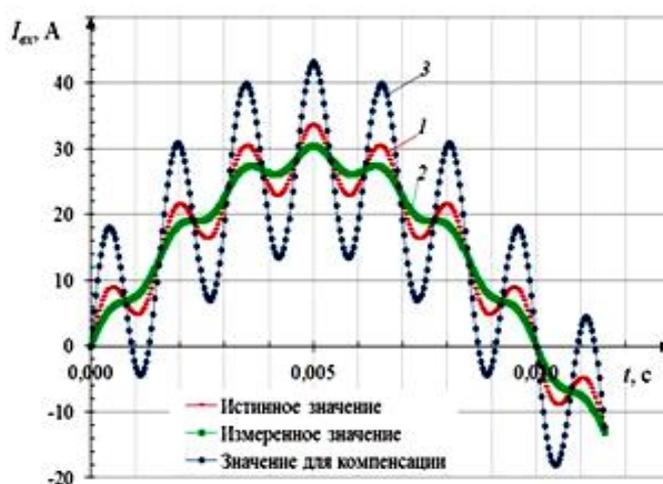


Рис. 2. Характер искажения входного сигнала 13-й гармонической составляющей

В зависимости от первичного тока и номера гармонической составляющей значение относительной погрешности её определения может достигать 1000 % и более. Собственные индуктивности и взаимные индуктивности обмоток трансформатора вносят существенное искажение в значения гармонических составляющих. Предлагаемый подход учёта нелинейной индуктивности цепи позволяет увеличить точность определения амплитудных и/или действующих значений гармонических составляющих в первичной, то есть силовой цепи.

Список литературы

1. ГОСТ 18685-73. Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2005.
2. ГОСТ 30804.4.7-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. М.: Стандартинформ, 2013.

3. Влияние искажений синусоидальной формы кривых тока и напряжения на метрологические характеристики измерительных трансформаторов / Н.Е. Миронюк [и др.] // Электричество. 2005. № 2. С. 31–36.

4. Раскулов Р.Ф. О влиянии несинусоидальности напряжения и высших гармоник на погрешности // Энергетика. 2011. № 2(37).

5. Селезнев А.С. Снижение уровня высших гармоник в электрических сетях высокого напряжения // Вестник Иркут. гос. техн. ун-та. 2014. № 4(87). С. 143–148.

УДК 621.315.1

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ВНУТРИФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ С УЧАСТИЕМ ЗЕМЛИ ДЛЯ САМОКОМПЕНСИРОВАННЫХ РВЛ

А.В. Пронищев¹, Е.О. Солдусова¹, Е.М. Шишков²

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Самара, Россия

²Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске

Новокуйбышевск, Россия

teyoma@bk.ru

Аннотация. Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи использовались методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPower Systems. Исходными данными для анализа являлись геометрические конфигурации опор воздушных линий и параметры сталеалюминевых проводов.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, продольная компенсация, самокомпенсированная линия.

INVESTIGATION OF INTRA-PHASE SHORT-CIRCUIT MODES WITH PARTICIPATION OF THE EARTH FOR SELF-COMPENSATED LINE

A.V. Pronitchev¹, E.O. Soldusova¹, E.M. Shishkov²

¹Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

²Novokuybyshevsk Branch of Samara State Technical University,

Novokuybyshevsk, Russian Federation

teyoma@bk.ru

Abstract. A mathematical model is developed for the analysis of load and off-load conditions of the open line. Simulink with using the SimScape SimPowerSystems element library. The initial data for the analysis were geometric configurations of overhead line supports and parameters of steel-aluminum wires.

Key words: overhead transmission line, longitude compensation, self-compensated line.

Введение

Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементом сверхдальних передач переменного тока [1]. Одним из способов достижения цели продольной компенсации – уменьшения продольной индуктивности воздушной линии (ВЛ) – является настройка линии на резонанс напряжений или резонанс токов. Эта идея была предложена в работах И.И. Соловьёва и А.А. Вульфа [2] в первой половине XX века. Позднее профессором Н.Ф. Ракушевым в работе [3] был предложен способ реализации данной идеи – разомкнутая линия электропередачи, каждая фаза которой состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к шинам передающей подстанции, а второй (встречная составляющая) – к шинам приёмной. При достаточной длине линии взаимная емкостная проводимость, созданная между прямой и обратной составляющей, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии.

В работе [4] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В такой линии прямая и встречная составляющая расщеплённой фазы подвешены на одной траверсе и отделены друг от друга диэлектрическими распорками. При этом на одной опоре могут располагаться все три фазы разомкнутой ВЛ. В работе [5] авторами предложена математическая модель в фазных координатах, учитывающая принципиальную несимметрию разомкнутой ВЛ как трёхфазной системы, а в работе [6] – способ реализации этой модели в виде методик расчёта установившегося режима линии.

В работе [7] рассматривался вопрос определения оптимальной конструкции расщепленной фазы разомкнутой воздушной линии, однако расчеты производились на однофазной модели.

Целью данного исследования является расчет и анализ режимов нагрузки, предложенной в [4] конструкции трехфазной разомкнутой ВЛ.

Материалы и методы исследования

Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи используются методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPowerSystems. Выполнен анализ режимов работы линий двух классов напряжения (500 и 750 кВ) и трех вариантов конструкций расщепленной фазы (рис. 1). Сведения об анализируемых линиях представлены в таблице.

Анализ режимов работы линий

Класс напряжения, кВ	Конфигурация пролёта		
	Тип промежуточных опор	Высота подвеса фазы, м	Марка провода в фазе
500	Промежуточные опоры на оттяжках ПБ1	27,2	АС-700/86
750	Промежуточные опоры на оттяжках ПП750-1	35	АС-500/64

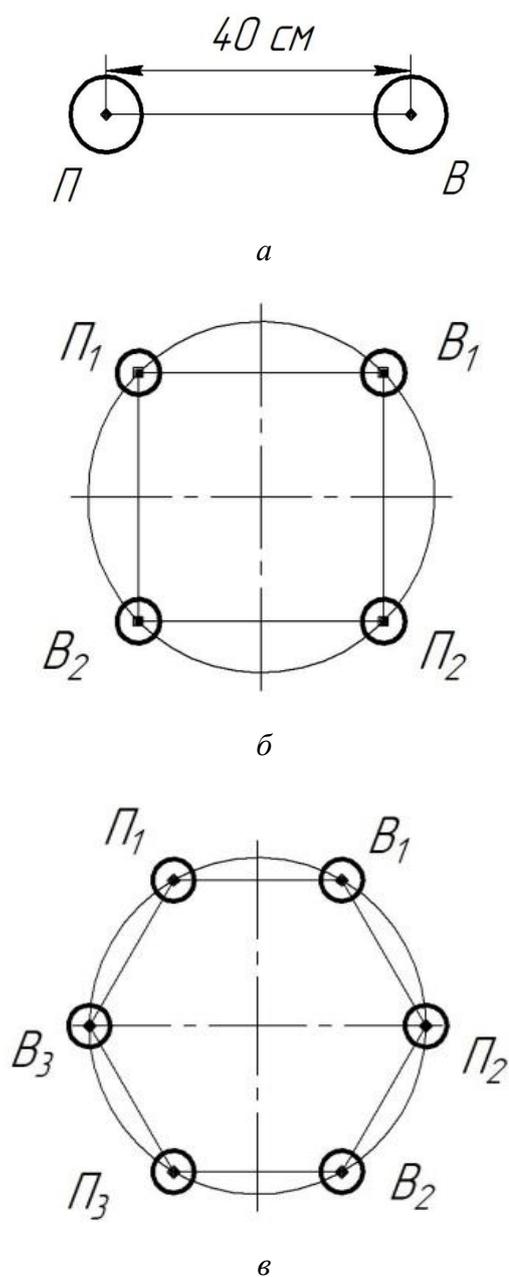


Рис. 1. Схема конструкции расщепленной фазы общего участка разомкнутой ВЛЭП: а – расщепление на 2 провода в фазе (класс напряжения 500 кВ); б – расщепление на 4 провода в фазе (класс напряжения 500 и 750 кВ); в – расщепление на 6 проводов в фазе (класс напряжения 750 кВ)

С учётом полученных ранее результатов анализа установившихся режимов РВЛ [8], в настоящей работе проведен расчёт некоторых аварийных режимов работы разомкнутой линии. Для этого модель общего участка линии представлена в виде четырёх последовательно соединённых блоков многопроводной схемы замещения, каждый из которых моделирует участок равной длины (рис. 2).

С использованием данной модели проведена оценка следующих видов замыканий:

- внутрифазное КЗ (замыкание между прямой и обратной составляющей);
- внутрифазное КЗ с участием земли;
- замыкание прямой или обратной составляющей на землю.

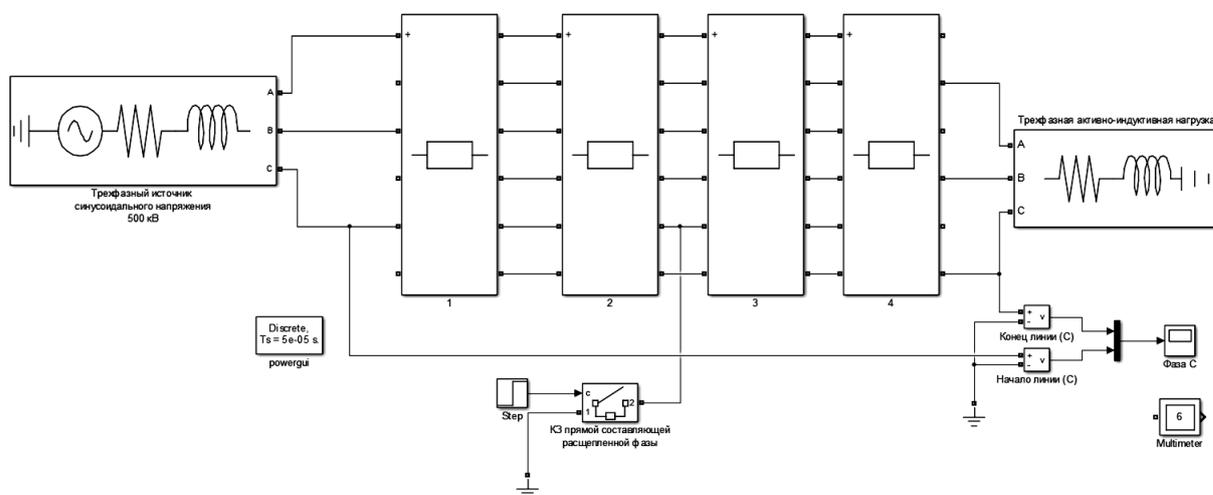


Рис. 2. Математическая модель в среде MATLAB / Simulink для расчета некоторых аварийных режимов работы трехфазной разомкнутой ВЛ

Результаты

Режим внутрифазного КЗ – аварийный режим, характерный только для линии с продольной компенсацией. Опасность данного режима заключается в шунтировании внутрифазной ёмкости, которое может привести к нарушению устойчивости работы линий. Как и следовало ожидать, в режиме внутрифазного замыкания с участием земли наблюдается значительная несимметрия напряжений. Характер изменения тока в месте установки защит позволяет использовать для защиты от замыканий на землю те же виды защит, что и для традиционных линий (рис. 3).

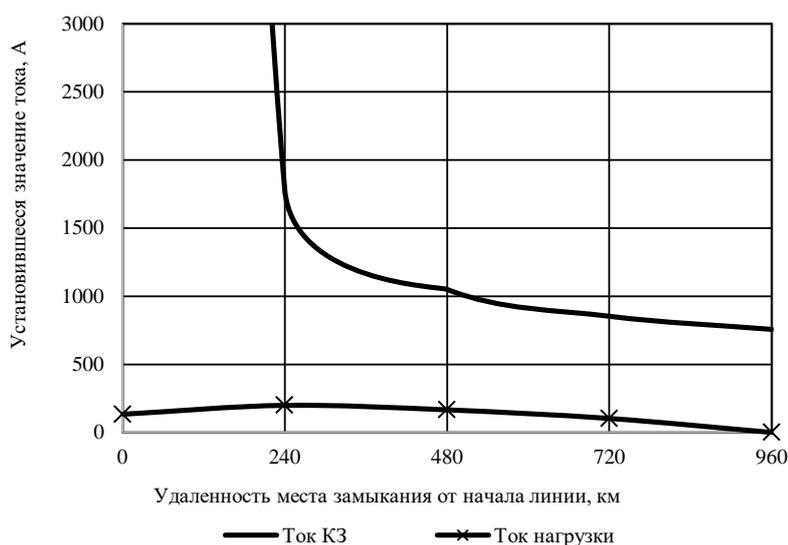


Рис. 3. Однофазное КЗ

Выводы

В работе построена математическая модель трехфазной разомкнутой ВЛ для расчёта некоторых аварийных режимов работы разомкнутой линии.

Результаты первичного анализа аварийных режимов РВЛ позволяют говорить о возможности использования традиционных принципов организации защит линий. В режимах с шунтированием внутрифазной ёмкости не происходит нарушения устойчивости работы линии, однако для обнаружения внутрифазных повреждений необходимо предусматривать нетоковые виды релейных защит: дистанционные, высокочастотные.

Список литературы

1. Готман В.И., Глазачев А.В., Бацева Н.В. Продольная компенсация дальних электропередач с промежуточными системами // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 4. С. 68–75.
2. Вульф А.А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. М.: Госэнергоиздат, 1945. 83 с.
3. Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. 160 с.
4. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока: пат. 130458 Рос. Федерация № 2013103649/07; заявл. 28.01.13; опубл. 20.07.13, Бюл. № 20.

5. Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г., Кривихин И.Н. Математическая модель самокомпенсированной воздушной линии электропередачи. // Электроэнергетика глазами молодёжи: сб. докл. VI Междунар. науч.-техн. конф. Иваново, 2015. С. 620–623.

6. Shishkov E., Goldstein V., Krivihin I. Open Overhead Transmission Lines // Applied Mechanics and Materials. 2015. Vol. 792. P. 293–299.

7. Определение оптимальной конфигурации расщепленной фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи / А.В. Проничев [и др.] // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. VII Междунар. науч.-техн. конф. Казань, 2016. Т. 1. С. 198–201.

8. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Оценка предела передаваемой мощности разомкнутой воздушной линии электропередачи // Вестник Самарского государственного технического университета. 2017. № 2(54). С. 139–145. (Сер. «Технические науки»).

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАВЕДЁННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА НАТУРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Н.Ю. Снопкова, И.Н. Просекин, Р.С. Якимов, Г.П. Муссонов
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»
Иркутск, Россия
prosekin1998@mail.ru

Аннотация. Величина наведённого напряжения (НН) в фазных проводниках отключённой воздушной линии зависит от тока нагрузки, протекающего в эквидистантной работающей линии. Эта зависимость имеет экспоненциальный характер. Полученный теоретический результат подтверждается измерениями на реальных воздушных линиях.

Ключевые слова: наведённое напряжение (НН), воздушные линии электропередачи (ВЛЭП), эквидистантное расположение фазных проводников, двухцепные опоры.

INVESTIGATION OF INDUCED VOLTAGE ON A NATURAL MODEL

N.Yu. Snopkova, I.N. Prosekin, A.S. Kataev, G.P. Mussonov
FGBOU VO «Irkutsk National Research Technical University»
Irkutsk, Russian Federation
prosekin1998@mail.ru

Abstract. The induced voltage in the phase conductors of the disconnected line of overhead transmission lines depends on the load current flowing in the equidistant operating line. This dependence has an exponential character. The obtained theoretical result is confirmed with measurements on real operating overhead power lines.

Key words: induced voltage, overhead power line, equidistant arrangement of phase conductors, double-circuit supports.

Введение

Сооружение двух или более воздушных линий электропередач высокого напряжения на одних и тех же двухцепных опорах осуществляют с целью обеспечения надёжности функционирования электрической сети, бесперебойного снабжения электрической энергией потребителей, а также для экономии затрат на строительство линий электропередачи. Параллельное (эквидистантное) расположение фазных проводов этих линий обуславливает наибольшее значение взаимной распределённой электрической ёмкости и индуктивности. А это, в свою очередь, приводит к функциональной зависимости величины НН в каждом фазном проводе одной из линий (отключённой или нет) от значения передаваемой мощности по другой линии в результате воздействия изменяющихся во времени электрических, магнитных и электромагнитных полей, создаваемых другой работающей линией.

Актуальность задачи

Определение функциональной зависимости величины НН на основе натуральных или реальных измерений является слабо изученным вопросом, имеющим при этом важное практическое значение. Этот вопрос рассматривался только в работах [1–3, 5, 6] и представляет реальное научное и практическое значение.

Определение и прогноз величины НН в фазных проводах, отключённый для выполнения текущих регламентных и/или аварийных работ, также является достаточно актуальной задачей.

Кроме того, в работе [6] рассматривается актуальный вопрос определения мест повреждения многоцепных ВЛЭП на основе измерения только НН от электрических, магнитных и электромагнитных полей эквидистантной работающей другой линии без использования дорогостоящего оборудования.

Состояние вопроса

В работе [2] рассмотрены два способа определения значения НН. Один способ – это широко применяемый на практике способ непосредственного измерения значения НН на отключённой линии при выезде на ремонтируемый участок и установки переносных заземлений с обеих сторон участка согласно требованиям [4]. Величину текущего значения НН и контроль её на месте выполнения работ получают путём непосредственного измерения на отключённой линии при выезде на ремонтируемый участок. Пусть НН не превышает 25 В. Бригада начала

работу, однако во время работы нагрузка во влияющей линии могла возрасти. Это приведёт к росту НН в каждой фазе. Значит, один из членов ремонтной бригады должен постоянно следить за величиной НН в каждой фазе. Пусть значение НН во время работы бригады превысило 25 В и бригада это обнаружила. Тогда, согласно пункту 4.15.53 «Межотраслевых правил по охране труда», «заземлять воздушную линию (цепь) в распределительном устройстве не допускается», то есть необходимо снять заземление в распределительном устройстве. Протяжённость линий достигает десятки и сотни километров, что приводит к затратам топлива, расходованию ресурса транспорта, потерям времени и пр.

Другой способ – это расчёт величины НН согласно методике, предписываемой в работе [7], по параметрам схемы замещения, которые можно определить только оценочно, что приводит к большим погрешностям определения величины НН. Наконец, определяются только максимальные значения НН, а для безопасного производства ремонта ВЛЭП требуется знание текущего значения НН на месте производства работ и характера его изменения.

Решение задачи

При действующем значении тока нагрузки работающей линии I значения НН в фазных проводах отключённой линии равно U , то при действующем значении тока $I + \Delta I$ значение НН должно быть равным $U + \Delta U$.

Другими словами, производная от НН по току должна быть пропорциональна U , что соответствует дифференциальному уравнению

$$\frac{dU}{dI} = b \cdot U, \quad (1)$$

где b – коэффициент, учитывающий влияние электрических, магнитных и электромагнитных полей работающей линии на величину НН.

Решая уравнение (1), получим:

$$U = a \cdot \exp(b \cdot I), \quad (2)$$

где a – коэффициент, учитывающий особенности расположения данной линии (перечисление особенностей приведено в [2, 3]).

Значение текущего тока нагрузки I на эквидистантной не отключённой линии, находящейся под напряжением, определяется диспетчерскими службами в любой момент времени согласно известному математическому выражению:

$$I = 3^{-0,5} \cdot \frac{S_{\text{л}}}{U_{\text{л}}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{л}}$ – текущая полная мощность нагрузки линии, Вт; $U_{\text{л}}$ – текущее значение напряжения линии, В; $U_{\text{л}} = \Sigma U_i / 3$, суммирование ведётся по всем фазным проводам $i = A, B, C$.

Выражение (3) описывает приближённое значение текущего тока нагрузки на месте выполнения работ. Уточнённое значение текущего тока нагрузки I с учётом взаимного расположения и расстояния l_i , $i = A, B, C$ между фазными проводами определяется по формуле

$$I = \Sigma I_i l_i / \Sigma l_i, \quad (4)$$

здесь суммирование ведётся по всем фазным проводам i , $i = A, B, C$.

Учитывая, что зависимость (2) была получена в общем случае, можно утверждать, что она имеет место при любой совместной конфигурации линий, проходящих в одном створе под разными углами и влияющими друг на друга.

Результаты измерений

Результаты измерений величины НН, как функции силы тока в эквидистантной линии, выполнены на натурной модели ВЛЭП для 31 отрезка линии. Моделировались следующие отрезки натурной модели ВЛЭП (значения длины отрезков в см): 70, 122, 128, 140, 192, 198, 210, 250, 262, 268, 320, 332, 338, 390, 460, 612, 682, 734, 740, 752, 804, 810, 822, 862, 874, 880, 932, 944, 950, 1002, 1072.

В результате анализа всех измерений получено выражение для вычисления значения НН как функции тока нагрузки I в эквидистантной линии и как функции её длины L . Выражение имеет вид

$$U = (a_1 \cdot \ln(L) + a_2) \cdot \exp((b_1 \cdot L^{b_2})I), \quad (5)$$

где для всех отрезков линии коэффициенты a и b выражения (2) или (5) имеют вид:

$$a = a_1 \cdot \ln(L) + a_2 = 13,01029 \ln(L) - 44,$$

$$b = b_1 \cdot L^{b_2} = 0,01107 \cdot L^{-0,072351}.$$

НН в фазных проводах отключённой линии ВЛЭП зависит от тока нагрузки, протекающего в эквидистантной работающей линии. Эта зависимость имеет экспоненциальный характер. Полученный теоретический результат подтверждается экспериментами на натуральных моделях и протоколами измерений НН на ВЛЭП, расположенных на двухцепных опорах Иркутской области [1–3].

В таблице приведены результаты измерения НН, вычисления НН по выражению (5) и относительная погрешность для двух произвольно выбранных отрезков линий, так как все результаты аналогичны для каждого отрезка линии.

Результаты измерения НН

Ток, А	Значение НН для линии длиной 250 см, В		Погреш- ность, %	Значение НН для линии длиной 932 см, В		Погреш- ность, %
	Измеренное	Вычисленное		Измеренное	Вычисленное	
2	28,47	27,44	3,61	47,16	44,75	5,10
5	29,05	28,06	3,42	48,07	45,67	4,99
10	30,05	29,12	3,10	49,61	47,24	4,79
15	31,08	30,22	2,78	51,21	48,86	4,60
20	32,15	31,36	2,45	52,86	50,54	4,40
25	33,26	32,55	2,13	54,57	52,27	4,21
30	34,40	33,78	1,80	56,32	54,07	4,01
35	35,58	35,06	1,47	58,14	55,92	3,81
40	36,80	36,38	1,15	60,01	57,84	3,61
45	38,07	37,76	0,82	61,94	59,83	3,42
50	39,38	39,19	0,49	63,94	61,88	3,22

Выводы

1. НН в фазных проводах отключённой линии ВЛЭП, расположенной на двухцепных опорах, а также тросах заземления этой ВЛЭП, зависит от тока нагрузки, протекающего в эквидистантной работающей линии. Эта зависимость имеет экспоненциальный характер, описываемый выражениями (3) и (6).

2. Выражение (5) достаточно точно описывает значения НН как функции тока нагрузки I в эквидистантной линии и её длины L . Из данных таблицы видно, что погрешность увеличивается с уменьшением нагрузки, когда сказывается взаимная распределённая ёмкость. Однако задача исследования холостой работы линии не ставилась.

Список литературы

1. Муссонов Г.П., Снопкова Н.Ю. Результаты исследования наведённых напряжений на воздушных линиях электропередачи Иркутской области // Вестник ИрГТУ. 2013. № 11(82). С. 293–300.
2. Муссонов Г.П., Снопкова Н.Ю. Исследование наведённых напряжений на отключённых воздушных линиях электропередачи с двухцепными опорами // Вестник ИрГТУ. 2015. № 7(102). С. 187–194.

3. Муссонов Г.П., Снопкова Н.Ю., Федчишин В.В. Мониторинг наведённого напряжения на воздушных линиях // Agricultural Engineering and Technology. 2016. № 13. С. 80–84.

4. Правила устройства электроустановок: приказ Минэнерго Российской Федерации от 8 июля 2002 г. № 204.

5. Муссонов Г.П., Снопкова Н.Ю., Лыткин Д.А. Исследование наведённого напряжения. В кн. Повышение эффективности производства и использованием энергии в условиях Сибири // Мат. Всеросс. науч.-техн. конф. с междунар. участием. Иркутск, 2017. Т. 2. С. 370–377.

6. Способ определения мест повреждения многоцепных воздушных линий электропередачи с учётом наведённого напряжения (варианты): пат. 2608889, Рос. Федерация № 2015139311; заявл. 15.09.15; опубл. 26.01.17, Бюл. № 3.

7. СТО 56947007-29.240.55.018-2009. Методические указания по определению наведённого напряжения на отключённых воздушных линиях, находящихся вблизи действующих ВЛ.

УДК 621.311.001.57

ОБОБЩЕНИЕ МЕТОДИКИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СООТВЕТСТВИИ С ДАННЫМИ КОНТРОЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Е.Ю. Сапцына
ФГАОУ ВО «НИ ТПУ»
Томск, Россия
lizoksu@gmail.com

Аннотация. Вопросам моделирования электроэнергетических систем в настоящее время уделяется большое внимание. Качество расчетной модели во многом определяется соответствием между базовым режимом и контрольными измерениями, однако отсутствует четкая обобщенная методика построения расчетной модели энергосистемы в соответствии с данными контрольных измерений.

Ключевые слова: контрольные измерения, электроэнергетическая система, базовая модель.

EXTENSION OF METHODOLOGY OF MODELING OF ELECTRIC POWER SYSTEMS FOR STEADY-STATE MODE IN COMPLIANCE WITH CONTROL MEASUREMENTS

E.Y. Sapsyna
Tomsk polytechnic university
Tomsk, Russian Federation
lizoksu@gmail.com

Аннотация. The issues of modeling electric power systems are currently being given a lot of attention. The quality of the computational model is largely determined by the correspondence between the basic mode and the control measurements, but there is no clear generalized method for constructing the computational model of the power system in accordance with the control measurements

Key words: control measurements, electric power system, baseline model.

Вопросам моделирования электроэнергетических систем (ЭЭС) в настоящее время уделяется большое внимание. Моделирование ЭЭС позволяет заменить сложные эксперименты на реальных объектах экспериментированием на их моделях. При этом появляется возможность исследования поведения ЭЭС в аварийных ситуациях, их реакцию на возмущения и технологические воздействия, изменение конфигурации электрической сети, технологическое присоединение новых энерго-объектов.

Для того чтобы обеспечить соответствие между расчетной моделью ЭЭС и фактическим состоянием энергосистемы, необходимо параметры модели максимально приблизить к параметрам реальной энергосистемы, определяемым по данным контрольных измерений (КИ). На основе КИ формируется базовый режим, который служит основой для всех дальнейших расчетов. Поэтому качество расчетной модели во многом определяется соответствием между базовым режимом и КИ. К сожалению, точного равенства между измеренными значениями и параметрами базового режима, как правило, достичь не удастся. Это связано с несколькими причинами. Во-первых, схемные параметры расчетной модели несколько отличаются от параметров реальных объектов. Во-вторых, результаты измерений всегда содержат в себе большую или меньшую погрешность. Отсюда возникает задача настроить базовый режим таким образом, чтобы он как можно точнее соответствовал результатам измерений. Обзор и анализ литературы показал, что четких рекомендаций по решению этой задачи на сегодняшний день нет. Поэтому разработка методики настройки расчетной модели по данным контрольных измерений является важной и актуальной задачей.

Для формирования базовой расчетной модели электроэнергетической системы используются КИ, снимаемые в ЭЭС два раза в год. По результатам этих измерений выполняют расчеты электрических режимов, оценивают потери электроэнергии, производят планирование и т. д.

Важным элементом, обеспечивающим равенство расчетной модели с КИ, является генератор. Мощность, которую генераторы выдают в сеть, оказывает непосредственное влияние на перетоки мощности в ЭЭС. Однако моделирование генераторов в расчетной модели носит весьма сложный характер.

Выполняя моделирование установившегося режима, генерирующий узел следует задавать постоянной по величине активной мощностью и модулем напряжения на шинах электростанции с ограничением по реактивной мощности. Такое представление носит название PU-модель. При моделировании PU-модели, как правило, не известно точное значение напряжения (уставка) на шинах генератора. Поэтому при формировании расчетной модели встает задача подбора таких уставок по напряжению, чтобы значения реактивной мощности соответствовали КИ. В случае, когда выполняется моделирование одного генератора, задача может быть выполнена путем простого подбора значений уставок напряжения. Если же выполняется моделирование нескольких генераторов, работающих параллельно, то режим по реактивной мощности и напряжению определяется совокупностью всех работающих генераторов. В этом случае путем подбора уставок задачу решить невозможно, поэтому необходимо разработать методику моделирования генераторов, не требующую подбора уставок по напряжению, но позволяющую устанавливать такое напряжение на шинах генераторов электростанции, при котором значения реактивной мощности, выдаваемой ими в сеть, соответствовали бы КИ.

Задача моделирования установившихся режимов электроэнергетической системы решалась в программном комплексе RastrWin3 на примере крупного энергорайона с электрическими сетями напряжением 110–220 кВ. Основным источником электрической энергии данного энергорайона является ТЭЦ, включающая в себя 8 турбогенераторов.

На базе рассмотренного энергорайона было выполнено моделирование базового режима энергосистемы, а также была составлена методика точного определения уставок напряжения на шинах генераторов по данным КИ. Суть предлагаемой методики заключается в том, чтобы установить на шинах генераторов такое значение напряжения, которое обеспечивало бы соответствие между генерируемой реактивной мощностью генераторов электростанции и КИ без использования метода подбора.

Методика точного определения уставок напряжения на шинах генераторов по данным КИ:

1. При несоответствии значений реактивной мощности генераторов электростанции контрольным измерениям следует осуществить перенос балансирующего узла на шины, на которые осуществляется выдача электрической энергии от электростанции.

2. В новом балансирующем узле необходимо установить напряжение, соответствующее КИ.

3. Для генераторного узла выполняется изменение пределов регулирования реактивной мощности. Пределы Q_{\min} и Q_{\max} сужаются таким образом, чтобы значение генерируемой реактивной мощности генератора соответствовало КИ.

4. Выполняется расчет установившегося режима.

5. Полученное в результате расчета фактическое значение напряжения на шинах генератора необходимо скопировать в заданное напряжение.

6. Пределы регулирования реактивной мощности генератора необходимо вернуть к изначальным значениям, соответствующим PQ -диаграмме генератора.

7. Производится возвращение балансирующего узла обратно, в начальное положение.

8. Выполняется расчет установившегося режима.

Пункты 3–6 следует выполнять для всех генераторов, значения реактивной мощности которых отличаются от КИ, поочередно.

Графическое представление методики приведено на рис. 1.

После того как была предложена и опробована методика точного определения уставок напряжения на шинах генераторов по данным КИ, можно сформулировать полную методику построения расчетной модели установившегося режима ЭЭС в соответствии с данными КИ в программном комплексе RastrWin3:

1. Сбор исходных данных.

Начальным этапом моделирования электроэнергетической системы в программном комплексе является подготовка исходных данных по схеме электрической сети нагрузкам потребителей и генераторам в форме, понятной для RastrWin3.

2. Формирование расчетной модели.

На этой стадии в программном комплексе, в соответствии с электрической схемой замещения электрической сети, формируются параметры узлов и ветвей энергосистемы.

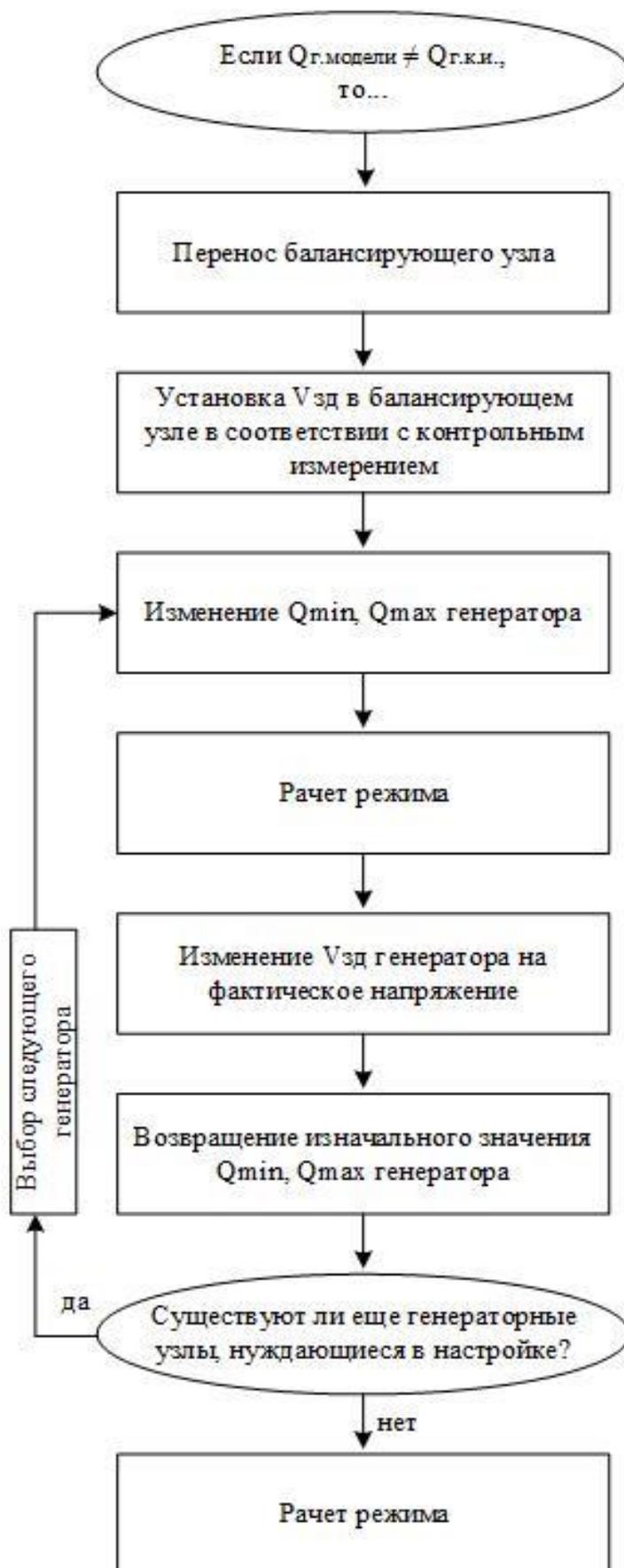


Рис. 1. Методика точного определения уставок напряжения на шинах генераторов по данным КИ

3. Настройка параметров расчетной модели в соответствии с данными КИ.

После подготовки расчетной модели в программном комплексе RastrWin3 необходимо выполнить её настройку в соответствии с данными КИ. На этом этапе в программном комплексе положение коммутационных аппаратов электрической сети ЭЭС приводится в соответствие со схемой КИ, а также выполняется настройка коэффициентов трансформации трансформаторов и т.д.

4. Верификация параметров расчетной модели с данными КИ.

Производится верификация значений активных и реактивных мощностей, вырабатываемых генераторами электростанций, претоков мощности по сетевым элементам и уровней напряжений в узлах электрической сети, полученных в результате расчета режима ЭЭС с данными КИ.

Графическое представление полной методики построения расчетной модели установившегося режима ЭЭС в соответствии с данными КИ приведено на рис. 2.

В результате использования данной методики модель установившегося режима ЭЭС будет максимально точно соответствовать значениям КИ.

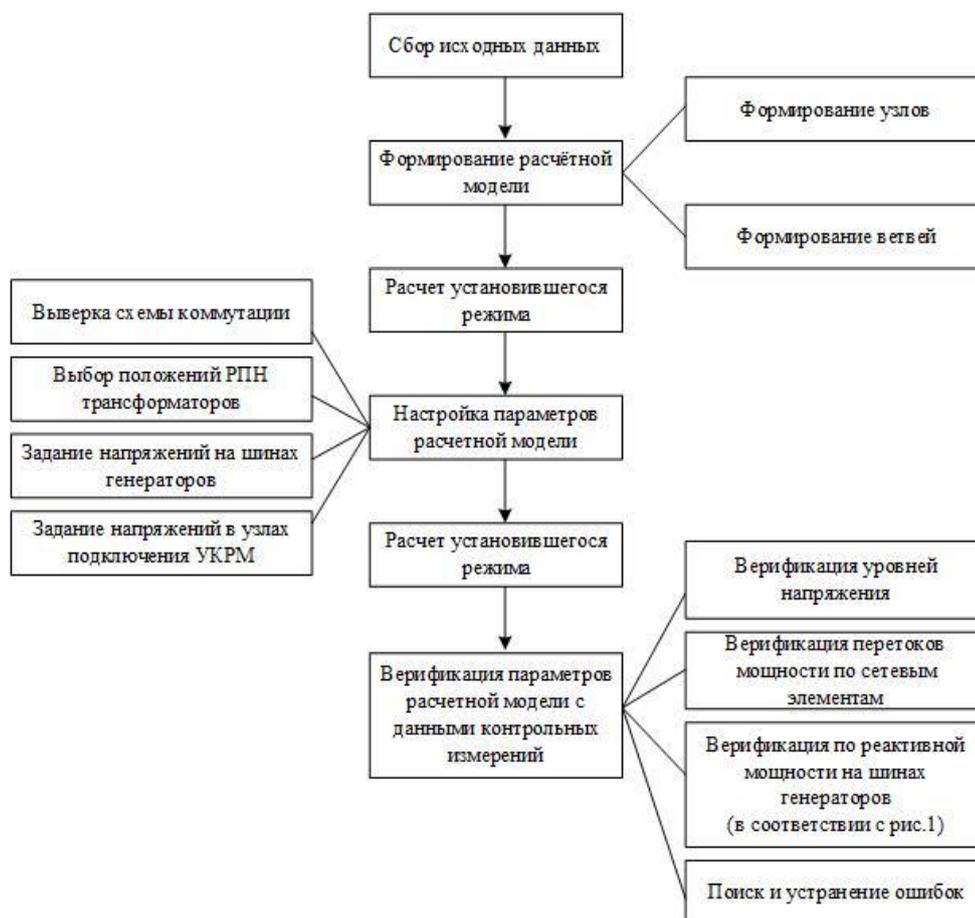


Рис. 2. Методика построения расчетной модели установившегося режима ЭЭС в соответствии с данными КИ

Список литературы

1. Расчет электрических режимов [Электронный ресурс] / СО ЕЭС. URL: http://so-ups.ru/index.php?id=regime_calc, свободный (дата обращения: 17.02.17.)
2. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С. Программный комплекс «RastrWin3»: руководство пользователя. 2012. 243 с.

УДК: 620

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИЧЕСКОЙ ИНДИКАЦИИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ

Д.К. Зарипов, И.Л. Насыров
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
student.info.kgeu@gmail.com

Аннотация. Рассмотрен способ визуального контроля состояния высоковольтных изоляторов ОРУ с помощью оптического индикатора. Экспериментально исследована возможность использования оптической индикации состояния изоляции для контроля загрязнения опорного изолятора.

Ключевые слова: изоляторы, контроль состояния, воздушные линии.

RESEARCH OF THE APPLICATION POSSIBILITY OF OPTICAL INDICATION OF THE INSULATION CONDITION FOR CONTROL OF SUPPORT INSULATORS POLLUTION

D.K. Zaripov, I.L. Nasyrov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
student.info.kgeu@gmail.com

Abstract. The method of visual control of the state of high-voltage insulators of switchgear with the help of an optical indicator is considered. The possibility of using optical indication of the insulation state to control contamination of the reference insulator was experimentally investigated.

Key words: insulators, condition monitoring, overhead lines.

Введение

Одним из основных направлений развивающейся технологии «умных сетей» является совершенствование контроля состояния элементов электрооборудования. В условиях революционного развития микроэлектроники и систем связи становится технически и экономически выгодным использование новых средств дистанционного контроля, основанных на датчиках, устанавливаемых буквально на каждый участок потенциального повреждения оборудования.

Актуальность

Работа воздушных линий электропередач (ВЛ) и открытых распределительных устройств (ОРУ) в значительной степени определяется надёжностью электрической изоляции. Хотя стоимость изоляторов составляет (5–8) % стоимости ВЛ, с ними связано по разным данным от 35 до 70 % отказов в работе и до 50 % стоимости ремонтных работ. Повреждение изоляторов в большинстве случаев происходит в результате поверхностного загрязнения, старения, производственных дефектов и случайных повреждений при ремонтных работах. Особое место среди видов повреждений изоляции ВЛ занимают повреждения подвесных и стержневых изоляторов, связанные с пробоем или перекрытием изоляторов, которые сложно выявить даже при визуальном осмотре.

В то же время, согласно данным Cigre по использованию дистанционных методов инспекции ВЛ и ОРУ, больше чем 40 % компаний продолжают в основном осматривать оборудование визуально. Инфракрасная диагностика и наблюдения приборами ночного видения менее привлекательны и применяются примерно 15 % предприятий. Только несколько предприятий используют измерения радиоизлучения и ультразвуковую диагностику.

Таким образом, сегодня можно говорить о том, что дистанционные методы контроля ВЛ и ОРУ, основанные на приеме теплового, ультразвукового, светового излучений, не смогли вытеснить простой визуальный осмотр и являются лишь дополнением. Это связано с тем, что подобная диагностика, например изоляторов, обладает невысокой эффективностью в силу значительного пропуска дефектов из-за их маскировки конструкцией, отсутствия надлежащих погодных и временных условий во время работ и требует опытного оператора для интерпретации полученных результатов.

Цель исследования: повышение эффективности визуального осмотра ВЛ.

Задачи исследования:

1. Экспериментальное исследование работы оптического индикатора на подвесной полимерной изоляции.

2. Анализ и обобщение полученных результатов.

Методы исследования: теоретические и экспериментальные исследования, анализ литературных источников, эксперимент в лабораторных условиях.

Новизна работы. Показана возможность использования оптического индикатора для контроля состояния загрязненной полимерной изоляции.

Практическая значимость работы. Полученные в ходе работы результаты использованы в энергетических предприятиях.

Авторский вклад: проведены эксперименты в лаборатории, проанализированы и обобщены результаты.

Устройство и принцип работы индикатора. Схема индикатора изображена на рис. 1.

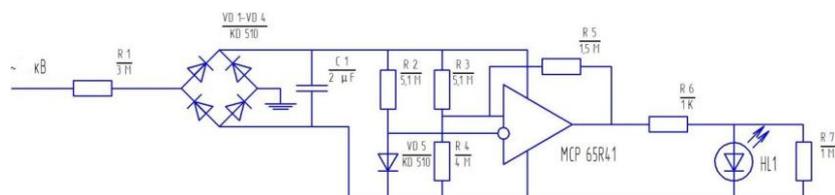


Рис. 1. Схема индикатора на основе компаратора

Принцип работы оптического индикатора поясняется следующим. Распределение электрического поля и потенциала вдоль изолирующей конструкции изменяется при нарушении целостности отдельных ее частей. Разность потенциалов на поврежденном участке уменьшается, что вызывает увеличение напряжения вблизи неповрежденной части конструкции. Дефектное состояние изолирующей конструкции может быть обнаружено по интенсивности свечения индикатора, которая зависит от падения напряжения на его электродах и протекающего тока.

Экспериментальные исследования

Были проведены исследования изоляции в сухом состоянии, в увлажнённом состоянии, в загрязнённом и одновременно увлажнённом состоянии. Определялись токи утечки в зависимости от напряжения и период мигания индикатора (рис. 2–4).

Обработка и анализ результатов исследований

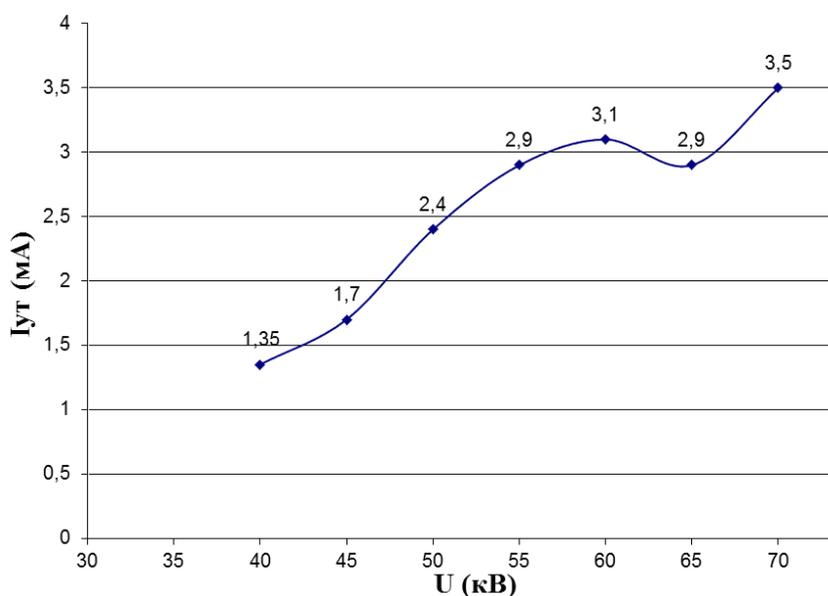


Рис. 2. Ток утечки в загрязненном и увлажненном состоянии (мА)

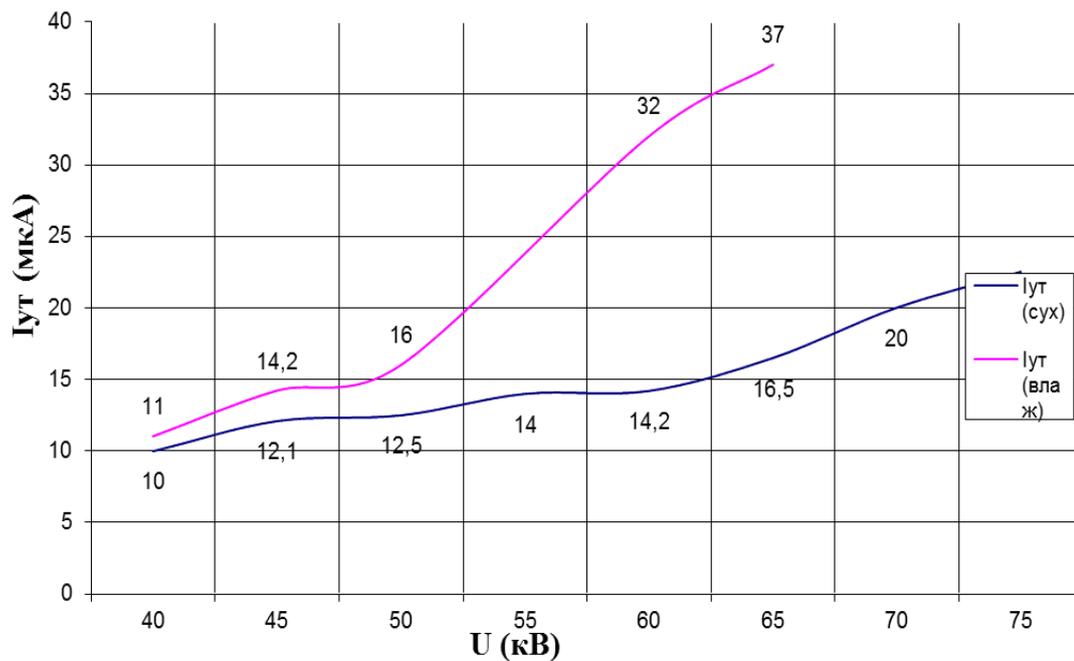


Рис. 3. Ток утечки в сухом и увлажненном состоянии (мкА)

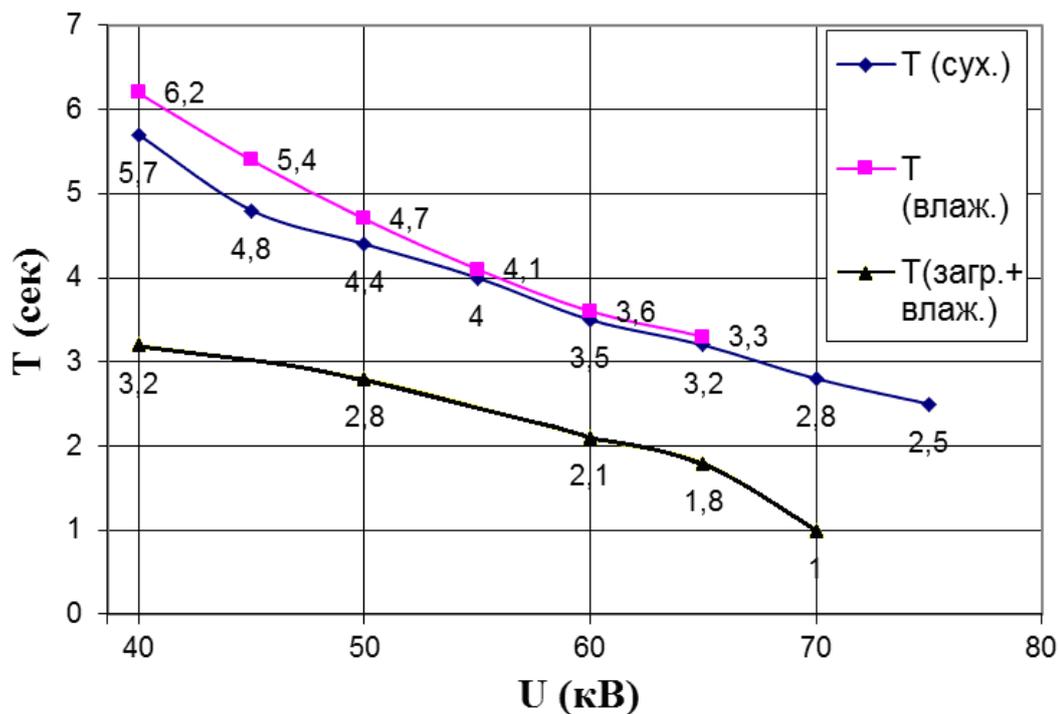


Рис. 4. Период мигания индикатора в сухом, увлажненном, загрязненном и увлажненном состоянии

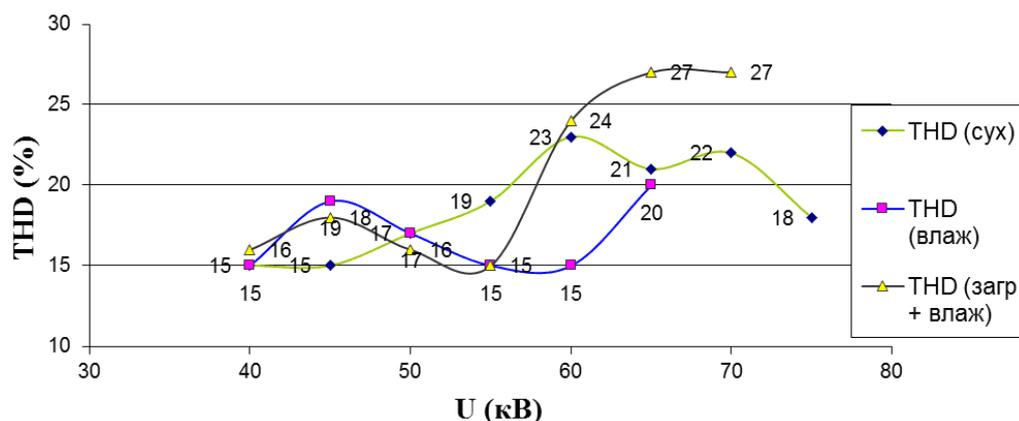


Рис. 5. Коэффициент нелинейности в сухом, увлажненном, загрязненном состоянии

Таким образом, как видно из рис. 4, оптический индикатор уверенно реагирует на загрязненное состояние полимерного изолятора в увлажненных условиях. В ходе экспериментов частота мигания зеленых светодиодов увеличивалась в 3 раза. Кроме того, наблюдалось свечение предупреждающих красных светодиодов при номинальном напряжении для изолятора ЛК-70/110.

Выводы

В целом исследования показали возможность использования предложенного устройства оптической индикации для контроля загрязнения изоляции. Данные индикаторы помогут при плановых осмотрах ОРУ и ВЛ. Их можно использовать как стационарные приборы, закрепленные непосредственно на изоляторе, так и в качестве переносного прибора, устанавливаемого на изолирующую штангу.

Имеется потенциал совершенствования метода за счет использования при осмотрах оптических приборов наблюдения и систем воздушного мониторинга.

При разработке промышленных образцов индикаторов должны быть решены проблемы устойчивости их к загрязнениям и неблагоприятным погодным условиям, грозовым и коммутационным перенапряжениям.

Список литературы

1. Опыт эксплуатации линейных полимерных изоляторов в России: общие сведения / Л.Л. Владимирский [и др.] // Энергетик. 2004. № 11.
2. Владимирский Л.Л. Основные направления работ ОАО НИИПТ в области исследования, внедрения и эксплуатации полимерных изоляторов // Матер. Междунар. науч.-техн. конф. СПб., 2004.
3. Опыт эксплуатации линейных полимерных изоляторов в России: анализ и выводы / Л.Л. Владимирский [и др.] // Энергетик. 2005. № 1.

РОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПОТЕРЯМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

А.А. Нафикова
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
rusalina.aa@mail.ru

Аннотация. Современный этап развития электроэнергетики страны характеризуется высоким уровнем потерь энергии (ПЭ) в сетях. Около четверти общих ПЭ составляют коммерческие потери. Отмечена устойчивая тенденция к дальнейшему росту абсолютных и относительных потерь, если не принимать эффективных мер по их снижению.

Ключевые слова: технологические потери, сетевая компания, оптимизация потерь.

THE ROLE OF TECHNOLOGICAL LOSSES IN THE LOSSES MANAGEMENT STRATEGY OF THE DISTRIBUTIVE NETWORK COMPANY

A.A. Nafikova
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
rusalina.aa@mail.ru

Abstract. The current stage of development of the country's electric power industry is characterized by a high level of energy loss (PE) in the networks. About a quarter of total PE are commercial losses. There was a steady tendency to further increase in absolute and relative losses, if not to take effective measures to reduce them.

Key words: technological losses, grid company, loss optimization.

Введение

Распределительные сетевые компании, находясь в условиях строгих требований в области снижения потерь, часто стремятся к быстрому выполнению мероприятий по их оптимизации и сосредотачивают все усилия на модернизации учета на розничном рынке, как на мероприятии, имеющем наибольший эффект. При этом опускается важность преобразования технического учёта на подстанции. Прямого эффекта технический учёт не даёт, следовательно, обосновать инвестиции в него достаточно сложно. Не имея точной информации о распределении электроэнергии по уровням напряжения и по участкам сети, нельзя определить места, где замена счётчиков на самом деле принесёт желаемый эффект снижения потерь.

Также важная составляющая, позволяющая сделать прозрачной и, следовательно, управляемой, структуру потерь – это технологические потери. Сетевые компании часто недооценивают этот мощный инструмент анализа. Очевидно, что только имея достоверно определенный объем технологических потерь, возможно выявить и устранить факты безучетного и бездоговорного потребления. Кроме того, для сотрудников сетевых компаний, занимающихся управлением потерями, индикатором в таких современных нарушениях может стать некорректное распределение отпуска в сеть или полезного отпуска по уровням напряжения, небаланса по подстанциям и прочее. Своевременно выявленные недостатки позволяют принять меры и минимизировать возможные риски. Чем более детализированы расчёт и технологических, и фактических потерь по участкам в сети, тем более точным будет определение очагов потерь.

Оптимизация схем нормального режима в замкнутых сетях 110 кВ

Нагрузочные потери в ЛЭП 110 кВ – это наибольший сегмент структуры технологических потерь. В некоторых филиалах технологические потери в сети 110 кВ составляют более 50 % всех учетных потерь. Замкнутые участки сети 110 кВ частично берут на себя функцию магистральных сетей, по которым осуществляется межсистемная передача энергии. В некоторых случаях изменение схем нормального режима в сети 110 кВ может принести существенный эффект снижения нагрузочных потерь. Оптимизация потерь в замкнутых участках сети 110 кВ имеет существенный потенциал, но он сопряжен с поддержанием системной надежности. Данный вопрос требует рассмотрения и решения в много-стороннем порядке распределительными сетевыми компаниями, ФСК ЕЭС, системным оператором и генерирующими компаниями.

Управление реактивной мощностью

Реактивная мощность не преобразуется в другие виды мощности, не требует для её производства затрат других видов энергии. Источник реактивной мощности целесообразно размещать в непосредственной близости с потребителем. Около 70 % всей мощности устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ), которые необходимо установить в электрических сетях, целесообразно устанавливать в сетях 0,4 кВ, 25 % – в сетях 6–10 кВ и около 5 % в сетях 110 кВ. Такое распределение обеспечит минимум суммарных затрат на устройство

компенсации реактивной мощности и на потери электроэнергии во всех сетях в целом. Существенным ограничением решения проблемы установки УКРМ в непосредственной близости от потребителя является отсутствие законодательных стимулов для потребителей к поддержанию законодательно установленных предельных значений коэффициента реактивной мощности на границе принадлежности.

Эффективность загрузки силовых трансформаторов с точки зрения минимальных потерь

Повышенная номинальная мощность уже установленных трансформаторов зачастую как раз способствует минимизации потерь. К подбору мощности вновь устанавливаемых трансформаторов также необходимо подходить взвешенно с точки зрения минимальных суммарных затрат на приобретение и на компенсацию потерь в течение всего срока службы.

Выводы

Технический учет и достоверное определение технологических потерь с использованием специализированных программных комплексов – две важные составляющие для обеспечения прозрачности структуры отчётных потерь сетевых компаний. Помимо мероприятий по оптимизации технологических потерь, традиционно выполняемых распределительными сетевыми компаниями, следует обратить внимание на такие направления, имеющие значительный потенциал снижения потерь, как:

- оптимизация схем нормального режима в замкнутых сетях 110 кВ;
- управление реактивной мощностью;
- эффективность загрузки силовых трансформаторов с точки зрения минимальных потерь.

Список литературы

1. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 3. 04. 2012 г. № 511-р.
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. М.: Энас, 2009. 456 с.: ил.

УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА

УДК 621.316.722.076.12; 621.311.1

УПРАВЛЕНИЕ УРОВНЕМ НАПРЯЖЕНИЯ И ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В УСЛОВИЯХ ТРУДНОДОСТУПНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

М.С. Балабанов, Р.Н. Хамитов
ФГБОУ ВО «ОмГТУ»
Омск, Россия
balabanovms@mail.ru

Аннотация. Оснащение тепловых электростанций АС-турбогенераторами гарантирует существенное повышение уровня управляемости режимами работы энергосистем по напряжению и реактивной мощности. В настоящее время модернизация схемы компенсации реактивной мощности на ПС состоит в замене СК на СТК, а линейных нерегулируемых ШР на управляемые УШР. Регулирование реактивной мощности на базе СТК более, чем в два раза, дешевле УШР. Недостатком СТК является генерация высших гармоник. Компания ООО «МЭК» (г. Санкт-Петербург) предлагает альтернативное решение – использование ФКУ совместно со СТАТКОМом малой мощности, что позволяет в режиме онлайн компенсировать любые гармонические искажения с возможностью генерации индуктивной и емкостной мощности в широком диапазоне. Для труднодоступных районов целесообразно выполнять замену схем FACTS-устройств типа УШР+БСК на схемы типа ФКУ+СТАТКОМ. Предлагаемое решение обладает меньшей массой и габаритами, может поставляться любым видом транспорта, при этом обладает более широким диапазоном регулирования.

Ключевые слова: CFACTS, FACTS-устройства, СТАТКОМ, шунтирующий реактор, управляемый шунтирующий реактор, статический тиристорный компенсатор, батарея статических конденсаторов, асинхронизированный турбогенератор.

LEVEL CONTROL VOLTAGE AND BANDWIDTH HIGH-VOLTAGE POWER LINES IN THE CONDITIONS OF INACCESSIBLE AREAS

M.S. Balabanov, R.N. Khamitov
Omsk State Technical University
Omsk, Russian Federation
balabanovms@mail.ru

Abstract. Equipping thermal power plants with Asynchronized turbo generators ensures a significant increase in the level of controllability of power systems operating modes by voltage and reactive power. Currently upgrading scheme of compensation of reactive power at the substation is to replace the Synchronous Machine on SVC, and a linear unregulated Shunt Reactor on Regulated Shunt Reactor. The regulation of reactive power on the basis of the SVC by more than two times cheaper than the RSR. The disadvantage of SVC is the generation of higher harmonics. Company «International Energy saving Corporation» (St. Petersburg) offers an alternative solution – the use of Harmonic Filter in conjunction

with a STATCOM, which allows on-line to compensate for any harmonic distortion, with the possibility of generating inductive and capacitive power in a wide range. The authors believe that for hard-to-reach areas it is advisable to replace the schemes of FACTS-devices such as RSR+ Shunt capacitor banks with schemes such as HF+STATCOM. The proposed solution has a smaller weight and dimensions, can be supplied by any mode of transport, and has a wider range of regulation.

Key words: CFACTS, FACTS-devices, Shunt reactor, Controlled shunt reactor, Static var compensator, Shunt capacitor banks, Static synchronous compensator, Asynchronized turbo generator.

Для нормализации напряжения на шинах 220–500 кВ персонал электростанций вынужден переводить турбогенераторы в режимы потребления реактивной мощности. Эта решение позволяет несколько стабилизировать уровни напряжения, но приводит к разрушению торцевых зон активной стали статоров, так как турбогенераторы не рассчитаны на эти режимы [1].

Сегодня не только требуется обеспечить работу энергоблоков АЭС в базовой части графиков нагрузки энергосистем, что значительно повышает требования к объемам маневренных мощностей (тепловых электрических станций), но и повысить устойчивость электроэнергетических систем в период перетока мощностей и транспорта электроэнергии на значительные расстояния. Поэтому синхронные турбо- и гидрогенераторы в современных условиях не всегда отвечают новым требованиям.

По мнению авторов, наилучшим способом решения озвученной проблемы является внедрение АС-турбогенераторов мощностью 110–350 МВт и АС-компенсаторов мощностью 50, 100 и 160 МВА при техническом перевооружении и строительстве объектов ЕЭС. При замене синхронных турбогенераторов на новый тип – АС-турбогенераторы – становится возможным отрабатывать режимы не только выдачи, но и глубокого потребления реактивной мощности (непрерывное-регулирование) [1].

Экономические расчеты показывают что несмотря на определенное удорожание АС-турбогенераторов по сравнению с синхронными, замена последних с отказом от подключения шунтирующих (ШР) и управляемых шунтирующих реакторов (УШР) к шинам электростанции оказывается в 1,5–2 раза дешевле [1].

Следующим элементом схемы следует рассматривать высоковольтные линии (ВЛ) нового поколения [2]:

- компактные трехфазные одноцепные (ОКВЛ);
- компактные многоцепные трехфазные (МКВЛ);
- управляемые двухцепные и многоцепные самокомпенсирующиеся (УСВЛ/CFACTS – Controlled Flexible Alternating Current Transmission Systems [3]);
- комбинированные управляемые, включающие компактные (ОКВЛ и/или МКВЛ) и УСВЛ.

При сближении фаз происходит рост параметров поля, что положительно влияет на электрические параметры ВЛ, а ослабление поля во внешнем пространстве улучшает экологические показатели.

В CFACTS регулирование осуществляется путем изменения углового сдвига θ между трехфазными системами векторов напряжений цепей в пределах от 0 до 180° с помощью фазоповоротных устройств (ФПУ) и фазорегулирующего трансформатора (ФРТ), установленных в местах присоединения ВЛ к подстанциям. Регулирование угла θ в пределах от 0 до $120(180)^\circ$ позволяет в 1,4–1,6 раза изменять величину эквивалентных параметров ВЛ, соответствующих максимальной величине емкостной проводимости, зарядной мощности, натуральной мощности и, соответственно, пропускной способности ВЛ. Указанные параметры принимают минимальные значения при переводе УСВЛ в режим при $\theta = 0^\circ$, кроме индуктивного сопротивления, величина которого минимальна при $\theta = 180^\circ$, а максимальна при $\theta = 0^\circ$ [2].

При реализации технологии FACTS (в отечественной литературе ГЭП – устройств гибких электропередач [4]) компенсирующие устройства устанавливаются в промежуточных точках передачи на расстоянии обычно не более 500–600 км, где поддерживают неизменные напряжения на независимых участках линии.

В целом средства управления энергоэффективностью и качеством транспорта можно разделить на две группы:

- 1) средства управления потоками активной мощности;
- 2) средства управления потоками реактивной мощности.

К первым относятся ФПУ, которые являются основным инструментом минимизации потерь в электрических сетях. Эффект достигается за счет оптимального распределения потоков активной мощности между магистральными и распределительными линиями сети.

Во вторую группу входят СК, ФКУ и ШР. Данная группа приборов предназначена для управления параметрами качества напряжения. Наибольший эффект достигается при установке этих устройств в точках потребления реактивной мощности.

ШР используются в качестве средства компенсации избыточной реактивной мощности ВЛ, ограничения внутреннего перенапряжения при включениях и отключениях ВЛ, способствуют гашению дуги подпитки в цикле ОАПВ (однофазное автоматическое повторное включение). Но одновременно ШР оказывают негативное влияние на пропускную способность линий электропередачи, а также приводят к повышенным потерям активной мощности в сетях в режимах существенных нагрузок ВЛ. Это связано с невозможностью их частой коммутации из-за низкой эксплуатационной надежности реакторных выключателей и недопустимых колебаний напряжения при изменении скачком значительных по величине реактивных мощностей этих реакторов. Последнее проявляется в наибольшей степени в протяженных линиях электропередачи, не имеющих вдоль трасы ВЛ достаточно мощных электрических станций.

Реальный эффект снижения потерь активной мощности, вызванный заменой неуправляемых реакторов на управляемые (УШР), оказывается настолько значительным, что только это обстоятельство позволяет получить очень малый срок окупаемости дополнительных затрат на установку УШР.

Устройство УШР только потребляет избыточную емкостную мощность линии при передаче по ней активной мощности, не превышающей натуральную. Передача мощности, большей натуральной, при использовании УШР не осуществляется, поэтому для увеличения пропускной способности как существующих, так и вновь создаваемых линий, требуется переконструирование линии по сравнению с традиционной, что сложнее и дороже. Кроме того, повышение натуральной мощности линии требует увеличения мощности УШР.

Основным статическим элементом технологии FACTS является СТАТКОМ, представляющий собой преобразователь напряжения (ПН), соединенный с сетью через реактор, трансформатор и управляемый силовой электроникой. В зависимости от разницы напряжений на выводах реактора, присоединенного к сети и к ПН, возникает либо индуктивный, либо емкостный ток, поступающий в сеть. СТАТКОМ способен осуществлять как индуктивную, так и емкостную компенсацию реактивной мощности линии. По своим возможностям и функциям

он аналогичен вращающемуся синхронному компенсатору (СК), но обладает большим быстродействием. В режиме индуктивной компенсации СТАТКОМ аналогичен УШР, также он может быть использован во всем диапазоне изменения передаваемой по линии мощности, вплоть до натурального ее значения. Теми же функциями, что и УШР обладает и статический тиристорный компенсатор без емкостной части (СТК).

Возможность емкостной компенсации, осуществляемой устройствами СТАТКОМ и СТК, является их важным достоинством, позволяющим передавать по линиям электропередачи мощность, превышающую натуральную. Это особенно ценно при необходимости увеличения пропускной способности существующих линий, так как создается возможность решения задачи без дорогостоящей их реконструкции.

Недостатком СТК является генерация высших гармоник. Компания ООО «МЭК» (г. Санкт-Петербург) предлагает альтернативное решение – использование ФКУ совместно со СТАТКОМом малой мощности, то позволяет в режиме онлайн компенсировать любые гармонические искажения, с возможностью генерации индуктивной и емкостной мощности в широком диапазоне. Авторы считают, что для труднодоступных районов целесообразно выполнять замену схем FACTS-устройств типа УШР + БСК на схемы типа ФКУ + СТАТКОМ. Предлагаемое решение обладает меньшей массой и габаритами, может поставляться любым видом транспорта, при этом обладает более широким диапазоном регулирования.

Список литературы

1. Опыт эксплуатации и перспективы применения в энергосистемах России мощных асинхронизированных турбогенераторов / И.А. Лабунец [и др.] // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. Вып. 2. С. 9–17.

2. Методические подходы к выбору вариантов линий электропередачи нового поколения на примере ВЛ 220 кВ / В.М. Постолатий [и др.] // Проблемы региональной энергетики. 2010. Вып. 2. С. 1–18.

3. Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Технология гибких линий электропередач, настроенных на передаваемую мощность // Электричество. 2007. Вып. 4. С. 65–67.

4. Радиллов Т.В. Разработка методики моделирования установившихся режимов электроэнергетических систем с гибкими электропередачами: дис. ... канд. техн. наук. М., 2014. 150 с.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ: СУЩНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ В СОВРЕМЕННЫХ РЕАЛИЯХ

Ю.В. Жилкина
ПАО «ФСК ЕЭС»
Москва, Россия

Аннотация. Энергетическая безопасность (ЭБ) является на сегодня одной из самых обсуждаемых тем в международных экономических отношениях, российской политической и деловой общественности, субъектах федерации и всех потребителей. Она активно обсуждается правительствами всех стран, ведущими международными организациями. Но следует отметить, что в настоящий момент единого определения энергобезопасности просто не существует. Игнорируется такое явление, как риски в энергетике, особенно в управлении инвестиционными проектами в отрасли. К серьезным угрозам безопасности России следует отнести ее нестабильное и уязвимое экономическое положение, вызванное разрушением прежних союзов, сохранение дискриминационных ограничений во взаимоотношениях с западными странами, уход с традиционных рынков, увеличение зависимости от экономических связей с другими странами, все большим открытием внутреннего рынка, зачастую в ущерб собственным национальным интересам. Определены и выделены основные угрозы ЭБ, чреватые долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики в силу возможного проявления значительных дефицитов ТЭР у потребителей страны в период до 2020–2030 гг. Предложена характеристика понятий и взаимодействия надежности и энергетической безопасности.

Ключевые слова: ЭБ, национальная безопасность, надежность, безопасность РФ, угрозы.

ENERGY SECURITY OF RUSSIA: THE ESSENCE AND THE MAIN THREATS IN THE MODERN WORLD

Yulia Zhilkina
PJSC FGC UES
Moscow, Russian Federation
Zhilkina.yulia@gmail.com

Abstract. Energy security today is one of the most discussed in international economic relations, the Russian political and business community, the regions and all consumers. It is actively discussed by all governments, leading international organizations. But it should be noted that at the moment there is simply no single definition of energy security. In addition to the absence of such a universal definition, the analysis of decisions taken in this area, draws the lack of attention to the phenomenon of risks in the energy sector, especially in the management of investment projects in the industry.

To serious threats to Russia's security should be attributed to her unstable and vulnerable economic situation caused by the destruction of the old unions, the persistence of discriminatory restrictions in relations with Western countries, leaving the traditional markets, greater reliance on economic ties with other countries, increasing opening of the domestic market, often to the detriment of its own national interests.

The ranges of controlled series capacitors and AEC regulation parameters values for the initial operating mode have been determined and the trend of the stability region alteration in the coordinates of the regulation parameters of the equivalent generator of one of the stations with increasing regulatory influence from the controlled series compensator, as well as changes in the control parameters of the equivalent generator of another station.

Identified and highlighted the main threats to the EB, fraught with long-term and large-scale containment of the national economy due to the possible manifestation of significant shortages of fuel and energy resources in the country's consumers in the period up to 2020–2030.

Key words: energy security, national security, reliability, security of the Russian Federation, threats.

Введение

В условиях разразившегося в России в 90-х годах экономического кризиса системы энергетики стали испытывать значительные трудности в обеспечении потребителей топливом, электроэнергией и теплом. В отдельных регионах (Дальний Восток, Северный Кавказ, северные районы) острый дефицит энергоресурсов приводил к частым и порой глубоким нарушениям энергоснабжения.

Электросетевой комплекс является гарантом энергетической стабильности Российской Федерации. Но технический уровень и состояние большинства основных производственных фондов не отвечают современным требованиям развития науки и техники в области электроэнергетики, а также требованиям безопасности и охраны окружающей среды, в отдельных случаях становясь критическими. Основные фонды на данный момент характеризуются высоким уровнем износа, которые в значительной степени морально устарели (более 20 лет проработали около 50 % ВЛ и 60 % подстанций). Стало ясно, что уязвимость и нестабильность работы систем энергетики в новых условиях обусловлены не только низкой надежностью и безотказностью энергетического оборудования, техногенными авариями (опасность которых возросла), но и усилением негативных процессов в финансовой и инвестиционных областях, региональной и внешнеэкономической деятельности, в социальной сфере. В связи с этим при рассмотрении вопросов развития и функционирования ТЭК уже недостаточно было ограничиваться анализом надежности и живучести входящих в него СЭ, а следовало переходить к комплексным исследованиям широкого круга факторов, определяющих энергетическую безопасность (ЭБ) страны. Это в свою очередь вело к необходимости формирования новой области энергетических исследований, связанных с анализом и обеспечением ЭБ России и ее регионов [1–3].

Энергетическая безопасность

Понятие энергетической безопасности (далее – ЭБ) было сформулировано Международным энергетическим агентством после нефтяного кризиса в 1973 г. в следующей трактовке: ЭБ есть уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях [3].

В современной отечественной экономической литературе можно выделить три основных подхода к определению понятия «ЭБ», которые не противоречат, а дополняют друг друга. Основные определения приведены в табл. 1.

Таблица 1

Определения энергетической безопасности

№ п/п	Определение
1	Согласно определению Мирового энергетического совета (МИРЭС), энергетическая безопасность – это уверенность в том, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и того качества, которые требуются при данных экономических условиях
2	Второй подход предложен учеными СЭИ СО РАН им. Л.А. Мелентьева, где ключевым для понятия «ЭБ» выступает термин «защищенность» от внутренних и внешних угроз
3	Третий подход, который исходит из понятия ЭБ, сформулированного в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» гласит: энергетическая безопасность – это состояние защищенности страны, ее граждан, общества, экономики от угроз надежному топливно- и энергообеспечению. Эти угрозы определяются как внешними (геополитическими, макроэкономическими, конъюнктурными) факторами, так и собственно состоянием и функционированием энергетического сектора страны

До недавнего времени понятие ЭБ ограничивалось лишь вопросами надежности технических систем ТЭК, определяющимися внутренними и внешними техническими и природными факторами и не рассматривали влияние свойств экономического и социально-политического характера.

Энергетическую безопасность России следует рассматривать как интегральную оценку уровней энергетической безопасности составляющих субъектов. Надежность, живучесть и безопасность ТЭК субъекта Федерации в совокупности определяют способность ТЭК, несмотря на интенсивность воздействия внешних факторов, обеспечивать необходимый уровень энергетической безопасности экономики. Причинами

снижения уровня этих факторов могут быть схожие процессы и явления как технического, так и экономического характера. При этом по мере возрастания интенсивности воздействия они оказывают наиболее сильное влияние на свойства ТЭК в следующей последовательности: надежность, живучесть, безопасность. То есть можно говорить об определенных пропорциях, устанавливающих иерархию свойств ТЭК, обеспечивающих ЭБ экономики в каждый момент времени (табл. 2).

ЭБ характеризуется тремя главными факторами:

1) способностью топливно-энергетического комплекса обеспечивать достаточное предложение экономически доступных и качественных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР);

2) способностью экономики (как системы потребителей ТЭР) рационально (бережно) расходовать энергоресурсы и, соответственно, ограничивать свой спрос;

3) достаточно высоким уровнем устойчивости систем энергетики и ТЭК в целом к возмущающим воздействиям при реализации потенциальных угроз ЭБ (экономических, социально-политических, техногенных, природных, управленческо-правовых), а также устойчивости сферы энергопотребления к дефицитам и нарушениям энергоснабжения, вызванными этими угрозами.

При этом для реализации названных факторов общество и экономика должны обеспечивать благоприятные экономические, политические, институциональные и другие условия, включая благоприятный инвестиционный и инновационный климат. Таким образом, ЭБ – атрибут не только энергетики, и даже не только производственной сферы, но и общества в целом. И поэтому ЭБ имеет не только технико-экономический смысл.

Результаты

Для уточнения различий между понятиями «ЭБ» и «надежность» были рассмотрены основные факторы, определяющие их отличие (табл. 3) [1]. Одновременно с этих же позиций имеет смысл проанализировать и понятие «безопасность», поскольку из-за созвучности понятий «безопасность» и «энергетическая безопасность» может сложиться впечатление, что это одно и то же. Надежность (включая живучесть) и безопасность – это свойства объектов (систем) энергетики, а энергетическая безопасность – состояние общества (экономики).

Таблица 2

Сопоставление основных свойств ТЭК

Факторы	Надежность	Живучесть	Безопасность
События	Техногенные, природные явления, терроризм, политические причины		
Причины	Дефекты оборудования и систем управления, ошибочные действия людей		
Последствия событий	Потери производственной мощности, снижение резервов.	Социальные, политические, экологические, экономические	
	Недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения		

Таблица 3

Характеристика понятий надежности и энергетической безопасности

Основные факторы (философская категория)	Анализируемые понятия			Энергетическая безопасность
	Надежность	Живучесть	Безопасность	
Атрибут принадлежности	Свойство			Состояние
События	Объекты (системы) энергетики	Государство, общество, экономика		Реализация угроз ЭБ
	Отказы элементов	Массовые отказы элементов	Опасные воздействия на людей и окружающую среду	
Причины событий	Дефекты оборудования и систем управления, ошибочные действия людей			Значительный недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения. Энергетический кризис. Ослабление экономической и в целом национальной безопасности
	Потери производственной мощности, снижение резервов, недоотпуск энергоресурсов, нарушение бесперебойности энергоснабжения	Недоотпуск энергоресурсов с массовым нарушением питания потребителей	Ущерб здоровью и гибель людей, ухудшение состояния окружающей среды	

Исследования надежности систем энергетики как комплексного свойства, включающего в качестве единичного свойства живучесть, связаны с различными уровнями глубины и продолжительности последствий. При обычных, ординарных отказах последствия относительно невелики и система сама их компенсирует за счет различного рода резервирования и адекватного управления. При крупных воздействиях (с ними связан анализ живучести систем энергетики) глубина и продолжительность их последствий велика, и в большинстве случаев система не преодолевает их. В этом случае последствия выходят за рамки системы энергетики, что требует достаточно детального анализа реакции потребителей.

В связи с этим логично, что исследования энергетической безопасности на первом этапе были связаны именно с ситуациями крупных воздействий на энергетику при реализации угроз различного рода, так как в этих случаях существует реальная опасность дестабилизации энергоснабжения народного хозяйства. При этом исследования собственно систем энергетики с позиций энергетической безопасности связаны с исследованиями их живучести [1].

Проблема живучести СЭ стала актуальной в 1980-х годах в связи с тем, что по мере развития систем энергетики повышается опасность возникновения крупных, в том числе и каскадного характера, аварий, переходящих при неблагоприятных стечениях обстоятельств в систематические. Зарубежный опыт исследования ЭБ можно было использовать очень ограниченно, поскольку в большинстве своем развитые страны мира обеспечивают свои энергетические потребности за счет импорта ТЭР. Этим определяется направленность соответствующих работ по проблемам энергетической безопасности этих стран за счет изучения (поиска путей) диверсификации импортных источников ТЭР с целью обеспечения энергетической независимости своих стран.

Указанное трактование ЭБ сформировалось в результате преодоления расширительной и чрезмерно узкой трактовки. Согласно такой трактовке ЭБ определяется не только инфраструктурными функциями ТЭК – обеспечивать энергетические нужды общества, но и его особой, наиважнейшей ролью в развитии российской экономики, выполнением таких задач, как обеспечение высокой меры участия ТЭК в формировании доходов и экспортного потенциала государства (поддержание на экономически обоснованном уровне экспорта энергоносителей), удовлетворение требований технологической и экологической безопасности, способствование укреплению внутренних и внешних

интеграционных связей. Все эти задачи действительно стояли и отчасти стоят до сих пор перед энергетикой (отчасти, поскольку ТЭК уже не рассматривается претендентом на локомотивную роль, хотя задача зарабатывания средств за счет экспорта ТЭР (прежде всего, нефти и газа) для решения социальных проблем и модернизации экономики в значительной мере сохраняется). Но это иные, помимо обеспечения ЭБ, задачи, а именно задачи энергетики, ТЭК по обеспечению экономической и других составляющих национальной безопасности.

Одновременно в связи с анализом и разработкой средне- и долгосрочных энергетических перспектив выяснилось, что главная опасность для ЭБ в долгосрочной перспективе – вероятность длительного дефицита физически и экономически доступных ТЭР: невозможность обеспечить ими требуемые (заданные государственным руководством) темпы экономического роста и социального прогресса. Таким образом, на первоочередной план выдвинулась стратегическая компонента ЭБ. Важнейшие из стратегических угроз – чрезвычайно высокая энергозаточительность народного хозяйства, глубокий физический износ основных фондов электросетевого комплекса, длительная задержка с освоением новых месторождений газа и нефти, глубокий кризис системы теплоснабжения, проблематичность масштабного наращивания вклада угля, атомной и возобновляемой энергии в баланс первичных энергоресурсов, крайне медленное преодоление всех этих трудностей, прежде всего из-за роста тарифов и энергосбережения, а также из-за отсутствия единого центра управления.

В условиях значимости стратегического аспекта ЭБ были выделены основные угрозы ЭБ, чреватые долговременным и масштабным сдерживанием темпов развития национальной экономики в силу возможного проявления значительных дефицитов ТЭР у потребителей страны в период до 2020–2030 гг.

В среднесрочной перспективе именно эффективно функционирующий топливно-энергетический комплекс будет выступать гарантией расширенного воспроизводства, экономического роста России, формирования доходной части бюджета и накопительных фондов национального благосостояния, военной безопасности государства и стабильности в обществе. Поэтому в системе национальной и экономической безопасности России энергетическая составляющая является базисом обеспечения жизненно важных интересов личности, общества, государства; развития производственных сил; обеспечения внешнеэкономической безопасности.

Список литературы

1. Жилкина Ю.В. Экономический механизм инновационного управления энергетической безопасностью // III Манякинские чтения: матер. Междунар. науч.-практ. конф. Омск, 2014.

2. Жилкина Ю.В. Проблемы реформирования энергетических структур в странах с переходной экономикой: автореф. ... дис. канд. экон. наук. М., 2008.

3. Концепция национальной безопасности: указ Президента Российской Федерации от 17 декабря 1997 г. № 1300 (ред. от 10 января 2000 г. № 24).

УДК 658.58

СЕРВИС В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Жилкина Ю.В.
ПАО «ФСК ЕЭС»
Москва, Россия
zhilkina.yulia@gmail.com

Аннотация. Развитие научно-технического прогресса, внедрение новых технологий способствует специализации и обособлению высокопрофессиональных сервисных рынков в экономике. В электроэнергетике этот рынок является наиболее естественным объектом развития рыночных отношений. Тем не менее, на сегодняшний день сервисные структуры выполняют преимущественно внутренние заказы по ремонту оборудования энергетических предприятий в статусе дочерних зависимых или косвенно аффилированных организаций.

Несмотря на немалый объем исследований в области организации сервисного обслуживания в энергосетевом комплексе, множество аспектов в данной области остаются недостаточно изученными как в зарубежной, так и в отечественной науке. Основной теоретико-методологической проблемой является отсутствие единой для субъектов энергорынка стратегии сервисного обслуживания, которая с учетом национальных особенностей электроэнергетики могла бы обеспечить поступательное развитие всей отрасли в целом.

Методом исследования при выполнении организационной части послужил анализ теоретических подходов к организации сервисного обслуживания в электроэнергетике, а также выявление методического обеспечения сервисной деятельности и разработка рекомендаций в части совершенствования услуг, внедрения технологических инноваций (инновационный аспект).

Разработаны принципы формирования и перехода на сервисное обслуживание, учитывающие современное состояние электроэнергетики, ее потенциал, основные требования, предъявляемые к сервисной деятельности, и обеспечивающие баланс интересов рыночных субъектов (коммерческих, надежности и энергоэффективности). Обоснованы и зафиксированы основные модели организации сервисного обслуживания. Реализуемые модели сервисного обслуживания позволят достигнуть положительный эффект.

В общем и целом, переход на сервисное обслуживание показывает ее прозрачность, а также наличие механизма контроля над вложенными средствами и полученным эффектом, что является определяющим фактором при оценке качества управления объектом в ходе развития электроэнергетики РФ.

Ключевые слова: электроэнергетика, сервисное обслуживание, модели сервисного обслуживания, производитель оборудования.

SERVICE IN THE ELECTRIC POWER

Yu. Zhilkina

JSC FGC UES

Moscow, Russian Federation

zhilkina.yulia@gmail.com

Abstract. Development of scientific and technical progress, introduction of new technologies promotes specialization and isolation of the highly professional service markets in economy. In power industry this market is the most natural object of development of the market relations. Nevertheless, today service structures carry out mainly internal orders on repair of the equipment of the power enterprises in the status of affiliated dependent or indirectly affiliated organizations.

Despite the considerable volume of researches in the field of the organization of service in a power network complex, a set of aspects in the field remain insufficiently studied, both in foreign, and in domestic science. The main theoretic-methodological problem is absence uniform for subjects of a power market of strategy of service which taking into account national peculiarities of power industry could provide forward development of all branch in general.

The research method in the performance of the organization – analysis theoretical approaches to the service organization in the power industry, as well as the identification of methodical maintenance service activities and the development of recommendations for improvement of the services, technological innovation (innovation aspects).

The principles of formation and transition to service considering a current state of power industry the main requirements imposed to service activity, her potential and providing balance of interests of market subjects are developed (commercial, reliability and energy efficiency). The main models of the organization of service are proved and recorded. The realized models of service will allow reaching a positive effect.

In general, the transition for service shows its transparency, as well as the presence of a control mechanism on the invested funds and achieved results, which is a determining factor in assessing the quality of management object in the development of electric power industry of the Russian Federation.

Key words: the power industry, the service organization, the service model, equipment manufacturer.

Введение

Как известно, надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей в значительной степени основано на эффективном сервисном обслуживании основного оборудования. Последнее, в первую очередь, определяется текущим состоянием основных фондов. Следует отметить, что в настоящее время благодаря постоянной профилактике и ремонтам эти фонды в российской электроэнергетике находятся в более или менее удовлетворительном состоянии.

Что касается мировой практики, то сервисный бизнес и обслуживание зачастую являются ключевыми компонентами инновационного развития отрасли. В настоящее время ведущие мировые сервисные компании активно ведут разработку и внедрение новых технологий, основанных на автоматизации процессов диагностики состояния оборудования. В последнее время всё чаще и чаще обсуждаются вопросы применения сервисного обслуживания при проведении капитальных ремонтов. Это свидетельствует об интересе и актуальности указанной проблематики для специалистов и руководства предприятий и потому требует более пристального рассмотрения.

Научно-организационные основы сервисного обслуживания

Проведенный анализ сервисного обслуживания в электроэнергетике позволяет выявить и систематизировать наиболее актуальные преимущества и риски реализации сервисной деятельности в условиях современной России для заказчиков сервиса, а также для сервисных компаний [1]. Сервисная компания выступает гарантом достижения экономии энергии как в стоимостном, так и в натуральном выражении, так как оплата услуг исполнителя непосредственно зависит от полученных результатов. Таким образом, переход на сервисное обслуживание позволяет снизить затраты и гарантировать их максимальную эффективность.

Основными же сегментами сервисного рынка являются:

- ремонт, модернизация и реконструкция энергообъектов;
- техническое обслуживание оборудования;
- монтаж оборудования и его пуско-наладка;
- услуги в области энергосбережения и энергоэффективности;
- энергетический консалтинг;
- информационные и диагностические услуги;
- инжиниринг;
- обучение персонала [1].

За рубежом преобладает сервис предприятия-изготовителя. Как известно, поставщики сложного оборудования основной доход получают именно от сервиса, а не от продажи. Кроме того, к ремонту оборудования привлекают организации, которые специализируются на определенном виде работ (например, сварка или монтаж) и обслуживают не только энергетические объекты. Лишь на атомных электростанциях ремонтом и обслуживанием занимаются собственные структурные подразделения.

Все ремонты носят предупредительный характер, а не ликвидируют пред- или послеаварийное состояния. Потребность в ремонте определяется по результатам диагностики, выполняемой независимыми компаниями примерно один раз в год. Крупные ремонты выполняются по состоянию оборудования. Программа ремонтов разрабатывается в среднем на 3–5 лет, а корректируется 2 раза в год. Информация о техническом состоянии оборудования и о запланированных регламентных и ремонтных работах заносится в автоматизированную информационную систему.

Одним из самых существенных преимуществ сервисного обслуживания является гибкость и грамотное управление рисками. Передавая часть своих бизнес-процессов сервисной компании, автоматически передают и сопутствующие риски. В то же время сервисная компания, имеющая ряд клиентов, легче переживает экономические кризисы, что позволяет сохранить качество товаров и услуг на должном уровне.

В целом к числу основных стратегических преимуществ, получаемых от аутсорсинга, относят [1]:

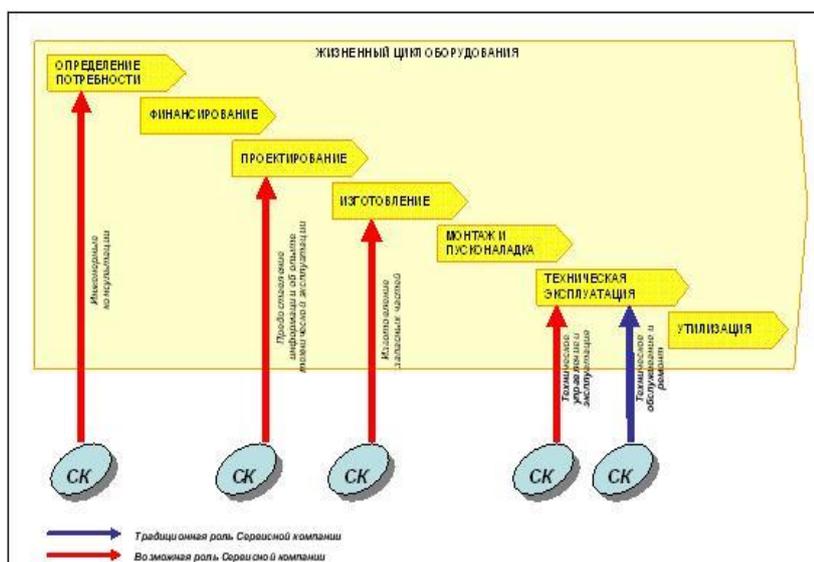
- усиление концентрации внутрикорпоративного внимания на главных целях, что даёт возможность сфокусироваться на увеличении конкурентоспособности, удовлетворении потребностей клиентов и развитии технологий, проведении оптимального реинжиниринга, стабильном повышении эффективности работы компании путём постоянного улучшения основных показателей работы, прибыльности, в том числе за счёт освобождения внутренних ресурсов, сокращения инвестиций в неосновные фонды;
- снижение затрат на бизнес-функции, передаваемые на сервис, достигается за счёт специализации сервисного предприятия в узкой области, а также благодаря эффекту масштаба, возникающего при выполнении однотипных работ для множества клиентов, что приводит к снижению издержек по сравнению с комплексом затрат, в том числе налоговых и социальных, на создание и поддержку штатных рабочих мест;
- повышение качества и надёжности выполнения функций, переданных на сервисное обслуживание, так как при решении сходных задач сервисные предприятия накапливают опыт и могут внедрять на предприятии-заказчике современные технологии, использовать специализированное оборудование и высококвалифицированный персонал, содержание которого неэкономично в условиях клиента;
- разделение и передача рисков за счёт использования механизмов конкуренции, вынуждающих исполнителя гибко реагировать на изменения рынка, повышать эффективность путём оптимизации внутренних процессов.

Среди позитивных результатов перевода технического обслуживания и ремонта (ТОиР) оборудования предприятия на сервисное обслуживание отмечают:

- прозрачность и оптимизацию затрат на ТОиР оборудования;
- сокращение простоев (увеличение производительности) оборудования;
- наличие гарантийных обязательств со стороны сервисной организации;
- повышение качества продукции (снижение уровня брака и продукции ненадлежащего качества по причине неудовлетворительного технического состояния оборудования);
- повышение качества оказываемых услуг.

Цель бизнеса, организованного по-новому, состоит в установлении с заказчиком систематических долгосрочных отношений, ориентированных на увеличение глубины обслуживания.

Для этого сервисная компания должна охватить как можно больше стадий жизненного цикла оборудования (рисунок), в частности, должна гораздо теснее сотрудничать с заказчиком в процессе технической эксплуатации оборудования. Таким образом, основным «продуктом» сервисной компании должно стать техническое управление оборудованием, а не ремонт и техническое обслуживание по заявкам. Соответственно, доход сервисной компании должна приносить продажа технической готовности, то есть возможности безаварийной эксплуатации оборудования, а не часов, потраченных на ремонт.



Роль сервисной компании в процессах жизненного цикла оборудования

Однако наибольшую пользу заказчику и сервисной компании принесет техническое управление оборудованием.

Сервисный бизнес и обслуживание зачастую являются ключевыми компонентами инновационного развития отрасли. Сервисная компания выступает гарантом достижения экономии энергии как в стоимостном, так и в натуральном выражениях, так как оплата услуг исполнителя непосредственно зависит от полученных результатов. А переход на сервисное обслуживание позволяет снизить затраты и гарантировать их максимальную эффективность.

Следует учесть, что чрезвычайно важна оценка эффективности эксплуатации оборудования, выполняемая периодически собственником оборудования и техническим управляющим. Здесь, как и в процессе мониторинга, целесообразно участие независимой компании – технического аудитора, которая может подтвердить или опровергнуть качество технического управления. По итогам технического аудита принимаются решения о целесообразности дальнейшей эксплуатации оборудования. Кроме того, технический управляющий собирает статистическую информацию, необходимую для нормирования затрат по регламентным и ремонтным работам. Эта информация необходима при планировании работ и переговорах с субподрядчиками.

Модель сервисного обслуживания, реализуемая в ПАО «ФСК ЕЭС»

Основные предпосылки перехода на сервисное обслуживание [2]:

- необходимость повышения надежности оборудования при оптимизации затрат на ТОиР (повышения эффективности расходов на ремонт и реновацию) в связи с переходом на РAV-регулирование;
- на современном этапе развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), учитывая темпы нового строительства объектов и реновации основных фондов, в рамках которых широкое применение находит современное оборудование различных производителей, все более актуальной становится необходимость ответственного участия изготовителей в обеспечении и поддержании нормативного состояния оборудования на протяжении всего жизненного цикла.

Основным направлением достижения поставленной цели является переход на сервисное обслуживание оборудования ПАО «ФСК ЕЭС». Кроме нового оборудования в результате технико-экономической оценки на сервисное обслуживание возможен перевод следующего оборудования (таблица).

Перечень оборудования, подлежащего переводу на сервисное обслуживание

Объект	Наименование оборудования
ПС	КРУЭ
	Элегазовые выключатели
	Разъединители (современных типов)
	Автотрансформаторы, трансформаторы, реакторы
	Измерительные трансформаторы
	Система Sergi
	Системы резервирования питания собственных нужд (ДГУ, ИБП и прочее)
	Компрессоры

При утверждении модели сервисного обслуживания в ПАО «ФСК ЕЭС» учитывались следующие особенности:

- разнообразие установленного на объектах оборудования, большая часть которого уже не имеет заводской гарантии, а значительная часть находится в эксплуатации сверх нормативного срока;
- высочайшие требования по срокам аварийного реагирования в случае повреждения оборудования либо устройств (скорость аварийного реагирования) для обеспечения устойчивой работы ЕНЭС;
- наличие достаточного штата собственного квалифицированного ремонтного персонала, на протяжении многих лет выполняющего ремонт и диагностику оборудования и готового к повышению квалификации, изучению новых типов оборудования и выполнению простых ремонтов;
- наличие дочерне-зависимого общества, специализирующегося на выполнении работ по ремонту и комплексной диагностике оборудования – АО «Электросетьсервис ЕНЭС», укомплектованного квалифицированным персоналом и современным технологическим оборудованием;
- географическое распределение объектов ЕНЭС на территории 73 субъектов РФ, что делает затруднительным создание заводских сервисных центров, удовлетворяющих требованиям аварийной готовности;
- филиальная сеть ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «Электросетьсервис ЕНЭС», охватывающая практически всю территорию России, что является дополнительным аргументом в пользу привлечения собственного ремонтного персонала к выполнению определенных видов работ в рамках сервисного обслуживания после его обучения и аттестации.

Учитывая данные особенности, в ПАО «ФСК ЕЭС» организационно-распорядительным документом утверждена и действует следующая модель организации сервисного обслуживания:

1. Выполнение сервисного обслуживания в формате двухстороннего договора между Заказчиком и Исполнителем. Исполнителем может выступать организация-изготовитель оборудования (устройств) или его официальный представитель на территории Российской Федерации с подтверждением полномочий на поставку запасных частей и оказания услуг по сервисному обслуживанию, с выполнением отдельных видов работ при обосновании и согласовании с Заказчиком силами сертифицированного персонала Субподрядчика. В рамках пилотного внедрения модели сервисного обслуживания ПАО «ФСК ЕЭС» в 2010–2011 гг. были заключены договоры на выполнение работ по сервисному обслуживанию с ведущими компаниями-производителями электротехнического оборудования.

2. Первый опыт сервисного обслуживания, реализуемый с рядом ключевых как отечественных, так и зарубежных производителей электротехнического оборудования позволил провести анализ данной модели и её корректировку, предусматривающую переход на много-летнюю форму сервисного обслуживания (5 лет).

В рамках реализации данной модели были проведены конкурсные закупочные процедуры на право заключения долгосрочных (5 лет) договоров на сервисное обслуживание оборудования. По итогам были заключены долгосрочные договоры: на сервисное обслуживание передано оборудование систем предотвращения взрывов и пожаров на масло-наполненном трансформаторном оборудовании; весь парк компрессорного и высоковольтного оборудования с охватом всех филиалов компании. В рамках договора на сервисное обслуживание предусмотрено в обязательном порядке обучение персонала Заказчика и зафиксировано ответственное разделение видов работ по ТОиР между контрагентами (простые виды ремонтов выполняет обученный и сертифицированный персонал Заказчика, сложные и аварийно-восстановительные ремонты – сертифицированный персонал Исполнителя или Субподрядчика). Внедрение модели сервисного обслуживания оборудования, направленного на повышение качества и эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту, в условиях оптимизации затрат является одним из важнейших направлений деятельности Общества.

В ПАО «ФСК ЕЭС» достигнут положительный эффект. Результаты, полученные при реализации концепции сервисного обслуживания оборудования в ПАО «ФСК ЕЭС», позволяют утверждать, что сервисное обслуживание обеспечивает:

- продление гарантийных обязательств, выданных заводом-изготовителем;
- участие заводов-изготовителей основного оборудования в поддержании его нормативного состояния на протяжении всего жизненного цикла;
- минимальные сроки ликвидации аварийных повреждений за счёт наличия необходимых ресурсов (квалифицированный персонал и склады аварийного резерва) и гарантированных услуг шеф-инженера завода-изготовителя;
- повышение компетенции и квалификации собственного ремонтного персонала.

Список литературы

1. Жилкина Ю.В. Организация сервисного обслуживания в электроэнергетике // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 2(5).
2. Об утверждении Положения о сервисном обслуживании оборудования ПАО «ФСК ЕЭС»: приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 19 октября 2015 г. № 410/349.

УДК 338.512

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ НА ОСНОВЕ БЕНЧМАРИНГА

Н.А. Колкова, Я.В. Чувакина
ФГБОУ ВО «НГТУ»
Новосибирск, Россия
natasha.kolkova@gmail.com

Аннотация. В последнее время снижается эффективность территориальных сетевых организаций (ТСО). С целью стимулирования ТСО разработан проект методических указаний по определению операционных расходов на основе бенчмаркинга. В статье приведен анализ методики по определению операционных расходов на основе бенчмаркинга.

Ключевые слова: электроэнергетика, тарифное регулирование, операционные расходы, бенчмаркинг.

REGULATING THE ACTIVITY OF ELECTRICITY DISTRIBUTION ORGANIZATIONS WITH BENCHMARKING

N.A. Kolkova, Y.V. Chuvakina
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation
natasha.kolkova@gmail.com

Abstract. Lately electricity distribution organizations (EDO) faced the problem low efficiency. In order to stimulate EDO was developed a draft guidelines for determining operating costs based on benchmarking. The article presents an analysis of the draft guidelines for determining operating costs based on benchmarking.

Key words: electricity, tariff regulation, operating costs, benchmarking.

Согласно результатам предварительных исследований, в России представляется возможным внедрить систему формирования тарифов на основе сравнительного анализа. Внедрение системы бенчмаркинга на государственном уровне позволит повысить эффективность работы сибирских электросетевых компаний, что приведет к повышению надежности и качества энергоснабжения потребителей.

До 2012 г. наблюдался высокий темп роста тарифов. В связи с данным фактом регулирующими органами введено ограничение темпа роста тарифов, что стало причиной проблемы недофинансирования операционного бюджета. Проблема недофинансирования приводит к снижению показателей качества и надежности (эффективности). В связи с данным фактом задача повышения эффективности деятельности ТСО актуальна. С 2012 года ФСТ изыскиваются способы повышения эффективности деятельности компаний. В 2013 году разработан проект методических указаний по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии, представленный в [1]. Проект методических указаний содержит регрессионную модель определения эффективного уровня подконтрольных расходов для электросетевых компаний России, а также механизм расчета индекса эффективности операционных расходов. В статье продемонстрирован результат анализа методики ФСТ и предложена модель операционных расходов ТСО Сибири на основе бенчмаркинга.

Для определения эффективных операционных расходов использовался метод наименьших квадратов. Для описания модели затрат электросетевой компании была выбрана функция Кобба–Дугласа, поскольку в модель были включены различные регрессоры (табл. 1).

Регрессоры моделей операционных расходов ФСТ

Обозначение	Описание переменных	Ед. измерения
<i>OPEX</i>	Подконтрольные операционные расходы	млн руб.
<i>L</i>	Протяженность линии	км
<i>C</i>	Количество точек подключения	шт.
<i>T</i>	Трансформаторная емкость подстанций	МВА
<i>w</i>	Средняя заработная плата	тыс. руб.
<i>p</i>	Стоимость потребительской корзины в регионе	тыс. руб.
<i>k₁</i>	Количество переходов через ноль	дней
<i>k₂</i>	Средняя температура января	°С
<i>k₃</i>	Показатель толщины стенки гололеда	мм
<i>T_{hv}</i>	Трансформаторная емкость высокого напряжения	МВА
<i>l_{hv}</i>	Протяженность линий высокого напряжения	км

Данный проект методических указаний предполагает, что по модели множественной регрессии определяется эффективный уровень операционных расходов для ТСО, чья необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей составляет 500 млн руб. в год и более. Для предприятий, чья НВВ менее 500 млн руб., устанавливается среднее значение индекса эффективности операционных (подконтрольных) расходов на уровне 86 %.

В рамках анализа деятельности электросетевых организаций Сибири был проведен сбор данных о хозяйственной деятельности 51 электросетевой компании Сибири за 2014–2016 гг.

Тот факт, что у некоторых предприятий отсутствуют трансформаторная емкость подстанций и линии электропередач высокого напряжения, логарифмирование таких регрессоров, как отношение трансформаторной емкости подстанций высокого напряжения к трансформаторной емкости подстанций и протяженности линий электропередач высокого напряжения к общей протяженности линий электропередач, не представляется возможным.

В процессе анализа установлен факт, что некоторые компании, чья необходимая валовая выручка меньше 500 млн рублей, не обладают активами, позволяющими совершать передачу электроэнергии посредством оборудования высокого напряжения. К примеру, 9 электросетевых компаний (17,6 % от выборки) не обладают трансформаторной мощностью подстанций высокого напряжения. Также 13 компаний (25,5 %) не обладают линиями передач высокого напряжения. В список компаний,

которые не обладают линиями высокого напряжения, входят те, у которых отсутствует трансформаторная мощность подстанций высокого напряжения, это филиалы «Новосибирская область», «Алтайский край», «Томская область», «Забайкальский край-2 АО «РЖД».

Для дальнейшего анализа проекта расчета эффективных подконтрольных расходов на электросетевых предприятиях Сибирского федерального округа необходимо исключить из базовой модели такие регрессоры, как отношение трансформаторной емкости подстанций высокого напряжения к трансформаторной емкости подстанций и протяженности линий электропередач высокого напряжения к общей протяженности линий электропередач.

В результате регрессионного анализа была установлена сильная корреляционная зависимость между такими переменными, как средняя заработная плата в регионе и стоимость потребительской корзины (76,7 %), количество точек подключения и отношение количества точек подключения к протяженности линий электропередач (74,7 %), количество точек подключения и трансформаторная емкость (56,5 %), количество переходов через ноль и средняя температура января (55,3 %), количество переходов через ноль и показатель толщины стенки гололеда (38,3 %).

В табл. 2 приведены значения коэффициентов для расчета эффективного уровня операционных затрат ТСО, необходимая валовая выручка которых выше 500 млн руб.

Таблица 2

Рейтинг эффективности операционных затрат компаний за 2014 г.

№	Компания	НВВ, млн руб.	Рейтинг, %
1	Алтайэнерго «МРСК Сибири»	5 009,00	95,97
2	Бурятэнерго «МРСК Сибири»	3 872,87	50,67
3	ГАЭС «МРСК Сибири»	620,00	30,54
4	Красноярскэнерго «МРСК Сибири»	5 357,93	136,78
5	Кузбассэнерго «МРСК Сибири»	4 447,71	75,72
6	Омскэнерго «МРСК Сибири»	3 963,74	72,72
7	Хакасэнерго «МРСК Сибири»	3 747,43	23,77
8	Читаэнерго «МРСК Сибири»	4 759,62	76,10
9	Новосибирск «РЭС»	6 629,27	153,44
10	Кузбасская энергосетевая компания	3 516,26	0,00
11	ОГУЭП Облкоммунэнерго	2 387,31	42,34
12	Тываэнерго	683,73	11,76

Согласно проекту методических указаний, список компаний, в отношении которых подконтрольные/операционные затраты пересматриваться не будут, формируют «ЕвразЭнергоТранс», «Новосибирск РЭС», «ТРК», «Красноярскэнерго», так как их эффективность принимает значение больше 100 %.

Таким образом, расчет уровня эффективности подконтрольных расходов электросетевых компаний по данным методическим указаниям нецелесообразен по следующим причинам:

- объем необходимой валовой выручки большинства электросетевых компаний Сибири ниже уровня 500 млн рублей (у 63 % компаний НВВ меньше 500 млн руб.);

- наблюдается высокая корреляционная зависимость между некоторыми переменными;

- большинство электросетевых компаний не обладают активами для передачи электроэнергии на высоком уровне напряжения (25, 5 %);

- более 20 % компаний, чья НВВ выше 500 млн руб., не обладают достаточным уровнем активов для передачи электроэнергии на высоком уровне напряжения. В связи с данным фактом происходит нарушение однородности выборки эффективных компаний;

- формула расчета индекса эффективности предполагает наличие экспертной настройки модели, что негативно отражается на прозрачности тарифного регулирования.

На основе анализа зарубежной литературы [2, 3], а также результатов исследований отечественных ученых [4] и результата анализа проекта методических рекомендаций, представилось возможным сформировать модель эффективного уровня подконтрольных расходов (на основе метода наименьших квадратов), подробное описание которой приведено в статье «Разработка модели эффективного уровня подконтрольных расходов электросетевых компаний» [5].

Представим уравнение регрессии (по данным на 2014 г.):

$$LN(OPEX) = 1,372005 - 1,23797 \cdot \ln k_1 + \\ + 0,795379 \cdot \ln k_2 + 0,699515 \cdot \ln k_3.$$

В табл. 3 приведено описание переменных модели.

Описание переменных модели

№	Переменная	Описание	Ед. измерения
1	k_1	Стоимость потребительской корзины	тыс. руб.
2	k_2	Фактический объем отпуска	млн кВт·ч
3	k_3	Уровень потерь электроэнергии	%

Таким образом, представленная выше модель определяет эффективный уровень подконтрольных расходов для каждой электросетевой компании. Компании не могут оказывать влияние на фактор «Стоимость потребительской корзины в регионе», то есть эффективность деятельности ТСО зависит от объема отпуска и уровня потерь энергии.

Проведенные исследования показывают, что применение разработанной в методических указаниях модели сопряжено со значительными ограничениями. В частности, разработанная в методических указаниях модель эффективного уровня подконтрольных расходов не может быть применена к электросетевым компаниям Сибирского федерального округа, поскольку существует высокая корреляционная зависимость между отдельными регрессорами модели.

Работа выполнена при финансовой поддержке Новосибирского государственного технического университета (проект С-18 2018 г.)

Список литературы

1. Методические указания по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии // Техэксперт [Электронный ресурс]. URL: docs.tehekspert.ru (дата обращения: 03.07.13).
2. Kassakian J.G., Scmalensee R. The Future of the Electric Grid – mit study on the future of the electric grid. 2017.
3. Lazarsfeld, P.F., Henry W. Latent Structure Analysis. Boston, MA, USA: Houghton Mifflin, 1968. P. 201–293.
4. Долматов И.А., Маскаев И.В. Методологические подходы к бенчмаркингу российских электросетевых фирм // Матер. XIV апрельской Междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества: в 4 кн. 2014. Кн. 2. С. 248–256.
5. Чернов С.С., Колкова Н.А. Разработка модели эффективного уровня подконтрольных расходов электросетевых компаний Сибири // Проблемы региональной энергетики. 2017. № 3(35). С. 109–120.

РАЗВИТИЕ РОЗНИЧНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ

А.О. Краснова, Ю.В. Дронова
ФГБОУ ВО «НГТУ»
Новосибирск, Россия
alenakrasnova@mail.ru

Аннотация. В 2016 году Минэнерго представило основные направления реформирования розничного рынка энергии. В связи с этим была предложена новая модель рынка, которая позволит достичь намеченных целей и оживит рынок, но в то же время приведет к очень большой проблеме для гарантирующих поставщиков, которая обусловлена перекрестным субсидированием и государственным регулированием тарифов для населения.

Ключевые слова: розничный рынок электроэнергии, перекрестное субсидирование, тариф на электроэнергию, регулируемое ценообразование на электроэнергию.

THE DEVELOPMENT OF THE RETAIL ELECTRICITY MARKET. IMPLICATIONS FOR THE REGIONAL ECONOMY

O.A. Krasnova, Y.V. Dronova
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation
alenakrasnova@mail.ru

In 2016, the Ministry of energy presented the main directions of reforming the retail energy market. In this connection, a new market model has been proposed that will achieve the goals and revive the market, but at the same time will lead to a very big problem for guaranteeing suppliers, which is due to cross-subsidization and state regulation of tariffs for the population.

Key words: the retail market of the electric power, electric power cost, cross subsidizing, electricity rate, adjustable pricing on the electric power.

В настоящее время в мире в энергетической отрасли происходит переход к рыночным отношениям в основных сферах деятельности, таких как генерация и сбыт электроэнергии. В РФ разработана целевая модель рынка электроэнергии (далее э/э), которая предполагает поэтапное введение свободной торговли как на оптовом, так и на розничном уровне. На оптовом уровне процесс создания рынка практически завершен и сейчас происходит совершенствование действующей системы отношений, механизмов торговли, степени регулирования со стороны государства и принципов ценообразования. В последнее время Минэнерго активизирует действия по созданию конкурентного розничного рынка энергии. Действующая нормативная база позволяет появиться

конкуренции в этом сегменте рынка, но различные макроэкономические факторы, система регулируемого ценообразования делают эту сферу бизнеса малопривлекательной, поэтому появляются идеи разработки новой модели розничного рынка энергии. Однако появлению новой модели рынка должно предшествовать глубокое аналитическое исследование последствий для различных секторов экономики, которое позволит определить потенциальных «выгодополучателей» от ее внедрения [1].

В марте 2017 года Комитет по энергетике рекомендовал Правительству РФ внести и разработать поправки в нормативно-правовые акты в целях развития конкуренции и совершенствования правил функционирования обоих рынков. В этом же году была принята в рассмотрение модель либерализации розничного рынка через создание единых групп точек поставки (ЕГТП). Необходимость и возможность изменений на розничном уровне стала следствием нескольких фактов: во-первых, появлением более дешевых и качественных систем учета э/э, во-вторых, необходимостью интеграции малой генерации, которая становится конкурентноспособной большой генерации [2].

Идея этой модели рынка заключается в снятии технических ограничений для малой и распределенной генерации на рынке и оживление рынка с помощью того, чтобы дать возможность объединяться промышленным и непромышленным потребителям в ЕГТП для выхода на оптовый рынок за более низкой ценой на э/э, тем самым спровоцировав конкуренцию между сбытовыми компаниями [2].

В условиях действующего нормативно-правового поля существенными факторами, тормозящими развитие розничного рынка, являются регулируемое ценообразование, а также наличие перекрестного субсидирования между тарифными группами потребителей [3]. Регулируемое ценообразование для населения и приравненных к нему потребителей на протяжении многих лет сдерживает рост тарифов, не позволяя им соответствовать реальной стоимости энергии, особенно это характерно для энергосистем с большой долей угольной генерации. Этот факт приводит к значительной ценовой дискриминации у потребителей. Таким образом, появились доноры и реципиенты. Более 15 лет назад основными донорами являлись крупные промышленные предприятия и железная дорога, сегодня это в основном непромышленные организации, городской транспорт, а реципиенты – население и промышленные организации. В этих рамочных условиях возникает правомерный вопрос, а какие последствия для разных групп потребителей, для экономики региона в целом будет иметь реализация планов по открытию оптового рынка?

Мною была построена модель, которая позволяет оценить возможный темп роста тарифов для различных групп потребителей при реализации модели ЕГТП. За основу для моделирования взята Новосибирская энергосистема (НЭСК), а именно ее структура потребления и тарифы (таблица).

Моделируемая ЭЭС

Группы потребителей	Доли, %	Тариф, руб./кВт·ч
Население	28	2,5
Реципиенты	43	3,2
Доноры	29	4,6

С точки зрения стратегии ценообразования, применяемой гарантирующим поставщиком, мы можем выделить три основные группы потребителей: население, промышленность и ж/д транспорт, как группу потребителей, имеющих возможность уйти работать на ОРЭМ по своим техническим возможностям, но не видящим в этом экономической целесообразности и остальных. Также нами были взяты максимально приближенные к реальности конечные цены для потребителей.

В разработанной модели есть такие допущения как:

1. В регионе одна сбытовая компания – это гарантирующий поставщик (ГП), доля независимых сбытовых компаний незначительна. Все крупные потребители работают через ГП или через собственную сбытовую компанию, которая работает также через ГП.

2. Все потребители относятся только к одной из категорий – население, непромышленные и промышленные организации. При этом расчет ведется без учета разной доходности по ценовым категориям. Считаем, что потребитель в целом будет иметь одинаковые затраты при выборе любой ценовой категории.

3. Промышленные организации, которые сегодня являются донорами на розничном рынке, у ГП имеют цену ниже или равную цене на ОРЭМе.

Каждая группа потребителей имеет свой определенный расчет тарифа. Тариф для населения на следующие года просто индексируется, тариф для промышленных потребителей формируется из суммы средневзвешенной нерегулируемой цены за э/э плюс инфраструктурные платежи плюс сетевая ставка за передачу и потери, а вот тариф для непромышленных формируется из выпадающих доходов от других потребителей плюс сбытовая надбавка и плюс те же составляющие, что и при формировании цены промышленных потребителей.

При реализации этой модели рынка предполагается постепенный уход потребителей от ГП. Рассмотрены три варианта: потребление у ГП не изменится; каждый год около 10 % потребителей уходят от ГП на оптовый рынок; каждый год около 20 % потребителей уходит от ГП (рис. 1–3).

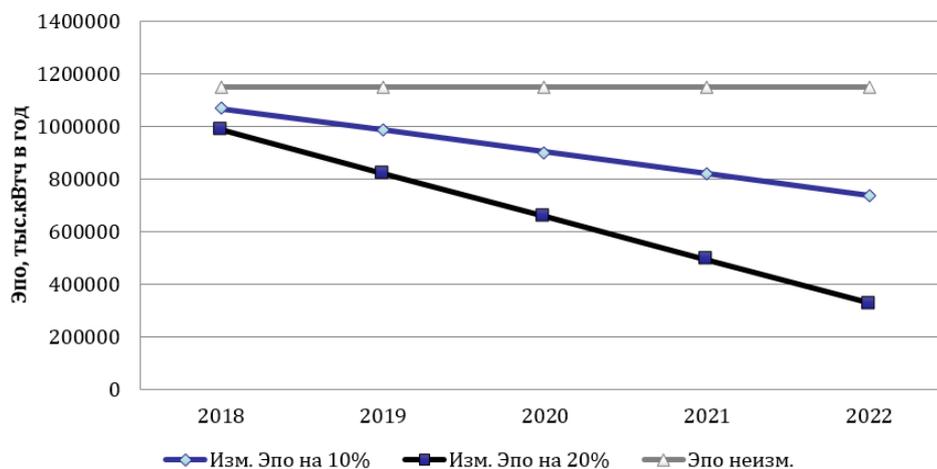


Рис. 1. Этапное изменение полезного отпуска ГП на розничном рынке электроэнергии

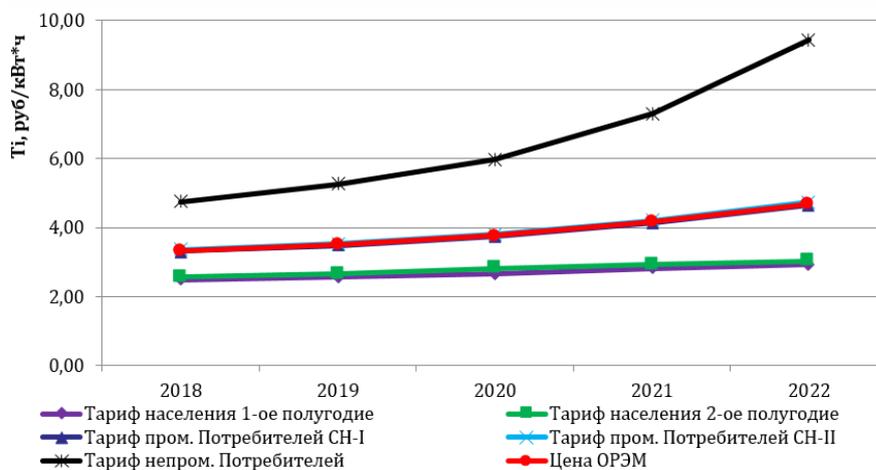


Рис. 2. Уменьшение количества потребителей ГП на 10 % каждый год

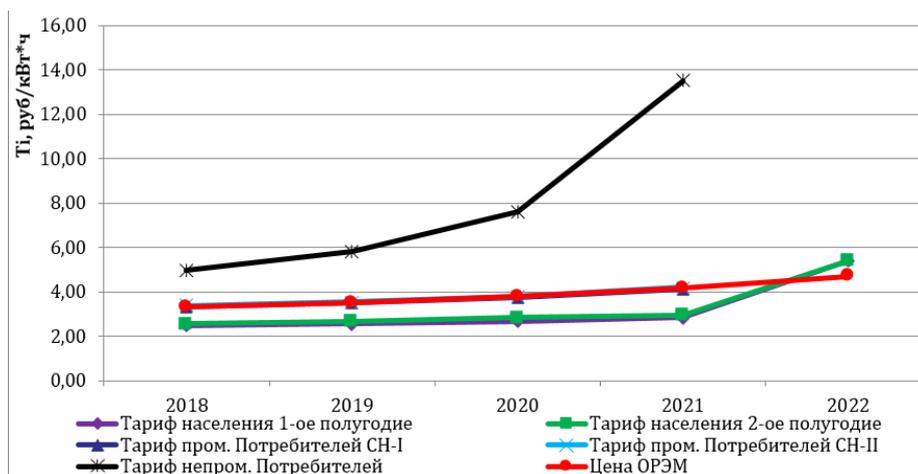


Рис. 3. Уменьшение количества потребителей ГП на 20% каждый год

Результаты моделирования показали, что при внедрении новой модели рынка произойдет резкое увеличение тарифа для потребителей-доноров (рис. 2–3). Рост цены для непромышленных потребителей может составить свыше 200 % через 4 года. Можно предположить, что такой обвальный рост тарифов спровоцирует резкий рост затрат и себестоимости, а значит, конечной цены на товары и услуги всего непромышленного сектора. В третьем варианте видно, что в 2022 г. когда возможно будет полный выход на ОРЭМ промышленных и непромышленных потребителей, все затраты ГП перелягут на население, и это тем самым спровоцирует увеличение для них тарифа вдвое.

Основной задачей на сегодняшний момент является недопущение развития такой ситуации. Но этого возможно достичь, если реализовать постепенный уход населения и приравняваемых к нему потребителей от регулируемого ценообразования, тем самым это также вызовет уменьшение доли перекрестного субсидирования. Это будет оптимальный результат этой модели.

Список литературы

1. Дронова Ю.В., Краснова О.А. Анализ последствий для экономики региона введения новой модели рынка энергии // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского института бизнеса 2017. № 3(40). С. 37–40.
2. Максимов А. Модель либерализации розничного рынка электроэнергии: презентация. Пятигорск, 2017.
3. Основы функционирования рынков электроэнергетики / под ред. Л.В. Ширяевой. М.: ЗАО «УК КЭУ», 2009.

УДК 338.45:621.31

ВЛИЯНИЕ ДОМИНИРУЮЩИХ ФАКТОРОВ В ТРЕТЬЕЙ И ЧЕТВЕРТОЙ ЦЕНОВЫХ КАТЕГОРИЯХ НА КОНЕЧНУЮ ОТПУСКНУЮ ЦЕНУ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Р.У. Галеева, Я.С. Ладик
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
ladikeleprom@mail.ru

Аннотация. В настоящее время тарифы на электроэнергию определены государством в виде ценовых категорий. Выявление доминирующих факторов в ценовой категории, влияющих на конечную отпускную цену электроэнергии для потребителя, позволит выявить наиболее выгодные тарифные условия электропотребления.

Ключевые слова: ценовая категория, отпускная цена, профиль суточного графика нагрузки, коэффициент заполнения.

INFLUENCE OF DOMINANT FACTORS IN THE THIRD AND FOURTH PRICE CATEGORIES ON THE LIMITED ELECTRIC DELIVERY RETREATABLE PRICE

R.U. Galeeva, J.S. Ladik
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
ladikeleprom@mail.ru

Abstract. Currently, electricity tariffs are determined by the state in the form of price categories. Identification of the dominant factors in the price category that affect the final selling price of electricity for the consumer will help identify the most favorable tariff conditions for electricity consumption.

Key words: price category, selling price, daily load profile profile, fill factor.

С 2013 г. цены на электроэнергию для юридических лиц определяются по новым правилам, определенным Постановлением Правительства (ПП) Российской Федерации № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии» от 4 мая 2012 г. (ПП РФ № 442). Переход к свободному ценообразованию на розничном рынке электроэнергии привел к изменению тарифных цен, отражающих объём электропотребления, напряжение присоединения, величины потребляемой мощности, пиковой мощности потребителя, попадающей в пиковый час энергосистемы или региона, потребления по зонам суток и прочих факторов.

Актуальным аспектом электропотребления для каждого предприятия является его ценовая составляющая. При анализе тарифных цен, предлагаемых гарантирующим поставщиком (ГП), возникают два аспекта: первый – учет воздействия тарифа, соотношения между переменной и постоянной составляющих структуры цены на режим электропотребления предприятий различной мощности и второй – влияние суточного профиля нагрузки на выбор ценовой категории (ЦК).

Затраты на электроэнергию для предприятия являются одной из крупнейших составляющих постоянных затрат. Поэтому очень важен вопрос ее стоимости, так как от этого зависит величина расходов предприятия на электроэнергию. Экономия электроэнергии ведет к существенному снижению себестоимости продукции. При этом стоимость ее приобретения за счет различных факторов, таких как фактическое потребление, вывод в ремонт электростанций, а также природных и погодных условий, каждый месяц разная. Уровень профиля нагрузки также имеет большое значение при формировании средневзвешенной цены для конкретного потребителя.

В данной работе был проведен сравнительный анализ величины конечной отпускной цены для потребителя в зависимости от выбора ценовой категории, по которой будет производиться расчет за электроэнергию. В расчете использовался суточный график нагрузки, характерный для крупного предприятия с двухсменным режимом работы.

В качестве тестовой модели использовалась модель ценообразования стоимости конечной отпускной цены за потребленную электроэнергию по третьей и четвертой ценовым категориям для предприятий с максимальной мощностью от 670 кВт до 10 МВт и более 10 МВт. Расчеты проводились по тарифным ставкам, действующим на 1 октября 2017 г.

Эффективность конечной ставки потребителя определялась его суточным графиком нагрузки.

Для промышленного предприятия проведен анализ влияния коэффициента заполнения суточного ГН с учетом контрольных часов пиковой нагрузки и отчетного часа региона на конечную отпускную цену за электропотребление. Рассматривались отчетные часы пиковой нагрузки для субъекта РФ, опубликованные на сайте ОАО «АТС», за период с 1 по 31 октября 2017 г.

В первой части эксперимента была смоделирована система конечных отпускных цен по третьей и четвертой ЦК по параметрам оптового и розничного рынков по ценам 2017 г. По результатам расчетов оценена доля каждого из составляющих отпускной цены при расчете по третьей (рис. 1) и по 4 (рис. 2) ЦК.

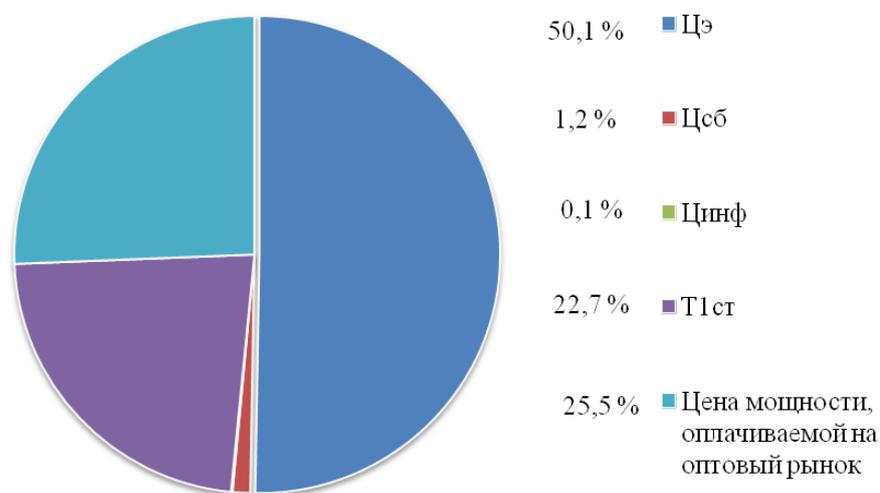


Рис. 1. Доля каждого из составляющих отпускной цены по третьей ЦК

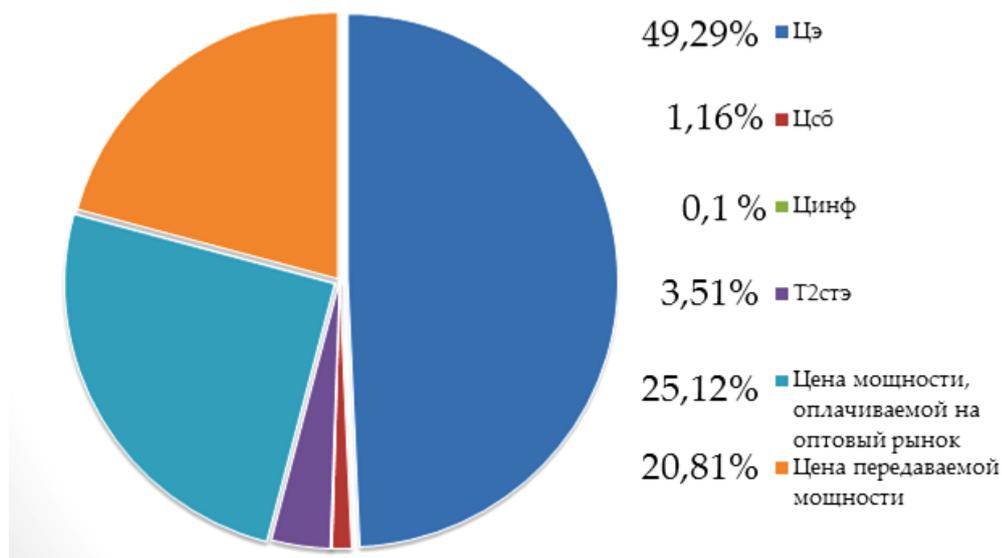


Рис. 2. Доля каждого из составляющих отпускной цены при расчете по четвертой ЦК

Доля мощности для третьей ЦК составляет 25,5 %, для четвертой ЦК – 45,93 %. Зависимость изменения отпускной цены при расчете по третьей и четвертой ЦК при уменьшении коэффициента заполнения суточного ГН от 1 до 0,896 представлена на рис. 3.

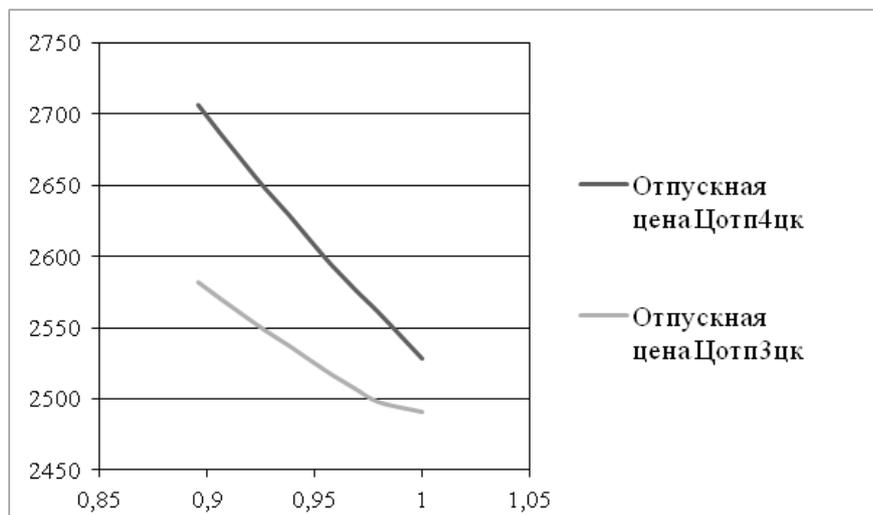


Рис. 3. Зависимость отпускной цены, рассчитанной по третьей и четвертой ЦК, от коэффициента заполнения суточного графика нагрузки

Во второй части эксперимента была смоделирована конечная отпускная цена потребителя электроэнергии в зависимости от коэффициента заполнения и мощности предприятия. Рассматривались предприятия мощностью 7,95 и 20 мВт, присоединенные к внешним электрическим сетям среднего напряжения 35 кВ и высокого напряжения 110 кВ, соответственно. Результаты расчетов представлены на рис. 4 и 5.

На изменения отпускной цены для крупного и мелкого потребителей оказывают влияние следующие факторы: изменение единых (котловых) тарифов в связи с изменением диапазона напряжения; изменение сбытовой надбавки гарантирующего поставщика, которая увеличивается со снижением максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя, суточного графика нагрузки.

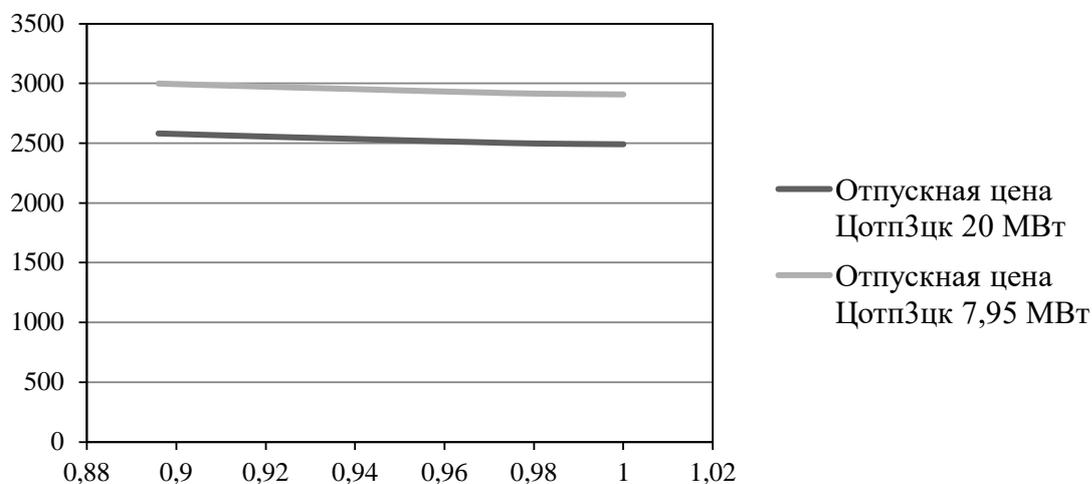


Рис. 4. Зависимость отпускной цены третьей ЦК от коэффициента заполнения для предприятий с большой (20 МВт) и средней (7,95 МВт) мощностями энергопринимающих устройств

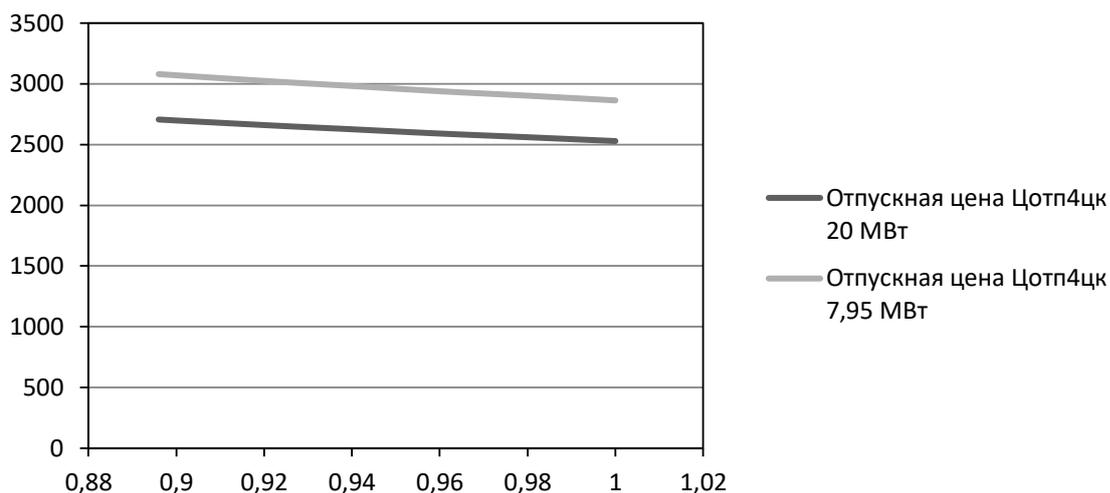


Рис. 5. Зависимость отпускной цены четвертой ЦК от коэффициента заполнения для предприятий с большой (20 МВт) и средней (7,95 МВт) мощностью энергопринимающих устройств

Следовательно, для предприятий небольшой мощности, работающих на среднем напряжении, при больших коэффициентах заполнения суточного графика нагрузки (близких к 1) более целесообразен выбор четвертой ценовой категории.

Таким образом, правильный и осознанный выбор ценовой категории электроэнергии является очень эффективным путем снижения себестоимости продукции и позволяет путем снижения издержек повысить конкурентоспособность предприятия и обеспечить значительный рост прибыли. При грамотном планировании своего графика нагрузки с учетом пиковых часов нагрузок появляется возможность снижения конечной стоимости электроэнергии и, следовательно, уменьшения затрат на электроэнергию.

Список литературы

1. О функционировании розничных рынков электрической энергии [Электронный ресурс]: постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».

2. Правила определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность): постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1179.

3. Правила оптового рынка электроэнергии: постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172.

4. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: учеб. пособи. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. 167 с.

УДК 621.331:004.89

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ГЕНЕРАТОРА НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Ю.Л. Жуковский, Н.И. Русских, П.К. Сусликов
ФГБОУ ВО «СПГУ»
Санкт-Петербург, Россия
rni_mining_ers172@mail.ru

Аннотация. Интеграция электромобилей в общую энергосистему организуется целым комплексом информационных технологий. В данной статье будут представлены конкретные примеры применения информационных технологий для интеграции электромобилей в общую энергосистему Санкт-Петербурга.

Ключевые слова: Smart Grid, Vehicle-to-grid, электромобиль, энергосистема, информационные технологии.

STUDY OF MODERN TECHNOLOGIES FOR THE IMPLEMENTATION OF THE USE OF ELECTRIC VEHICLES AS A DISTRIBUTED GENERATOR ON THE TERRITORY OF ST. PETERSBURG

Y.L. Zhukovskiy, R.N. Russkikh, P.K. Suslikov
St. Petersburg Mining University
St. Petersburg, Russian Federation
rni_mining_ers172@mail.ru

Abstract. Integration of electric vehicles into the General power system is organized by the whole complex of information technologies. This article will present specific examples of the use of information technology for the integration of electric vehicles in the overall power system of St. Petersburg.

Key words: Smart Grid, Vehicle-to-grid, electric vehicle, power system, information technologies.

Наиболее существенной проблемой, ограничивающей развитие современных мегаполисов, являются перегруженные электрические сети. Развитие технологий Smart Charging, Smart Grid, Demand Response, Big Data, Vehicle-to-Grid, нейронные сети, цифровые двойники, блокчейн и др. открывают возможности для цифровой трансформации современных городов в рамках концепции «Умный город». В представленном исследовании произведен анализ возможности решения проблемы недостатка сетевой мощности и перегрузки сетей электроснабжения на основании перечисленных технологий.

Важность создания продуктов и услуг в области информационных технологий особенно подчеркивается в Указе Президента РФ «О Стратегии научно-технологического развития РФ», поскольку носит междисциплинарный характер и позволяет, стерев отраслевые границы, использовать новые информационные технологии для повышения эффективности и стабильности технологических процессов.

В рамках решения проблем растущего спроса на электроэнергию и физического износа сетей закономерным было рождение концепции Smart Grid («Умные сети электроснабжения»), в основе которой лежит идея повышения управляемости потоками электроэнергии на основе информации. Преимущества умных сетей электроснабжения перед обычными очевидны: способны самовосстанавливаться после системных аварий; технически зачищены от физического и программного вмешательства извне; обеспечивают качество электроэнергии; в автоматическом режиме обеспечивают синхронную работу силовых машин; это является продвижением новых продуктов и повышает эффективность работы энергосистемы.

Vehicle-to-grid (далее V2G) – концепция двухстороннего использования электромобилей и гибридов, подразумевающая подключение машины в общую энергосеть для подзарядки автомобиля и отдача лишней электроэнергии обратно. Концепция предусматривает возможность участия электромобиля в регулировании спроса в энергосистеме или участие в регулировании напряжения или качества электроэнергии в узлах нагрузки. Зарядка электромобиля в часы минимума в местах дешевой энергии позволит снизить затраты на эксплуатацию машины и позволит стать полноправным участником продажи энергии в сеть в часы максимума. В период, когда машина не используется, она играет роль сетевого накопителя и ведома заданиями по регулированию, выполняя определенные опции разгрузки или загрузки локальных центров питания.

Для крупных городов использование электрифицированного транспорта имеет колоссальное значение с точки зрения экологии. Стоит сказать, что в Санкт-Петербурге выбросы в воздух составляют 488 тыс. т в год. Основным источником загрязнения являются автомобили, на их долю приходится 85,9 % выбросов в атмосферу.

Значительное распространение электромобилей в мегаполисе и использование V2G может стать основой оптимизации перегруженных сетей города, а также создаст доступную среду для электротранспорта на территории РФ с целью появления возможности развития нового вида услуг для электросетевой компании.

Проанализировав подробную карту расположения питающих подстанций, а также рабочего состояния и возможности дополнительного технологического присоединения на основе открытых данных ПАО «Лэнэнерго», была составлена карта перегруженных центров питания для утреннего максимума и оценен возможный объем энергии, который может быть перенаправлен в данные зоны из районов с недогруженными центрами питания. Также произведена оценка зон возможного переноса энергии электромобилями в течение дня. Анализ движения транспортных потоков был произведен по данным «Яндекс. Пробки» и «Яндекс. Карты».

Для полноценного подключения электромобиля и интеграции его в энергосистему города необходимы последовательные шаги:

1. На основе углубленного анализа перемещений автомобилей, мест скопления автомобилей и зон перегруженных центров питания выявить наиболее подходящие места для строительства проводных (классических заправок и V2G зарядных станций), беспроводных (основанных на магнитно-резонансной связи и явлении самоиндукции) и динамических (позволяющих заряжать электромобиль в движении) заправок.

2. Реализовать облачную платформу на основе технологии «Интернета вещей» для организации управления и взаимодействия электромобилей друг с другом, энергетической системой Санкт-Петербурга и Ленинградской области, владельцами зарядных станций и другими заинтересованными участниками.

3. Разработка алгоритмического обеспечения для анализа состояния аккумуляторных батарей с целью обеспечения безопасности эксплуатации в системе заряда-разряда на заправочных станциях. Алгоритм будет анализировать группу аккумуляторов и управлять ими на заправке. Поскольку в самой машине уже есть программа на борту, которая анализирует состояние батареи, наши алгоритмы идут поверх этого, они собирают статистику, опрашивают бортовые системы и фактически должны знать о состоянии батареи еще до того, как она попадет на заправку. Алгоритм на заправке отправляет запрос на уровень вверх, другой алгоритм еще выше в общую базу, где есть информация о том, как, когда, где зарядили электромобиль, сколько лет он уже работает. Эта информация нужна для сравнения и выбора из множества таких аккумуляторов на стоянке.

4. Создание социальных и стимулирующих программ по популяризации повсеместного использования электрокаров.

5. Разработка структуры и запуск мобильного приложения для взаимодействия с облачной платформой, в котором будет реализован информационно-управляющий обмен между участниками платформы.

Постоянная разрядка и зарядка аккумуляторов автомобилей, по логичным соображениям, пагубно скажется на аккумуляторных батареях. Именно поэтому необходим контроль программы, которая будет автоматически анализировать аккумуляторные батареи, доступные для использования в регулировании спросом, и делать выводы о том, способен ли аккумулятор работать в таком режиме. При этом электромобили с батареями, у которых остаточный ресурс находится в определенном диапазоне, исключаются из возможности участия в регулировании спросом.

За время проведения исследований был разработан план по внедрению информационных технологий в инфраструктуру города Санкт-Петербурга, также сделан прогноз по их внедрению. В данный момент времени продолжается разработка по теме данного научного проекта, а именно создание программы для аккумуляторных батарей.

Список литературы

1. ACPropulsion Inc [Электронный ресурс]. URL: acpropulsion.com/technology/v2g.htm (дата обращения: 16.08.18).
2. Zhukovskiy Y., Koteleva N. A method of definition of life-cycle resources of electro-mechanical equipment // International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems. Tomsk, 2015. URL: <http://iopscience.iop.org/1757-899X/124/1/012172>.
3. Ленэнерго [Электронный ресурс]. URL: lenenergo.ru/ (дата обращения: 07.08.18).
4. Cleantech [Электронный ресурс]. URL: cleantechnica.com (дата обращения: 22.08.18).
5. Nuvve [Электронный ресурс]. URL: nuvve.com (дата обращения: 16.08.18).
6. Electricity delivery and energy reliability [Электронный ресурс]. URL: energy.gov/oe/activities/ (дата обращения: 06.08.18).

УДК 621.311

РАСЧЕТ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ СИНГУЛЯРНЫХ ЧИСЕЛ МАТРИЦЫ ЯКОБИ

Г.Р. Самойленко¹, Н.В. Сенько²

¹Филиал ОА «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги,

²ФГБОУ ВО «СамГТУ»,

Самара, Россия

Grigoriy.samoylenko.aees.3etf2@mail.ru

Аннотация. Авторами предложены математические модели, методы и алгоритмы расчета и анализа допустимых режимов ЭС. Проведенные экспериментальные исследования на ЭВМ подтвердили положительные результаты апробации предлагаемых методик. Работы выполнены в рамках плана научных исследований по направлению «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего».

Ключевые слова: электроэнергетическая система, граница устойчивости, статическая устойчивость.

THE CALCULATION OF PERMISSIBLE MODES OF COMPLEX ELECTRIC SYSTEM BASED ON THE USE OF SINGULAR VALUES OF THE JACOBIAN MATRIX

G.R. Samoilenko¹, N.V. Senko²
¹AO "SO EES" ODU Sredney Volgi
²Samara State Technical University
 Samara, Russian Federation
 Grigoriy.samoilenko.aees.3etf2@mail.ru

Abstract. The authors propose mathematical models, methods and algorithms of calculation and analysis of the permissible modes of ESS, conducted experimental studies on the computer confirmed the positive results of testing the proposed techniques. The works were carried out within the framework of the research plan in the direction of "Smart grid" for an efficient energy system of the future.

Key words: electric power system, stability boundary, static stability.

Запас статической аperiodической устойчивости является основным критерием, определяющим допустимую область управления режимами работы энергосистемы [4, 5]. Точки $Y_{пр}$ образуют в пространстве параметров Y гиперповерхность L_W , которая является границей устойчивости. Практическое значение имеют лишь те режимы электроэнергетической системы, которые достаточно удалены от границы устойчивости L_W в пространстве регулируемых параметров Y [1].

Критерием допустимости текущего режима энергосистемы, характеризующим его близость к границе статической аperiodической устойчивости, является минимальное сингулярное число σ_{min} матрицы $\partial F / \partial X$.

Для определения допустимого режима, отвечающего заданному значению $\lambda_{min} = \sigma_{min}^2$, в заданном направлении утяжеления ΔY изменения исходного режима Y_0 используются уравнения [2]:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T \Delta \mathbf{Y}) &= 0 \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}) &= \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right) - \lambda_{min} \mathbf{E} \right]^T \mathbf{R}_\lambda = 0 \\ \mathbf{U}(\mathbf{R}) &= \mathbf{R}^T \mathbf{R} - 1 = 0 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где T – скалярный параметр, который определяет величину утяжеления в направлении ΔY ; \mathbf{R}_λ – собственный вектор матрицы $\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)$, отвечающий собственному значению λ_{min} .

На основе метода Ньютона могут быть решены уравнения (1):

$$\begin{bmatrix} \partial \mathbf{F} / \partial \mathbf{X} & 0 & \partial \mathbf{F} / \partial T \\ \partial \mathbf{V} / \partial \mathbf{X} & \partial \mathbf{V} / \partial \mathbf{R}_\lambda & 0 \\ 0 & \partial \mathbf{U} / \partial \mathbf{R}_\lambda & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{X} \\ \Delta \mathbf{R}_\lambda \\ \Delta T \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{V} \\ \mathbf{U} \end{bmatrix}.$$

Здесь:

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{R}_\lambda} = \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right) - \lambda_{\min} \mathbf{E} \right]^T; \quad \frac{\partial \mathbf{U}}{\partial \mathbf{R}_\lambda} = 2 \mathbf{R}_\lambda^T.$$

При применении системы уравнений (1) возникают определенные алгоритмические трудности, связанные с формированием матрицы:

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{X}} \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} \right) - \lambda_{\min} \mathbf{E} \right]^T \mathbf{R}_\lambda.$$

Матрица Якоби УУР является симметричной, ее собственные значения μ_i действительны и в качестве меры допустимости текущего режима ЭС может использоваться величина $\mu_{\min} = \sigma_{\min}$. Тогда уравнения (1) преобразуются к виду:

$$\begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T \Delta \mathbf{Y}) &= 0; \\ \mathbf{V}(\mathbf{X}, \mathbf{R}_\mu) &= \left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} - \mu_{\min} \mathbf{E} \right]^T \mathbf{R}_\mu = 0; \\ \mathbf{U}(\mathbf{R}_\mu) &= \mathbf{R}_\mu^T \mathbf{R}_\mu - 1. \end{aligned} \quad (2)$$

Тогда матрица $\partial \mathbf{V} / \partial \mathbf{X}$ вычисляется следующим образом:

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{X}} \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} - \mu_{\min} \mathbf{E} \right)^T \mathbf{R}_\mu \right] = \frac{\partial}{\partial \mathbf{X}} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} - \delta_{1j} \mu_{\min} \right) r_{\mu i} \\ \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} - \delta_{2j} \mu_{\min} \right) r_{\mu i} \\ \dots \\ \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} - \delta_{nj} \mu_{\min} \right) r_{\mu i} \end{bmatrix}^T,$$

где $\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{при } i = j \\ 0, & \text{при } i \neq j \end{cases}$ – символ Кронекера.

Выполнив дифференцирование, можно записать:

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_1 \partial x_1} r_{\mu i} & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_1 \partial x_2} r_{\mu i} & \dots & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_1 \partial x_n} r_{\mu i} \\ \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_2 \partial x_1} r_{\mu i} & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_2 \partial x_2} r_{\mu i} & \dots & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_2 \partial x_n} r_{\mu i} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_n \partial x_1} r_{\mu i} & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_n \partial x_2} r_{\mu i} & \dots & \sum_{i=1}^n \frac{\partial^2 f_i}{\partial x_n \partial x_n} r_{\mu i} \end{bmatrix}.$$

Отсюда:

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} = \sum_{i=1}^n r_{\mu i} \Gamma_i,$$

где Γ_i – матрица Гессе от функции f_i .

Пример расчета точки Y_2 допустимой области для трехузловой эквивалентной схемы ЭЭС по уравнениям (2), представлен на рис. 1–3 и в таблице. Из графиков видно, что наибольшая норма у группы уравнений \mathbf{V} системы (2) наблюдается на 1-й итерации. При этом норма невязок $\|\mathbf{F}\|$ и определитель полной матрицы убывают квадратично. Число обусловленности этой матрицы максимально на 1-й итерации и на 3-й итерации стабилизируется. Число обусловленности матрицы Якоби УУР на итерациях практически не изменяется. Итерационный процесс завершился за 5 итераций.

Изменение параметров на итерации

№	Узел	P , МВт	Q , МВар	δ , град
1	1	216,85	9,75	28,22
	2	295,4	98,78	27,71
2	1	216,69	12,86	29,06
	2	294,47	98,56	27,64
3	1	217,15	13,23	29,17
	2	297,1	99,66	27,85
4	1	217,16	13,25	29,18
	2	297,17	99,69	27,86
5	1	217,16	13,26	29,18
	2	297,17	99,69	27,86

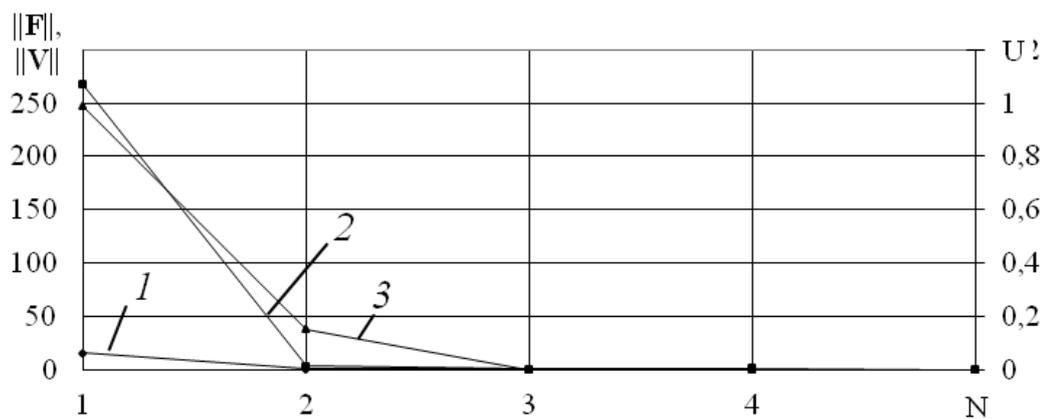


Рис. 1. Изменение невязок на итерациях при расчете допустимого режима

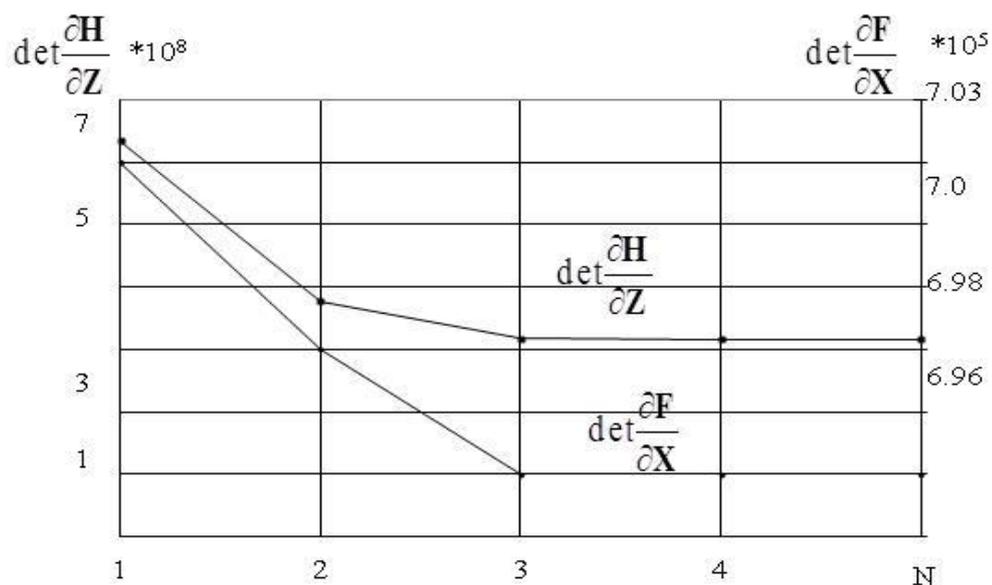


Рис. 2. Изменение определителя матрицы Якоби и полного определителя уравнений (2) на итерациях

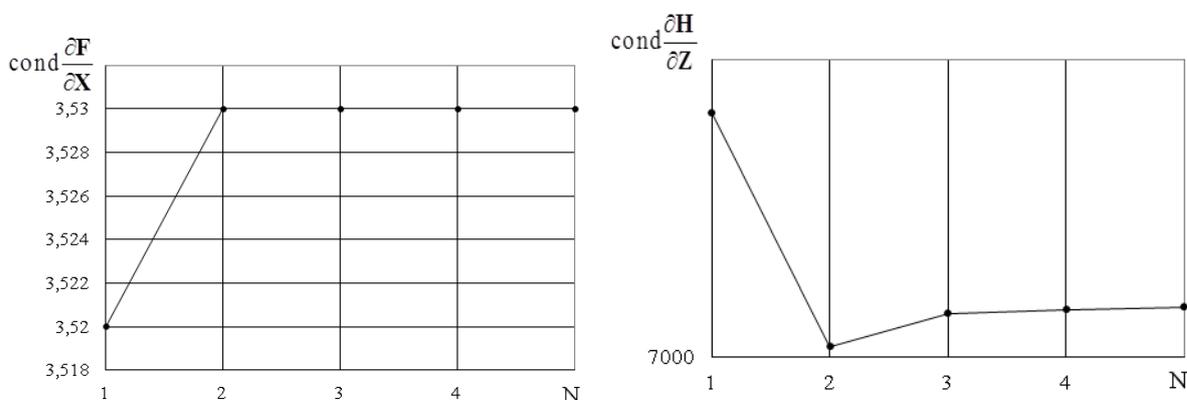


Рис. 3. Изменение числа обусловленности определителя Якоби на итерациях

При учете активных сопротивлений алгоритмических затруднений можно избежать на основе использования другой модификации уравнений (1), а именно [2, 3]:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}) &= 0; \\ \mathbf{V}_1(\mathbf{X}, \mathbf{K}, \mathbf{L}) &= \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{K} - \sigma_{\min} \mathbf{L} = 0; \\ \mathbf{V}_2(\mathbf{X}, \mathbf{K}, \mathbf{L}) &= \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right) \mathbf{L} - \sigma_{\min} \mathbf{K} = 0; \\ \mathbf{V}_3(\mathbf{K}) &= \mathbf{K}^T \mathbf{K} - 1 = 0. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Решение уравнений (3) методом Ньютона связано с поиском корней следующей системы линейных уравнений(СЛУ):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} & 0 & 0 & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial T} \\ \frac{\partial \mathbf{V}_1}{\partial \mathbf{X}} & \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T & -\sigma_{\min} \mathbf{E} & 0 \\ \frac{\partial \mathbf{V}_2}{\partial \mathbf{X}} & -\sigma_{\min} \mathbf{E} & \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} & 0 \\ 0 & 2\mathbf{K}^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{X} \\ \Delta \mathbf{K} \\ \Delta \mathbf{L} \\ \Delta T \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{F} \\ \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \\ U \end{bmatrix}.$$

Здесь:

$$\frac{\partial \mathbf{V}_1}{\partial \mathbf{X}} = \sum_{i=1}^n k_i \Gamma_i$$

или

$$\frac{\partial \mathbf{V}_2}{\partial \mathbf{X}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{X}} \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{L} \right] = \begin{bmatrix} \Gamma_{11} \mathbf{L} & \Gamma_{12} \mathbf{L} & \dots & \Gamma_{1n} \mathbf{L} \\ \Gamma_{21} \mathbf{L} & \Gamma_{22} \mathbf{L} & \dots & \Gamma_{2n} \mathbf{L} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Gamma_{n1} \mathbf{L} & \Gamma_{n2} \mathbf{L} & \dots & \Gamma_{nn} \mathbf{L} \end{bmatrix},$$

где Γ_{ij} – j -строка матрицы Γ_i .

Таким образом, трудности, связанные с формированием матрицы

$$\frac{\partial \mathbf{V}}{\partial \mathbf{X}} = \frac{\partial}{\partial \mathbf{X}} \left[\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right) - \lambda_{\min} \mathbf{E} \right]^T, \text{ снимаются.}$$

Список литературы

1. Методика расчета допустимых режимов сложных энергосистем / А.М. Конторович [и др.]. Томск: Томский политех. ин-т, 1990.

2. Крюков А.В., Захаров С.В., Намогуруев Б.Б. Математические модели допустимых режимов сложных энергосистем // Сб. науч. тр. ВСГТУ. 1997. Вып. 4. С. 19–22.

3. Алгоритм построения областей допустимых режимов для сложных энергосистем / А.В. Крюков [и др.] // Сб. науч. тр. ВСГТУ. С. 14–18.

4. Оценка статической устойчивости электрических систем на основе решения уравнений установившегося режима / В.Н. Веников [и др.] // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1971. № 5.

5. Крюков А.В. Оперативное определение запасов статической устойчивости ЭЭС // Моделирование ЭЭС: тез. докл. X науч. конф. Каунас, 1991.

УДК 621.3

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСИНХРОННОГО АПВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСТОЧНИКАХ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

А.П. Соколов, О.В. Газизова, А.В. Малафеев
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»
Магнитогорск, Россия
logan_b_7@mail.ru

Аннотация. Развитие промышленных источников распределенной генерации приводит к существенному усложнению эксплуатационных и аварийных режимов заводских систем электроснабжения и требует повышения качества управления возможными переходными режимами с целью снижения аварийных простоев электрооборудования. Распространенной практикой при выходе местной электростанции на раздельную работу является использование методов точной синхронизации для восстановления параллельной работы с энергосистемой, что увеличивает недоотпуск электроэнергии в сеть. Целью данной работы является разработка методики применимости группового и индивидуального несинхронного АПВ при выходе электростанции на раздельную работу с электроэнергетической системой.

Ключевые слова: синхронный генератор, переходный режим, ресинхронизация, несинхронное АПВ, программное обеспечение, раздельная работа.

THE QUESTION OF THE APPLICATION OF NONSYNCHRONOUS AR ON INDUSTRIAL SOURCES OF DISTRIBUTED GENERATION

A.P. Sokolov, O.V. Gazizova, A.V. Malafeyev
G.I. Nosov Magnitogorsk State Technical University
Magnitogorsk, Russian Federation
logan_b_7@mail.ru

Abstract. The development of industrial sources of distributed generation leads to a significant complication of the operational and emergency modes of factory power supply systems and requires improving the quality of management of possible transient modes

in order to reduce emergency outages of electrical equipment. A common practice when the power plant goes to separate operation is to use accurate synchronization methods to restore parallel operation with the power grid, which reduces the output of electricity to the network. The purpose of this work is to develop a methodology for the applicability of group and individual asynchronous reclosing when the power station goes to work separately with the electric power system.

Key words: synchronous generator, transient mode, resynchronization, asynchronous AR, software, separate operation.

Современные требования функционирования промышленных предприятий включают в себя повышение надежности электроснабжения потребителей при одновременном снижении себестоимости производимой продукции. С этой целью крупные промышленные предприятия существенно усложняют собственные электрические сети и повышают долю местных электростанций в общем количестве потребляемой энергии [1]. В связи с этим повышаются требования к режиму оперативно-диспетчерских служб промышленных электростанций и усложняются возможные эксплуатационные и аварийные режимы промышленных систем электроснабжения [2, 3]. В таких условиях не исключен выход промышленной электростанции на раздельную работу с энергосистемой в результате короткого замыкания и работы релейной защиты, а также снижения частоты и последующей работы делительной автоматики [4], что обуславливает актуальность данной работы.

Восстановление нормальной работы с электроэнергетической системой может производиться разными способами. Наиболее распространенным является метод точной синхронизации, при котором каждый генератор вводится в синхронизм с энергосистемой обособленно. Данный способ обладает рядом недостатков, в том числе длительностью простоя электрооборудования, недоотпуском электроэнергии и возможной потерей электроснабжения ответственных потребителей, питающихся от генераторного напряжения. Другим способом является синхронизация электростанции с энергосистемой при контроле частоты и напряжения в точке синхронизации. Такой способ также требует длительного времени для введения оборудования в работу и применяется довольно редко.

С целью повышения эффективности управления послеаварийными режимами возможно применение несинхронного АПВ (НАПВ) [5]. Данная автоматика может быть использована в двух видах: быстрое АПВ, когда углы между векторами напряжений, энергосистемой и шинами электростанции не успевают достичь критических значений, что обеспечивает быстрое втягивание в синхронизм в результате ресинхронизации, а также несинхронное включение в установившемся режиме электростанции с энергосистемой при определенной небольшой

разности частот. В [6] приводятся условия оценки допустимости применения НАПВ в электроэнергетических системах. Задачей данной работы является адаптация данных положений к условиям функционирования промышленных систем электроснабжения с целью повышения эффективности управления послеаварийными режимами местных источников электроэнергии, что снизит затраты от недоотпуска электроэнергии.

Чтобы оценить эффективность НАПВ в промышленных сетях необходимо соответствующее программное обеспечение, позволяющее исследовать режимы ресинхронизации отдельных генераторов и их групп после различных возмущений в сети. На кафедре ЭПИ МГТУ им. Г.И. Носова разработан программный комплекс КАТРАН, основанный на сочетании методов последовательного эквивалентирования и последовательных интервалов [7]. Программа позволяет исследовать переходные электро-механические процессы в следующих режимах: режим трехфазного короткого замыкания и его последующее отключение; выход электростанции на раздельную работу в результате действия делительной автоматики и последующая ресинхронизация; выход электростанции на раздельную работу в результате КЗ и последующая ресинхронизация.

При параллельной работе с энергосистемой режим ресинхронизации рассчитывается с учетом асинхронных мощностей между каждым из генераторов и энергосистемой. При выходе на раздельную работу генераторы синхронизируются относительно друг друга, поэтому расчет асинхронных мощностей существенно усложняется и учитывает долю каждого генератора в определении уровня напряжения в сети.

В общем случае при определении допустимости применения НАПВ необходимо учитывать максимальные токи и моменты, возникающие при несинхронном включении. Разработанный программный комплекс позволяет рассчитывать данные величины для каждого генератора и трансформатора в режиме ресинхронизации с учетом насыщения и демпферных моментов синхронных машин, что обуславливает научную новизну работы и личный вклад авторов. Далее предполагается сравнение их со значениями, соответствующими режиму трехфазного КЗ на выводах рассматриваемого элемента сети, созданному из режима холостого хода при номинальных частоте вращения и напряжении [6].

Характеристики снимались на примере промышленной электростанции (рис. 1). Выход на раздельную работу осуществлялся по шинам 3 кВ генераторов Г-1, Г-2 в результате КЗ длительностью 0,2 с с последующим восстановлением параллельной работы через 1 с [8]. При этом секционный выключатель был принят включенным. Результаты расчета переходного процесса приведены на рис. 2.

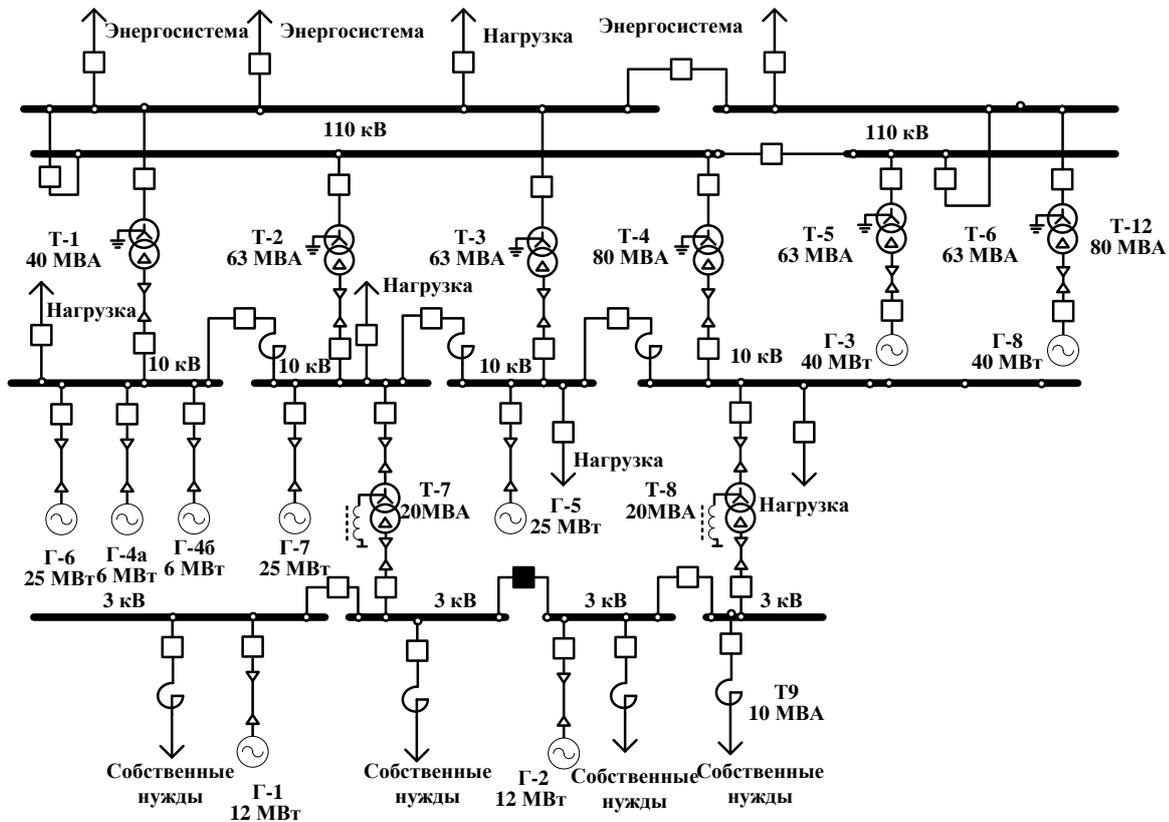


Рис. 1. Схема электрических соединений промышленной электростанции

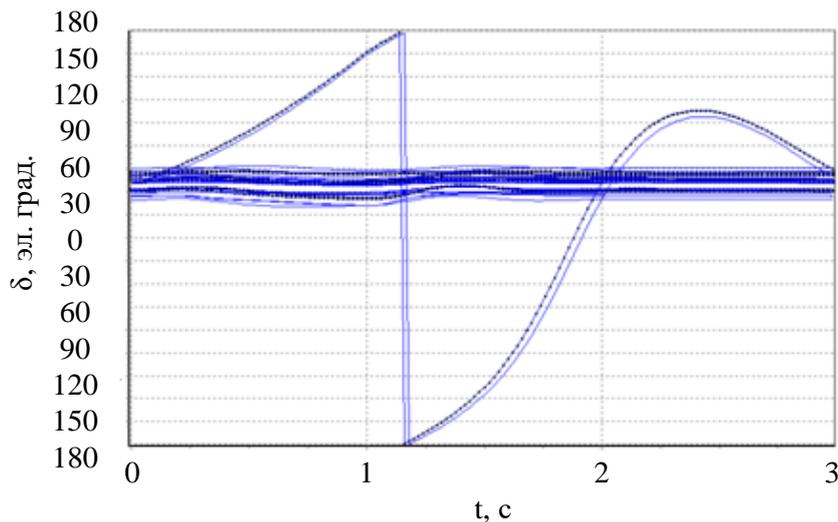


Рис. 2. Зависимость собственных углов генераторов во времени

Таким образом, на графике, представленном выше, видно, что в результате короткого замыкания и последующего выхода на раздельную работу генераторы Г-1 и Г-2 выпали из синхронизма относительно других генераторов сети (на рис. 1 показаны не все), совершив один проворот. Далее в результате действия НАПВ они втягиваются в синхронизм, имея максимальный заброс угла 95° . Что касается оставшихся генераторов

электростанции, то изменения их углов происходят в пределах от 20 до 50°. Здесь можно говорить об успешности НАПВ. Более того, после несинхронного включения обеспечивается быстрая ресинхронизация и не нарушается устойчивость основных нагрузок. Это, в свою очередь, говорит о верном выборе оборудования электрической станции и высоком быстродействии автоматики.

Таким образом, разработанный программный комплекс позволяет оценить возможность применения несинхронного АПВ в условиях промышленного предприятия и повысить эффективность управления аварийными режимами с выходом на отдельную работу, что обуславливает практическую значимость исследований.

Список литературы

1. Ачитаев А.А., Удалов С.Н., Юманов М.С. Повышение запаса регулировочной способности генераторов в энергетических системах с распределенной генерацией // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: сб. науч. тр. VII Междунар. науч. конф. молодых ученых. Новосибирск, 2015. С. 8–10.

2. Газизова О.В., Кондрашова Ю.Н., Малафеев А.В. Повышение эффективности управления режимами электростанций промышленного энергоузла за счет прогнозирования статической и динамической устойчивости при изменении конфигурации сети // Электротехнические системы и комплексы. 2016. № 3(32). С. 27–38.

3. Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Исследование динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями при отделении от энергосистемы в результате короткого замыкания // Вестник Южно-Уральского государственного университета. 2008. № 17(117). С. 72–74. (Сер. «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника»).

4. Газизова О.В., Малафеев А.В., Кондрашова Ю.Н. Определение предельных параметров режимов для обеспечения успешной ресинхронизации объектов распределенной генерации в условиях предприятия черной металлургии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. 2016. Т. 16, № 4. С. 12–22. (Сер. «Энергетика»).

5. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем: монография. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. Кн. 1. 369 с.

6. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1977.

7. Бернас С., Цёк З. Математические модели элементов электро-энергетических систем. М.: Госэнергоиздат, 1963. 152 с.

8. Малафеев А.В., Буланова О.В., Кондрашова Ю.Н. Исследование влияния автоматических регуляторов промышленных генераторов на параметры переходных процессов коротких замыканий и выхода на раздельную работу // Главный энергетик. 2011. № 3. С. 26–29.

УДК 621.311

УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ МИКРОСЕТИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Е.О. Солдусова¹, А.В. Проничев¹, Е.М. Шишков²

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»

Самара, Россия

²Филиал ФГБОУ ВО «СамГТУ» в г. Новокуйбышевске,

Новокуйбышевск, Россия

esoldusova@inbox.ru

Аннотация. Математическое моделирование и расчет электрических режимов микрогрида были произведены в ПК RastrWin3 с целью учета потерь в электро-энергетической системе. Были написаны программы для программируемого реле ОВЕН в среде OWEN Logic, которые реализуют автоматизированное управление режимом микросети.

Ключевые слова: Blockchain, микрогрид, солнечная энергетика, распределенная генерация.

DEVICE FOR AUTOMATIC CONTROL OF MICROGRID MODES WITH DISTRIBUTED GENERATION

E.O. Soldusova¹, A.V. Pronitchev¹, E.M. Shishkov²

¹Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

²Novokuybyshevsk Branch of Samara State Technical University

Novokuybyshevsk, Russian Federation

esoldusova@inbox.ru

Abstract. Mathematical modeling and calculation of the microgrid electric regimes were performed in the RastrWin3 program with the aim of accounting for losses in the electric power system. The management program for the isolated power system was compiled in the OWEN Logic software.

Key words: Blockchain, microgrid, photovoltaics, distributed generation.

Современная электроэнергетика – одна из самых наукоёмких и технологичных отраслей промышленности. Одним из перспективных направлений для поиска решений задач управления режимами

и коммерческого учёта электроэнергии в электроэнергетических системах является применение технологий распределённого реестра – Blockchain, что обусловлено повышением доступности возобновляемых источников энергии, объединяемых в системы с распределённой генерацией [1].

В данной работе предлагается использование автоматического устройства, реализующего технологию Blockchain, для учёта переданной и потреблённой в каждом узле сети электроэнергии посредством системы самоисполняемых контрактов, а также осуществляющего функции автоматизированного управления режимами микрогрида.

Целью настоящей работы является обоснование и реализация принципов управления режимами и коммерческого учёта электроэнергии в микрогридах с помощью автоматического устройства, реализующего технологию Blockchain. Управление режимом в данном случае направлено на сокращение необходимых резервов мощности с учётом требуемого уровня надёжности электроснабжения и качества электроэнергии. При этом рыночный механизм в рамках микросети организован на основе подходов [2–3].

Результаты

Расчет режима работы рассматриваемой системы был произведен в программе RastrWin3 с целью учета потерь в электроэнергетической системе.

Схема электроснабжения 0,4 кВ состоит из некоторого числа узлов нагрузки и одного балансирующего узла. Каждый узел – это дом с собственной генерацией в виде небольшой солнечной электростанции в комбинации с аккумуляторными батареями. В качестве балансирующего узла в реальной системе может выступать вторичная обмотка трансформатора 6(10)/0,4 кВ либо дизель-генераторная установка (ДГУ).

На рис. 1 представлен график зависимости дефицита мощности (разницы между потребляемой и вырабатываемой мощностями) от числа участников микрогрида для коттеджного поселка. Установленная мощность каждого дома равна 14 кВт. Для расчетов использовались 7 вариантов солнечных станций: 1,5 кВт; 2,4 кВт; 3,2 кВт; 4 кВт; 4,5 кВт; 6 кВт; 8 кВт.

Расчет потребляемой мощности производился по методике, аналогичной методике расчета мощности силовых трансформаторов 10/0,4. В данной методике используются следующие коэффициенты: коэффициент спроса, который отвечает за то, что каждый отдельный дом не будет потреблять мощность, равную установленной, и коэффициент

одновременности, который отвечает за то, что все дома в микросети не будут одновременно потреблять мощность, равную их установленной. Значения этих коэффициентов определяются количеством участников микрогрида.

Из графика (рис. 1) видно, что при наличии 37 участников в системе достаточно приобрести солнечную станцию 1,5 кВт, т. е. снизить установленную мощность станции одного участника микрогрида в 9,3 раза.

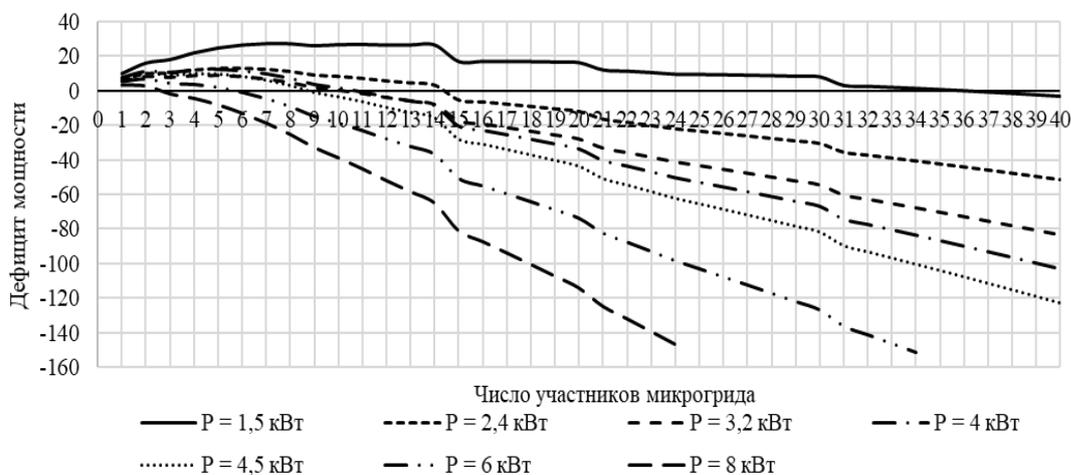


Рис. 1. График зависимости дефицита мощности от числа участников микрогрида (коттеджный поселок)

На рис. 2 представлен график зависимости дефицита мощности от числа участников микрогрида для дачного поселка. Установленная мощность каждого дома равна 5 кВт. Для расчетов использовались 5 вариантов солнечных станций: 0,8 кВт; 1,5 кВт; 2,4 кВт; 3,2 и 4 кВт.

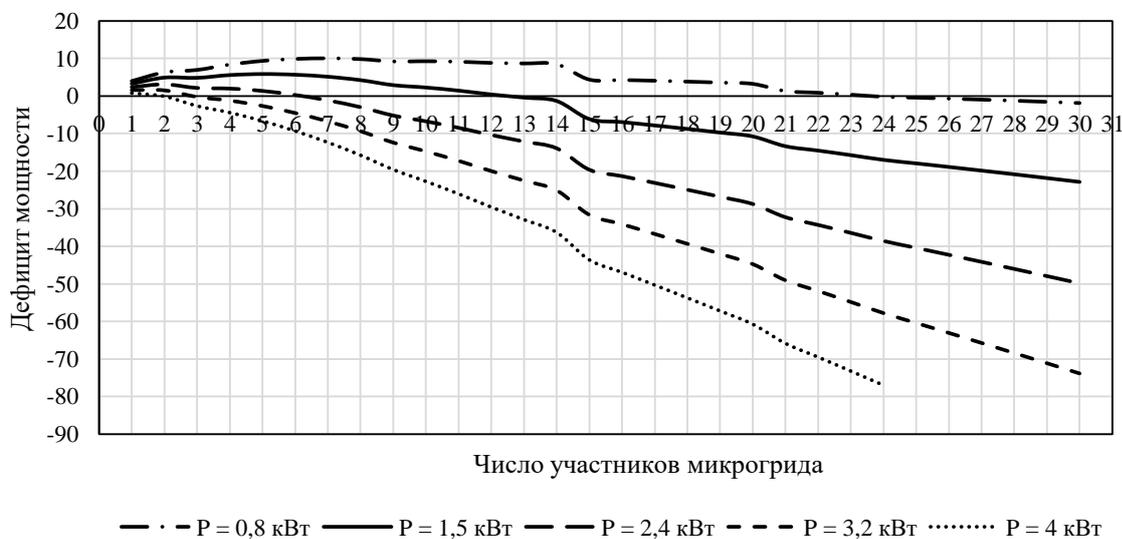


Рис. 2. График зависимости дефицита мощности от числа участников микрогрида (дачный поселок)

Из графика (рис. 2) видно, что при наличии 24 участников в системе достаточно приобрести солнечную станцию 0,8 кВт, т.е. снизить установленную мощность станции одного участника микрогрида в 7,5 раз.

По созданному ранее алгоритму [4] были написаны программы для программируемого реле ОВЕН в ПО OWEN Logic. Программы для головного и ведомых устройств (рис. 3 и 4) реализуют автоматизированное управление режимом микросети. После подачи сигнала о введении в работу на головное устройство в системе начинается непрерывный расчет и запись баланса активной мощности в энергосистеме с дискретностью 1 с. В случае соблюдения баланса мощности, превышение генерируемой $\sum P_{uk}$ над потребляемой мощностью $\sum P_{nk}$ или наоборот, соответствующий сигнал подается на каждое ведомое устройство в сети. В ведомом устройстве пользователя ведется расчет локального баланса активной мощности, от которого зависит дальнейший учет балансов пользователя в реальной и внутренней валютах. Если в доме k -го пользователя сети имеется избыток по генерируемой активной мощности P_{uk} , то он выдает ее в сеть микрогрида, если дефицит – энергия потребляется из сети, уменьшая пропорционально тарифу баланс пользователя в реальной или внутренней валюте.

Рассмотрим такую ситуацию, когда собственной электроэнергии в микрогриде не хватает – потребляемая мощность $\sum P_{nk}$ превышает генерируемую $\sum P_{uk}$. В этой ситуации по сигналу головного устройства происходит автоматический ввод резерва на заданную им мощность.

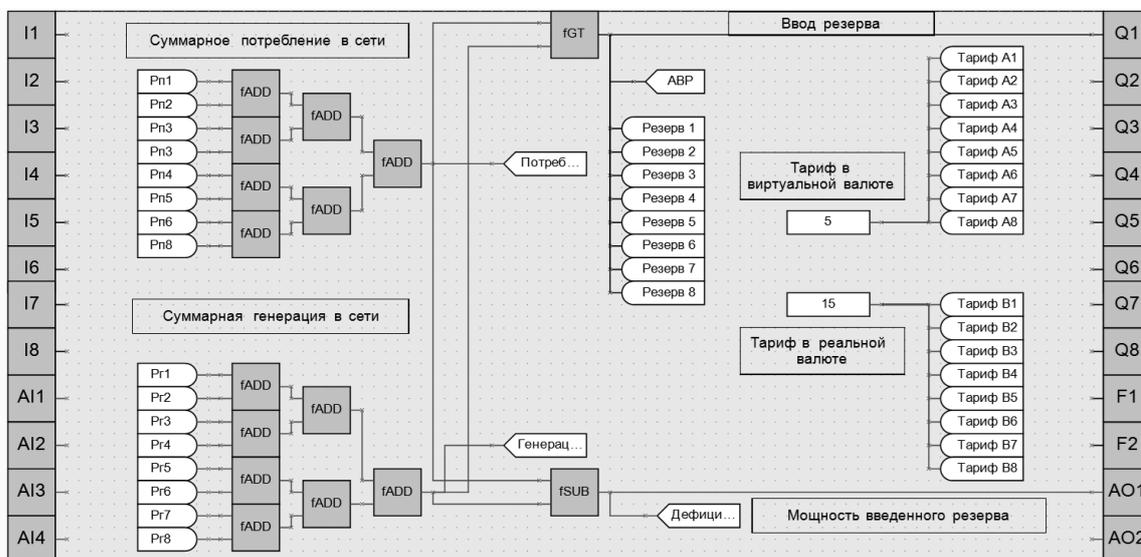


Рис. 3. Программа управления изолированной энергосистемой для головного устройства

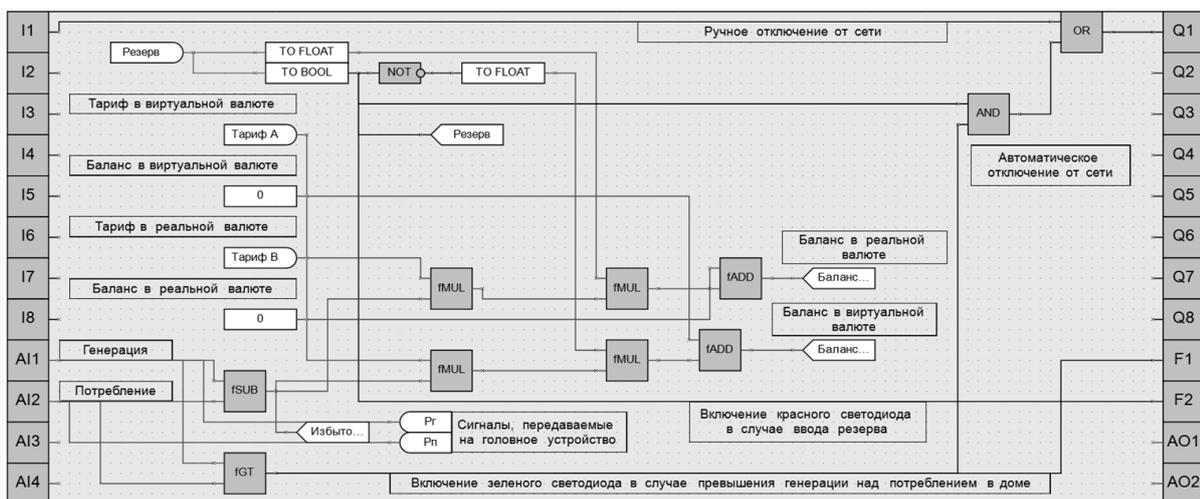


Рис. 4. Программа управления изолированной энергосистемой для ведомых устройств

Выводы

Использование распределённой генерации в малых изолированных энергосистемах является экономически оправданным: срок окупаемости устройств распределённой генерации значительно меньше срока их эксплуатации.

Увеличение числа участников микрогрида приводит к значительному снижению установленной мощности генерации и, следовательно, её стоимости.

Для организации взаиморасчётов между собственниками объектов малой генерации в микрогриде возможно применение технологии самоисполняемых контрактов.

Рассматриваемая система взаиморасчётов хорошо масштабируется и может быть применена не только в рамках микрогрида, но и при объединении нескольких микрогридов в единую сеть.

Список литературы

1. Arnold G.W. Challenges and opportunities in smart grid: a position article // Proceedings of the IEEE. 2011. Vol. 99, № 6. P. 922–927.
2. Block C., Neumann D., Weinhardt C. A Market Mechanism for Energy Allocation in Micro-CHP Grids // Proceedings of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences. 2008. P. 1–11.
3. Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting / J. Pascual [et al.] // Applied Energy. 2015. Vol. 158. P. 12–25.
4. Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М. Разработка алгоритма управления режимом изолированной энергосистемы // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: мат. докл. XII Всерос. открытой молодеж. науч.-практ. конф. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. С. 430–434.

УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Л.В. Толстихина, Н.С. Фроленко
ФГАОУ ВПО «СФУ», Саяно-Шушенский филиал СФУ
Саяногорск, р.п. Черёмушки, Россия
0709-1995@mail.ru

Аннотация. В последнее десятилетие возрос интерес к гидроэнергетическим ресурсам. Всё большее внимание уделяется малой генерации. Малые ГЭС (МГЭС) обеспечивают энергоснабжение удалённых потребителей. Наиболее важным требованием для станции является безопасное управление гидроэнергетическим режимом и безопасная система защиты гидроэнергетического комплекса. При исследовании использовались методы математического моделирования, интерактивная среда Simulink. Создан алгоритм управления работой МГЭС при ограниченных водных ресурсах. Создана модель интеллектуального электронного устройства (ИЭУ) с интеграцией контроля электрических и механических элементов, включая систему подачи воды, связи, мониторинга и защиты МГЭС. ИЭУ может обеспечить автономную работу и определить приоритетность безопасного управления водными ресурсами.

Ключевые слова: малые ГЭС; интеллектуальные сети; гидроэнергетический потенциал; алгоритм работы.

MANAGEMENT OF THE MODE OF SMALL GENERATION WITH APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE

L.V. Tolstikhina, N.S. Frolenko
Siberian Federal University, Sayano-Shushensky branch office
Sayanogorsk, Cheryomushki, Russian Federation
0709-1995@mail.ru

Abstract. In the last decade, interest in hydropower resources has increased. More and more attention is paid to small generation. Small hydropower plants (SHPPs) provide power to remote consumers. The most important requirement for the plant is the safe management of the hydropower regime and the safe system for protecting the hydropower complex. The research used mathematical modeling methods, the interactive environment of Simulink. An algorithm for controlling the operation of the SHPP with limited water resources has been created. A model of an intelligent electronic device (IED) with integration of control of electrical and mechanical elements, including the water supply, communication, monitoring and protection system of the SHPP was created. The IED can provide autonomous work and prioritize the safe management of water resources.

Key words: small HPPs; artificial intelligence; hydropower potential; operating algorithm.

В последние годы повысился интерес к малой гидроэнергетике. Как показала отечественная и зарубежная практика, малые ГЭС являются эффективным, экономичным и экологически чистым средством производства электроэнергии [1].

Современная концепция развития электроэнергетики основана на создании интеллектуальных сетей и счетчиков, управлении многоуровневой генерацией, а также на распределении и потреблении электроэнергии, использовании цифровых технологий и т. д. [2].

Система управления должна обеспечивать оптимальную работу, следить за состоянием оборудования, отличать аномальные и докризисные ситуации на МГЭС и предотвращать их развитие, предоставлять необходимую информацию оперативному персоналу. Интеллектуальной основой современных систем управления и диспетчеризации является программное обеспечение и комплекс алгоритмов, которые обеспечивают оптимальные условия работы МГЭС онлайн при различной нагрузке потребителя. Обязательной должна быть регистрация временных, суточных и сезонных изменений погоды и климатических условий. Все базовые функциональные возможности интеллектуальных систем управления должны предоставляться на программном уровне [3].

Необходимо решение с минимальными функциональными возможностями для эксплуатации станции и наиболее важными требованиями для надежных и экономичных затрат, а также эффективная работа с максимально возможной доступностью [4].

Подход состоит в том, чтобы интегрировать функции мониторинга станции, турбины и генератора в одно защитное и управляющее интеллектуальное электронное устройство (ИЭУ) [6].

Огромное количество различных решений, которые существуют сегодня, не позволяет установить одну систему возбуждения.

Для того чтобы наглядно представить предлагаемое решение дистанционного управления, а также проанализировать его функциональность и эффективность, была создана имитационная модель с помощью графической среды Simulink.

Моделирование проводилось для трёх режимов:

1. Непрерывный контроль уровня воды. Уровень контролируется путем изменения потока через затвор, а также турбину, но с использованием затвора только тогда, когда требуемый расход выше, чем турбина может принять в данный момент;

2. Контроль за уровнем воды до определённого установившегося значения. Работа гидротурбины не должна выходить за пределы рабочего режима работы;

3. Прерывистая работа. Когда уровень воды приближается к верхнему и нижнему пределам, турбина автоматически запускается и останавливается, соответственно.

Должен быть создан алгоритм оптимизации, определяющий режим управления МГЭС, в том числе той, которая не имеет водоприёмника и работает от естественного потока воды. В работе рассмотрено моделирование режима прерывистой работы (рис. 1), когда приток воды в водоприёмнике остается постоянным.

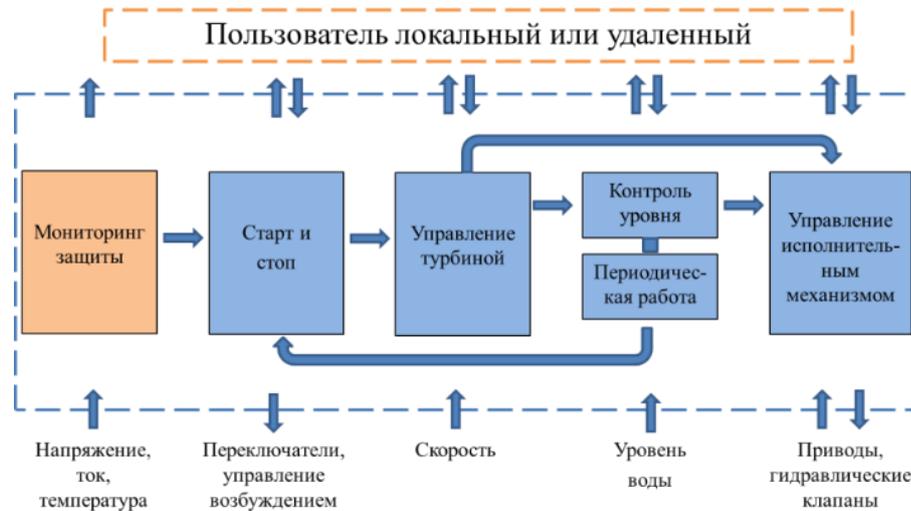


Рис. 1. Схема прерывистой работы

На рис. 2 представлена схема имитационной модели, когда гидравлическая турбина подключается к синхронному генератору, который включен в трёхфазную сеть. На рис. 3 показана структурная схема математической модели. Блоки осциллографа подключены таким образом, чтобы следить за скоростью вращения вала турбины, входным и выходным напряжением, а также развиваемой мощностью.

Также в схеме имитационной модели использовались блоки: гидравлической турбины и регулятора, источника постоянного сигнала, упрощенной модели синхронной машины в относительных единицах, шинного селектора, среднеквадратичного (действительного) значения сигнала, подсистемы с выходным портом.

Из структурной схемы видим, что для начала создается модель гидравлической турбины с системой регулирования, в состав которой входит сервомотор и управляющий регулятор. Выходные значения блока гидравлической турбины это механическая мощность, которая подается на блок синхронного генератора и открытия направляющего аппарата.

Синхронный генератор (с неявнополюсным ротором) включается на трехфазную сеть. Через выходной порт блока формируются векторные сигналы: токов, напряжений и ЭДС обмотки статора по фазам, а также скорость ротора, электромагнитная мощность. Для удобства воспользуемся блоком шинного селектора, который производит извлечение переменных из выходного вектора измеряемых переменных синхронного генератора.

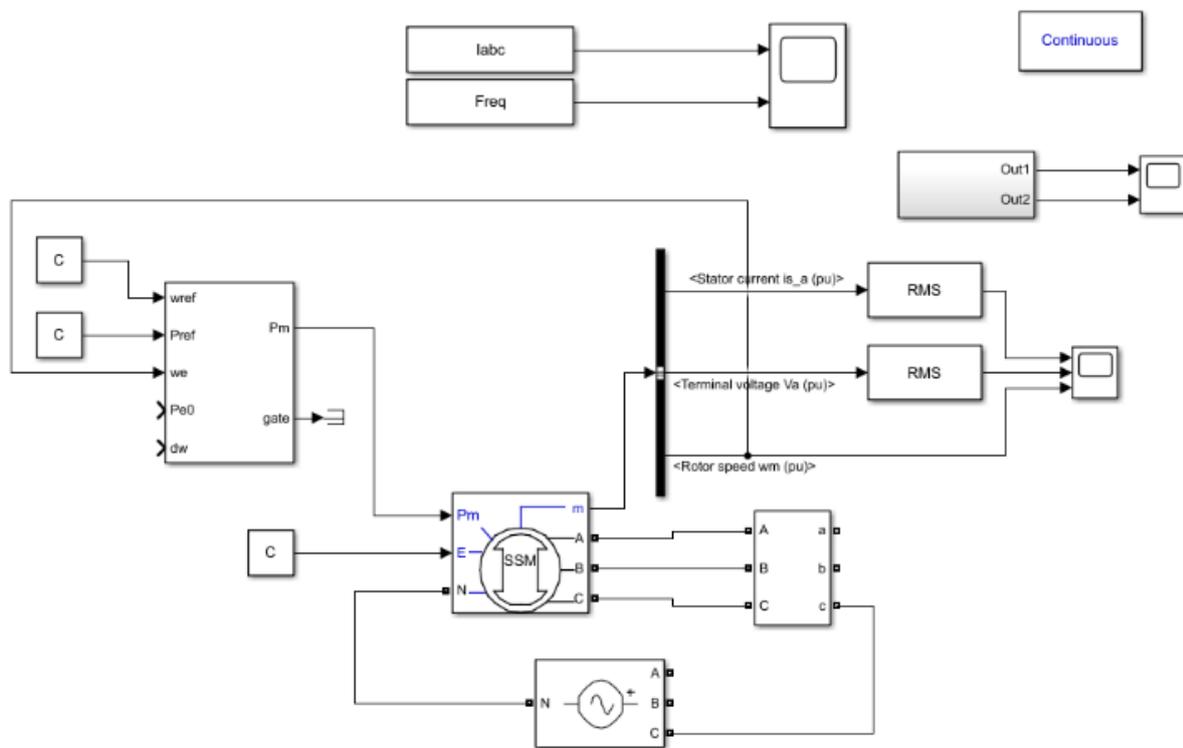


Рис. 2. Схема имитационной модели

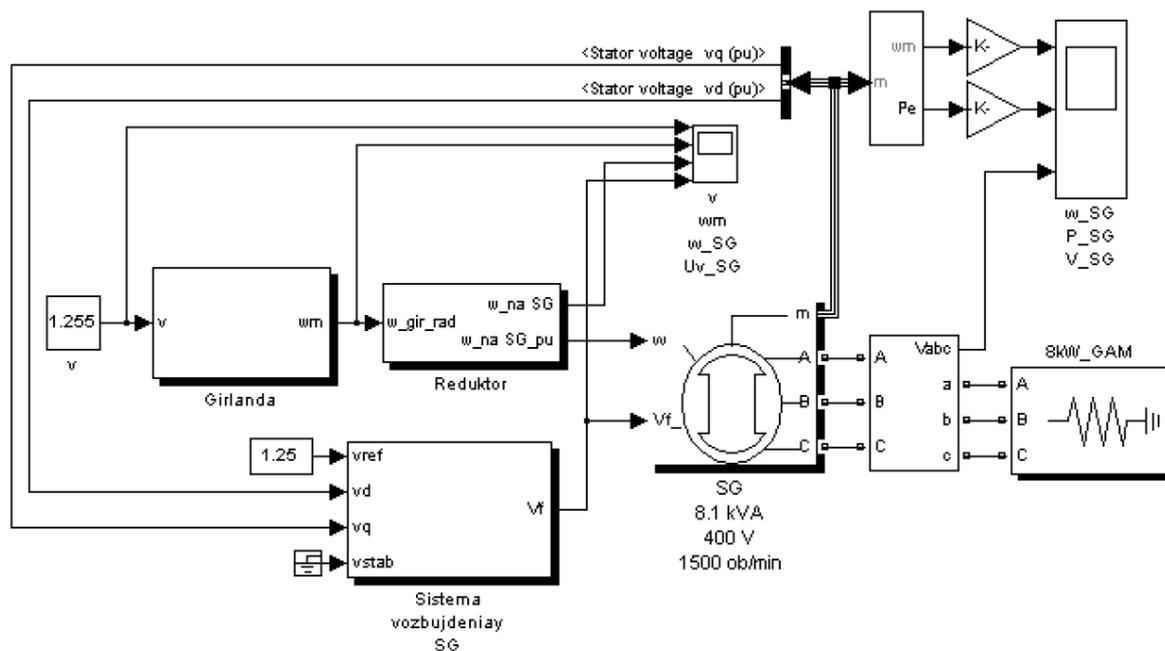


Рис. 3. Структурная схема математической модели

Из блока шинного селектора переменные поступают на блок среднеквадратичного значения сигнала, потом подаются на блок осциллографа, который строит график для визуализации результатов модели.

На рис. 4 представлены графики выходного напряжения для фазы С на генераторе и скорость вращения вала турбины.

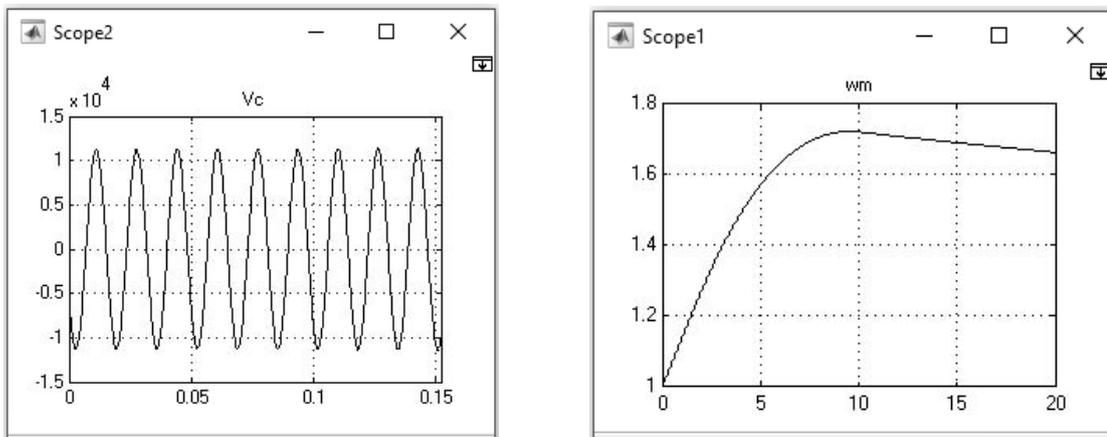


Рис. 4. График выходного напряжения и скорости вращения

Таким образом, можно сделать вывод, что малые ГЭС могут работать в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Эксплуатационные расходы снижаются, повышается эффективность функционирования МГЭС. Создание сети полностью автоматизированных МГЭС с контролем из единого центра позволит эффективно решать проблемы автономного энергообеспечения промышленных и сельскохозяйственных предприятий и удаленных объектов.

Список литературы

1. Берг Л. Гидроэнергетика как фактор устойчивого развития // Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии: докл. и выступления 6-й науч.-техн. конф. СПб., 2012. С. 130–167.
2. Малая гидроэнергетика / Л.П. Михайлов [и др.]. М.: Энергаториздат, 1989. 184 с.
3. Small hydropower in Latvia and intellectualization of its operating system / F. Mahnitko [et al.] // Latv. J. Phys. and Techn. Sci. 2013. Vol. 50, № 6. P. 3–15.
4. Опыт разработки и внедрения систем автоматического управления и дистанционного контроля малых ГЭС / Д.Р. Волков [и др.] // Гидротехника. 2016. № 1. С. 10–11.
5. Исследование возможности работы малой генерации в энергосистеме Республики Хакасия / Н.С. Фроленко [и др.] // Электроэнергетика глазами молодёжи – 2017: матер. VIII Междунар. молодёж. науч.-техн. конф. Самара, 2017. Т. 3. 342 с.
6. Artificialintelligence / M. Callavik [et al.] // Int. Water Power and Dam Constr. 2004. Vol. 56, № 8. P. 20–22.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

УДК 621.316.925

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА 6–35 кВ

Багаутдинов И.З.¹, Кувшинов Н.Е.²

¹ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ»

²ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Казань, Россия

ilyas_81992@mail.ru

Аннотация. Одним из путей минимизации расходов на создание полноценной системы релейной защиты, автоматики, сигнализации и измерений является отказ от ее построения в виде совокупности отдельных терминалов, вычислительного и коммуникационного оборудования и объединении всех необходимых функций в одном устройстве, выполненном на микропроцессорной элементной базе. Вычислительная мощность и объем памяти современных моделей микропроцессоров позволяют реализовывать достаточно сложные алгоритмы релейной защиты, автоматики и измерения, а требуемая надежность достигается дублированием функций на программном и аппаратном уровне. В данный момент смоделирована математическая модель распределительного устройства и проведено моделирование установившихся и переходных режимов его работы.

Ключевые слова: распределительное устройство, электрическая схема, трансформатор, разъединитель.

DEVELOPMENT OF THE MATHEMATICAL MODEL OF A DISTRIBUTION POINT 6–35 kV

I.Z. Bagautdinov¹, N.N. Kuvshinov²

¹Kazan National Research Technical University. A.N. Tupolev-KAI

²Kazan State Energy University

Kazan, Russian Federation

ilyas_81992@mail.ru

Abstract. One of the ways to minimize the cost of creating a full-fledged relay protection, automation, signaling and measurement system is the refusal to build it in the form of a set of individual terminals, computing and communication equipment and combining all the necessary functions in a single device executed on a microprocessor-based element base. The computing power and memory capacity of modern models of microprocessors allow implementing complex algorithms of relay protection, automation and measurement, and the required reliability is achieved by duplicating functions at the software and hardware level. At the moment, the mathematical model of the switchgear has been modeled and simulations of steady and transient modes of its operation have been carried out.

Key words: switchgear, electrical circuit, transformer, disconnecter.

Формирование принципиальной электрической схемы модельного распределительного пункта

Исходя из [1] можно выделить пять наиболее характерных типов присоединений (ячеек) РТП: ячейка ввода (питающей линии), ячейка отходящей линии, ячейка трансформатора напряжения, ячейка секционного выключателя, ячейка подключения силового трансформатора. Типичная схема главных цепей для каждого из указанных типов показана на рис. 1 и 2.

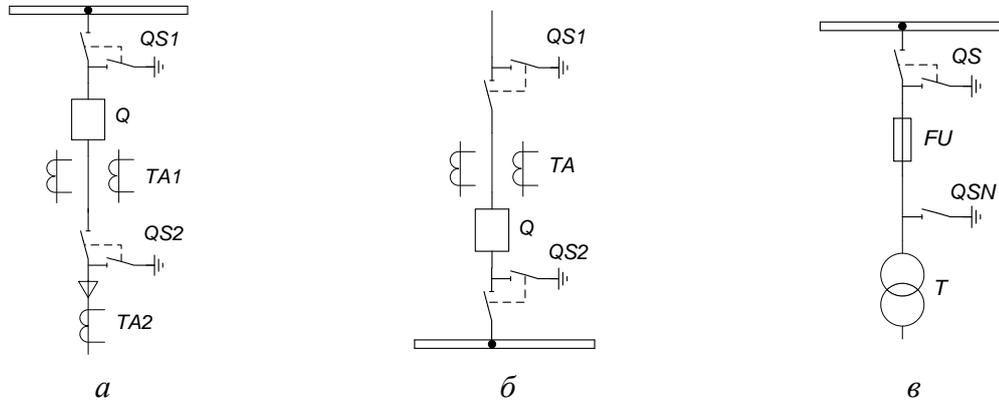


Рис. 1. Схема ячейки отходящей линии (а), ввода (б) и силового трансформатора (в) для РТП

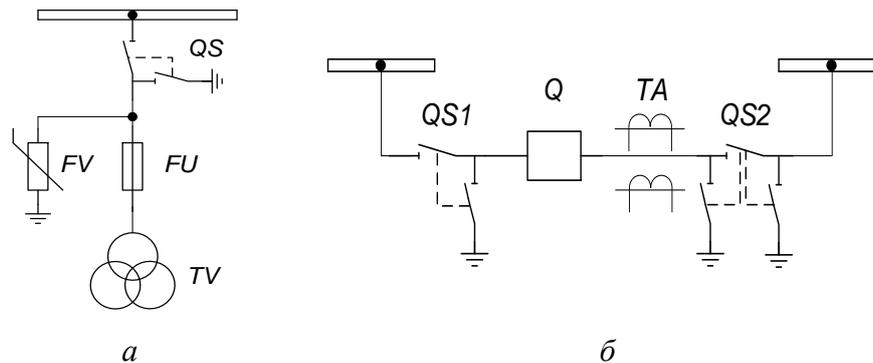


Рис. 2. Схема ячейки трансформатора напряжения (а) и секционного выключателя (б)

Распределительные пункты, как правило, имеют одну систему шин, разделенную на две секции. Примем такую схему и для модельной РТП. На каждую секцию потребуется одна ячейка ввода, одна ячейка трансформатора напряжения и одна ячейка силового трансформатора для питания потребителей 0,4 кВ. Присоединение секционного выключателя будет выполнено по схеме рис. 2, б.

Так как реальные токи отходящих линий могут достигать 100–200 А, то именно такие величины необходимо исследовать в задачах релейной защиты, в частности связанных с вопросами определения чувствительности. Для исследования принята упрощенная модель РТП, в которой

количество отходящих линий было сокращено до трех на каждую секцию, при этом их токовые нагрузки значительно увеличивались. Увеличение числа линий не даст качественно новых результатов, а лишь приведет к увеличению размерности модели и вычислительных ресурсов для ее моделирования.

Принципиальная электрическая схема модельной РТП, использованная в дальнейших исследованиях, показана на рис. 3.

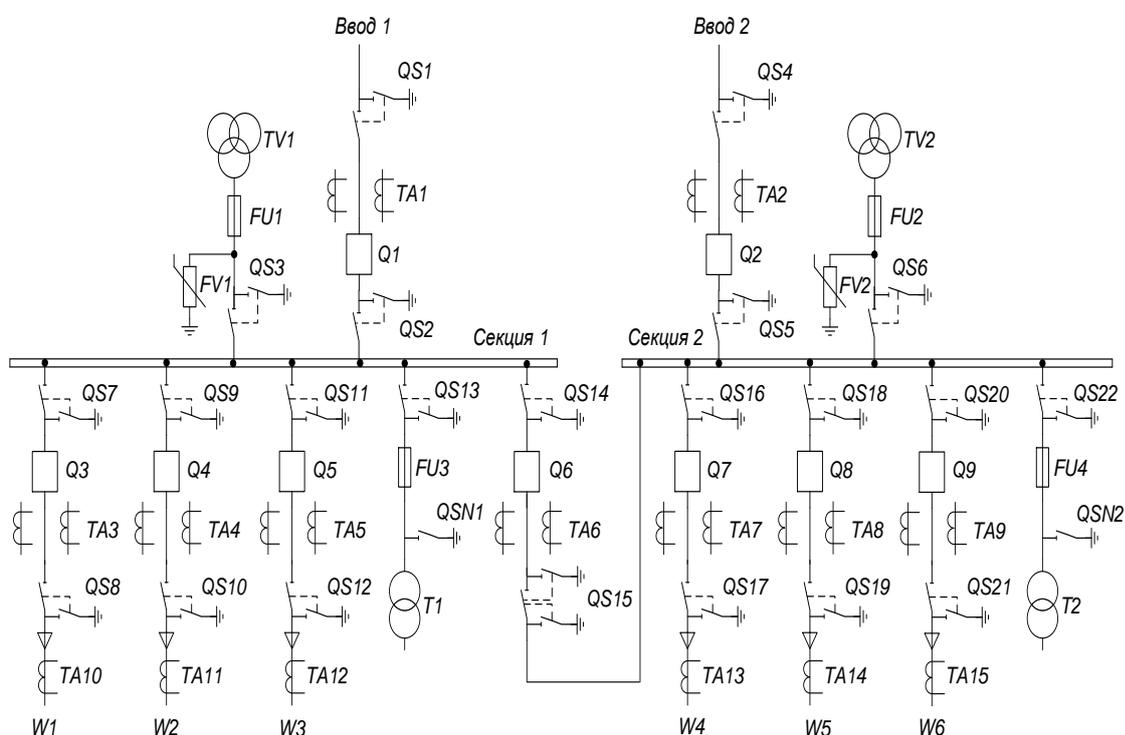


Рис. 3. Принципиальная электрическая схема модельной РТП

Разработка математических моделей элементов распределительного пункта и РП в целом

Линия электропередачи

Для установившихся режимов работы будет использоваться модель в виде общепринятой П-образной схемы замещения линии [2], изображенной на рис. 4.

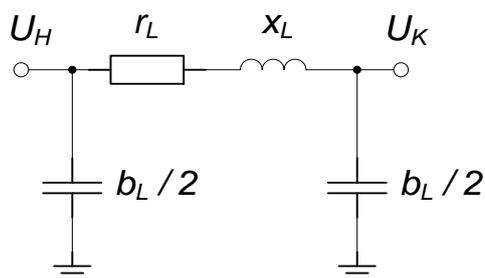


Рис. 4. П-образная схема замещения линии

Расчет параметров этой схемы производится по следующим формулам:

$$r_L = r_0 \cdot L; \quad (1)$$

$$x_L = x_0 \cdot L; \quad (2)$$

$$b_L = b_0 \cdot L. \quad (3)$$

Во время переходных процессов при коротких замыканиях используется дифференциальное уравнение:

$$u(t) = r_L \cdot i(t) + \frac{x_L}{\omega} \cdot \frac{di}{dt}, \quad (4)$$

где $\omega = 2\pi f$; $f = 50$ Гц. Уравнение записывается для каждой фазы линии передачи.

Силовой трансформатор

В установившихся режимах модель силового трансформатора представляется схемой замещения, показанной на рис. 5.

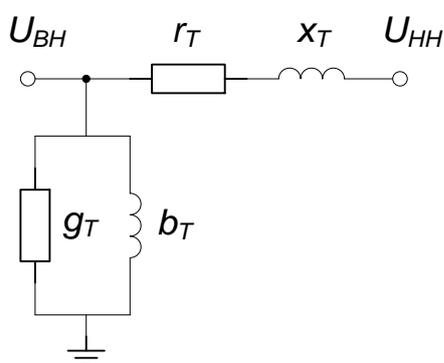


Рис. 5. Модель силового трансформатора

Параметры схемы замещения (рис. 5) определяются по следующим формулам:

$$r_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (5)$$

$$x_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}; \quad (6)$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{НОМ}^2}; \quad (7)$$

$$b_T = \frac{I_{xx}}{100} \cdot \frac{S_{НОМ}}{U_{НОМ}^2}. \quad (8)$$

Осуществляется при помощи уравнений:

$$u_1(t) = i_1(t) \cdot r_1 + L_1 \cdot \frac{di_1}{dt} + L_{12} \cdot \frac{di_2}{dt}; \quad (9)$$

$$-i_2(t) \cdot z_H = i_2(t) \cdot r_2 + L_2 \cdot \frac{di_2}{dt} + L_{12} \cdot \frac{di_1}{dt}. \quad (10)$$

Трансформаторы тока и напряжения

Трансформатор тока описывается выражением:

$$i_2 = \frac{i_1}{K_I}. \quad (11)$$

Трансформатор напряжения описывается выражением:

$$u_2 = \frac{u_1}{K_U}. \quad (12)$$

Выключатель

Модель выключателя можно представить следующим образом:

$$z = \begin{cases} r_k, & \text{если выключатель включен;} \\ R + \frac{j}{\omega C}, & \text{если выключатель отключен,} \end{cases} \quad (13)$$

где r_k – сопротивление замкнутых контактов; R , C – параметры дугогасящего контура.

Разъединитель и заземляющий разъединитель

Модель разъединителя и заземляющего разъединителя можно представить следующим образом:

$$z = \begin{cases} r_k, & \text{если разъединитель включен;} \\ r_0, & \text{если разъединитель отключен.} \end{cases} \quad (14)$$

Составление математической модели распределительного пункта.

Математическая модель распределительного пункта составляется из математических моделей отдельных элементов, исходя из их соединения между собой согласно принципиальной электрической схеме [3]. Параметры элементов вычисляются по (1)–(3), (5)–(8), (11)–(14).

Для моделирования переходных режимов уравнения (4), (9)–(10), записанные для всех линий передачи и трансформаторов, объединяются в одну систему. Моделирование целесообразно выполнять с применением специализированных программных пакетов.

При использовании приложений с графическим интерфейсом наподобие Simulink система уравнений напрямую не задается и параметры ее пользователем не вычисляются. Вместо этого в редакторе задается конфигурация РП и вводятся исходные параметры всех элементов, после чего по команде пользователя производится автоматическое составление системы дифференциальных уравнений, описывающих заданную схему, и ее решение указанным методом. Поскольку такой способ исследования наиболее удобен, он будет использоваться при проведении дальнейших исследований.

Список литературы

1. Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств: учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1989. 367 с.
2. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
3. ТП 407-3-664.03. Распределительный пункт 10(6) кВ с трансформаторной подстанцией 10(6)/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 1000 кВА. [Электронный ресурс]. URL:http://tipproekt.ru/load/dwg_cdw_autocad_kompas/-ehlektrosnabzhenie/37.

УДК 620.97

РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ДИЗЕЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В СЕТЯХ MICROGRID

Р.Г. Исаков, Д.А. Базлов
ФГБОУ ВО «КНИТУ им. А.Н. Туполева-КАИ»
Казань, Россия
dima-bazl@mail.ru

Аннотация. Целью работы является создание имитационной модели дизель-генератора для использования в дальнейших исследованиях по повышению динамической устойчивости работы установок распределенной генерации (РГ) с электроэнергетической системой. При разработке использовался программно-аппаратный комплекс Real-Time Digital Simulation (ПАК RTDS).

Ключевые слова: моделирование, распределенная генерация, автоматическое регулирование возбуждения, устойчивость, microgrid.

DEVELOPMENT OF THE IMITATION MODEL DIESEL GENERATOR FOR RESEARCH OF STABILITY IN NETWORKS MICROGRID

D.A. Bazlov, R.G. Isakov
 KNRTU named after A.N. Tupolev–KAI
 Kazan, Russian Federation
 dima-bazl@mail.ru

Abstract: The purpose of work is to create a simulation model of a diesel generator for use in research to improve the dynamic stability of operation of distributed generation (DG) with an power system. During the development, the Real-Time Digital Simulation software and hardware complex (PAC RTDS) was used.

Key words: modeling, distributed generation, automatic excitation control, stability, microgrid.

Microgrid представляют собой территориально сосредоточенные установки генерации, хранения и потребления электроэнергии, обычно расположенные на низком или среднем уровне распределения напряжения. Microgrid используются для параллельной работы с энергосистемой или автономно в изолированном режиме. Технико-экономическим преимуществом microgrid в данном случае является повышение надежности электро-снабжения во время перебоев в подаче электроэнергии, а также доступ к электропитанию в отдаленных районах, где нет необходимой инфраструктуры электросети [1].

В данной работе дизельный генератор моделируется как синхронная машина с управляемой системой возбуждения. Математическая модель синхронной машины представляется совокупностью дифференциальных уравнений переходного процесса обмотки статора и контуров ротора, обмотки возбуждения, уравнений для потокосцеплений, электро-магнитного момента и уравнения движения ротора [3]. Схема замещения синхронной машины в осях d - q ротора представлена на рис. 1.

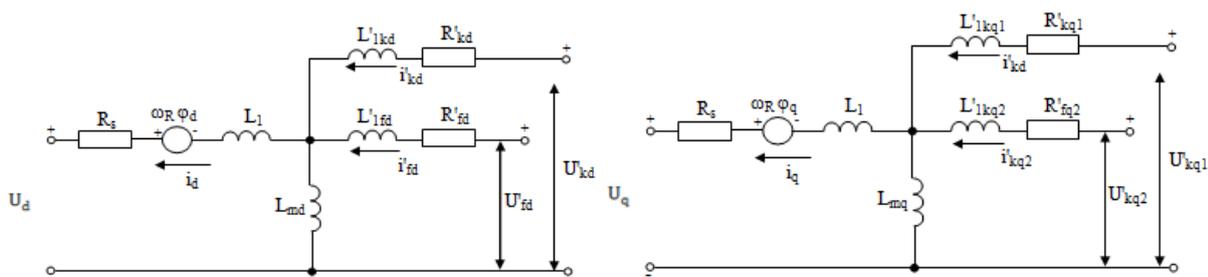


Рис. 1. Моделируемая синхронная машина в осях d - q ротора

Математическая модель синхронной машины описывается совокупностью дифференциально-алгебраических уравнений [3].

Уравнения напряжения статора в осях d и q , соответственно:

$$U_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \Phi_d - \omega_R \Phi_q; \quad (1)$$

$$U_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \Phi_q - \omega_R \Phi_d, \quad (2)$$

где ω_R – угловая скорость вращения ротора; R_s – активное сопротивление фазы статора; i_d, i_q – ток статора по осям d и q , соответственно; Φ_d, Φ_q – потокосцепления статора по осям d и q , соответственно.

Уравнение напряжения обмотки возбуждения (3):

$$U'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \Phi'_{fd}, \quad (3)$$

где R'_{fd} – активное сопротивление обмотки возбуждения; i'_{fd} – ток обмотки возбуждения; Φ'_{fd} и Φ'_{fq} – потокосцепления обмотки возбуждения по продольной и поперечной осям, соответственно.

Уравнения напряжения демпферных обмоток:

$$U'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kd}; \quad (4)$$

$$U'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kq1}; \quad (5)$$

$$U'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \Phi'_{kq2}, \quad (6)$$

где $R'_{kd}, R'_{kq1}, R'_{kq2}$ – активные сопротивления демпферных обмоток по продольной и поперечным осям, соответственно; $\Phi'_{kd}, \Phi'_{kq1}, \Phi'_{kq2}$ – потокосцепления демпферных обмоток по продольной и поперечным осям, соответственно; $i'_{kd}, i'_{kq1}, i'_{kq2}$ – потокосцепления демпферных обмоток по продольной и поперечным осям, соответственно.

Уравнения, описывающие потокосцепления обмотки возбуждения и потокосцепления демпферных обмоток, записанные в координатах d - q :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}); \\ \Phi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq}; \\ \Phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}); \\ \Phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}); \\ \Phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q; \\ \Phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q, \end{array} \right. \quad (7)$$

где L_d и L_q – индуктивности якорной обмотки по осям d и q , соответственно; L'_{kd} , L'_{kq1} и L'_{kq2} – индуктивности демпферных обмоток по осям d и q , соответственно; L_{md} и L_{mq} – взаимные индуктивности между обмотками по осям d и q , соответственно.

При этом механическая часть синхронной машины может быть представлена уравнениями:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2J}(T_m - T_e - K_d\Delta\omega), \quad (8)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega + \omega_0, \quad (9)$$

где $\Delta\omega$ – изменение скорости ротора от синхронной скорости; J – момент инерции ротора; T_m – механический момент; T_e – электромагнитный момент; K_d – коэффициент демпфирования; $\omega(t)$ – угловая скорость ротора, ω_0 – синхронная скорость.

Модель дизельного генератора состоит из следующих частей: модель синхронной машины, дизельный двигатель с регулятором скорости и система возбуждения генератора в совокупности со стабилизатором.

Структурная блок-схема дизельного генератора представлена на рис. 2.

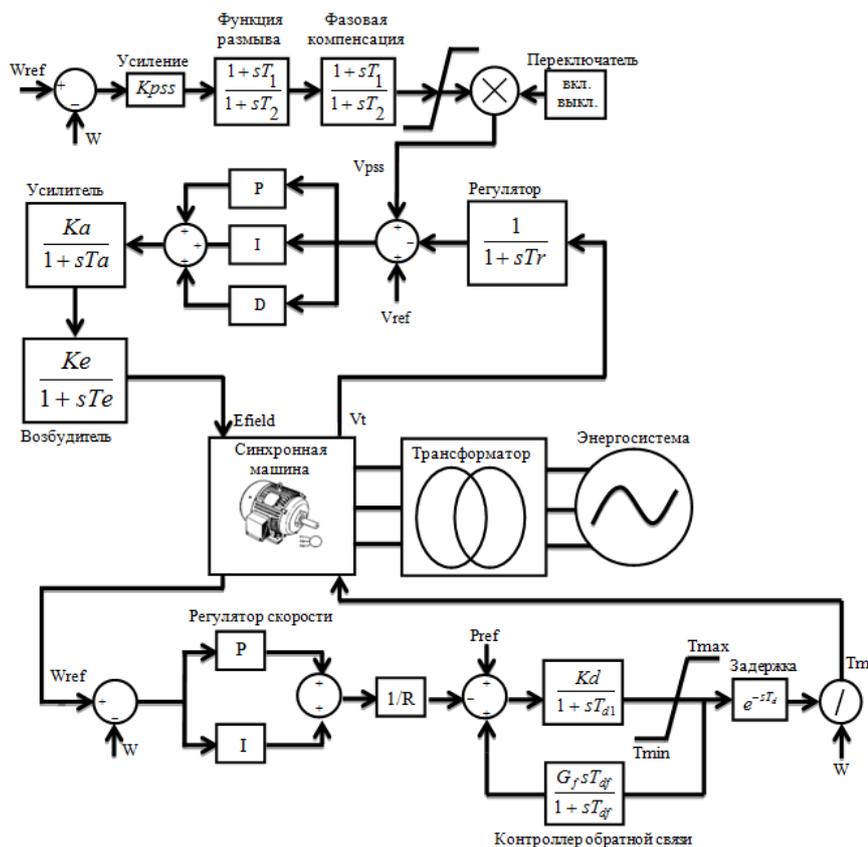


Рис. 2. Структурная блок-схема дизельного генератора

В модели дизельного двигателя и регулятора скорости входами являются единица задания скорости ω_{ref} и единица скорости дизель-генератора W .

Механизм привода генератора моделируется как передаточная функция первого порядка с единичным коэффициентом усиления и постоянной времени T_a . Функция регулятора скорости состоит в том, чтобы, действуя на сигнал отклонения скорости, регулировать скорость вала и, следовательно, частоту синхронного генератора. Регулятор выдает механический момент T_m , управляющий валом синхронного генератора. Получение крутящего момента двигателя моделируется временем задержки e^{-sT_c} , которое представляет собой среднее время между подачей топливного потока и последующей выдачей мощности (10).

$$e^{-sT_c} \approx \frac{1 - sT_c/2}{1 + sT_c/2} = \frac{1 - sT'_c}{1 + sT'_c}. \quad (10)$$

Для реализации регулятора скорости в этой работе используется пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор (ПИД), реализованный с помощью передаточной функции опережения – запаздывания. Регулятор скорости регулирует скорость от дизель-генератора к заданному опорному значению ω_{ref} при установившемся и переходном режимах [4].

Чтобы уменьшить сложность моделирования для настройки параметров системы возбуждения используется упрощенная модель усилителя и возбудителя, которая пренебрегает эффектами насыщения и представляет собой динамику возбудителя с использованием передаточной функции I порядка [4].

Входы возбудителя представляют собой опорный сигнал напряжения V_{ref} , сигнал системного стабилизатора V_{pss} и единицу напряжения на клеммах синхронного генератора V_t , измеренные через преобразователь напряжения с постоянной времени T_r . При этом K_a и T_a – коэффициент усиления и постоянная времени усилителя/регулятора, а K_e и T_e – коэффициент усиления возбуждения и постоянная времени возбудителя. Выходной сигнал системы возбуждения является напряжением поля для обмотки возбуждения генератора E_{field} (рис. 3).

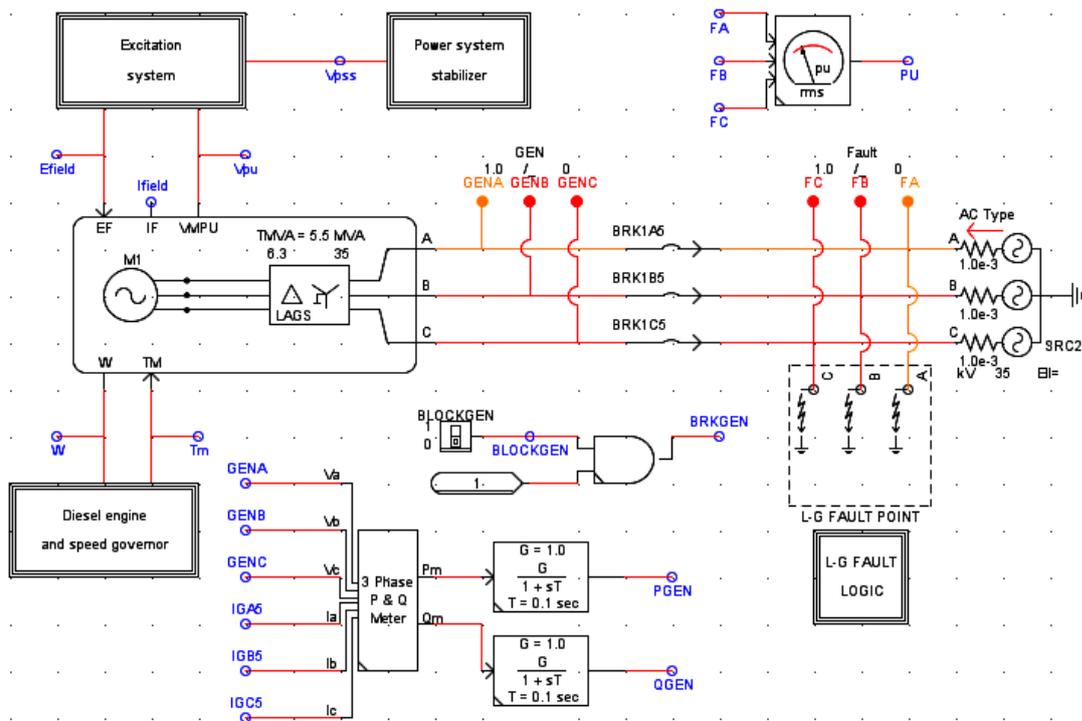


Рис. 3. Модель системы дизельного генератора на ПАК RTDS

Стабилизатор энергосистемы (PSS) используется для обеспечения дополнительного стабилизирующего сигнала в системе возбуждения синхронного генератора [5]. Стабилизатор (PSS) модели настроен для обеспечения дополнительного стабилизирующего сигнала V_{pss} в системе APB генератора. Модель PSS, реализованная в этой работе, моделируется с угловой скоростью генератора, используемой в качестве входного сигнала. Усиление стабилизатора задается элементом K_{pss} , а сигналом вымывания устанавливается значение постоянной времени T_w .

Список литературы

1. Onyinyechi Nzimako, Athula Rajapakse. Real Time Simulation of a Microgrid with Multiple Distributed Energy Resources // IEEE RTDS Technologies. Winnipeg, Canada. 257 p.
2. The potential of distributed generation to provide ancillary services / G. Joos [et al.] // Power Engineering Society Summer Meeting. 2000. Seattle, WA, 2000. 1128 p.
3. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Теория: монография. СПб.: НОУ «ЦПКЭ», 2006. 350 с.
4. Saadat H. Power System Analysis. Milwaukee: McGraw-Hill, 2002. 894 p.
5. Kundur. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994. 2321 p.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И СВОЙСТВА АГРЕГАТА, КОМБИНИРУЮЩЕГО БЫТОВУЮ СВЧ-ПЕЧЬ И КУХОННУЮ ВЫТЯЖКУ

П.В. Бологов, Т.Ю. Дунаева
ФГБОУ ВО «СГТУ»
Саратов, Россия
bologov.p.v.1997@gmail.com

Аннотация. В настоящее время на рынке бытовых электротехнических устройств наблюдается большое разнообразие вещей и конструкций. Одна из интересных идей представляет из себя комбинирование бытовой СВЧ-печи и кухонной вытяжки в единый агрегат.

Ключевые слова: СВЧ-печь, кухонная вытяжка, комбинирование, экспертная оценка, эффективность.

TECHNOLOGICAL FEATURES AND PROPERTIES OF THE UNIT COMBINING THE HOUSEHOLD MICROWAVE OVEN AND THE COOKER HOOD

P.V. Bologov, T.Yu. Dunaeva
Saratov state technical university
Saratov, Russian Federation
bologov.p.v.1997@gmail.com

Abstract. At this moment, in the market of household electrotechnical devices a big variety of things and designs is observed. One of the interesting ideas is combination of the household Microwave oven and a cooker hood in the uniform unit.

Key words: Microwave oven, cooker hood, combination, expert assessment, efficiency.

Главной целью комбинирования в одно устройство микроволновой печи и кухонной вытяжки является повышение эффективности использования такого прибора на кухнях, имеющих ограниченное свободное пространство. Бытовые СВЧ-печи широко распространены благодаря своим преимуществам: простота управления, быстрота и точность нагрева, удобство использования. Их редко используют для приготовления пищи, в основном для подогрева готовых продуктов. Кухонная вытяжка позволяет улучшить гигиеническое состояние жилья, поэтому тоже широко распространена. Оба этих агрегата в силу конструктивных особенностей достаточно громоздки и занимают достаточно большой объем свободного пространства на кухне, поэтому идея комбинирования этих агрегатов позволила бы сэкономить

пространство. Этот фактор немаловажен в случае необходимости использования обоих устройств на малогабаритных кухнях, в квартирах, малосемейных жилищах, студиях и т. п.

Исследование проведено на примере кухонного комбинированного прибора Cata Chorus. Конструкция агрегата включает в себя стандартную СВЧ-печь с частотой волн 2450 МГц и емкостью рабочей камеры около 15 л. Под печью расположена вытяжка с фильтром, воздуховод расположен вдоль задней стенки печи (рис. 1).

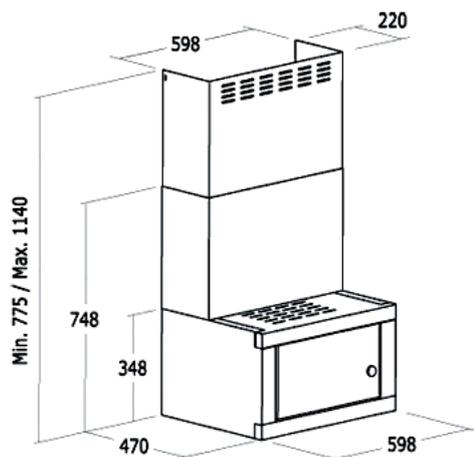


Рис. 1. Схема расположения данного прибора и его размеры

Вся конструкция расположена на стандартной высоте подвеса 70–75 см от плиты (рис. 2). Масса всей конструкции составляет около 30 кг.



Рис. 2. Исследуемая печь (наглядный пример)

Такая конструкция позволяет освободить рабочую поверхность кухонного стола. Питание всей установки осуществляется через один провод. Система управления СВЧ-печи и вытяжки разделены, что позволяет их использовать отдельно друг от друга. Подобная конструкция аналогична для других установок.

Главные недостатки подобного агрегата связаны с его конструкцией:

- 1) повышенные требования к надежности крепления к стене;
- 2) рабочая камера СВЧ-печи расположена достаточно высоко, это делает её неудобной для использования людьми низкого роста или детьми.

Цена агрегата сопоставима с суммарной ценой СВЧ-печи и вытяжки, продающихся по отдельности. Эффективность агрегата определяется эффективностью входящих в него устройств. Энергетическая эффективность не отличима от энергетической эффективности использования печи и вытяжки по отдельности. Экономическая эффективность определяется теми же факторами, что и оба агрегата по отдельности, и зависит от множества параметров. Также есть эффективность, зависящая от достоинств и недостатков конструкции. Особый интерес представляет факт широкой распространённости подобных агрегатов в Америке и малой востребованности в Европе и России. По-видимому, здесь играет роль и менталитет потребителя, его личные потребности и желания.

На наш взгляд, разработка и реализация подобных установок представляет интерес для производителей бытовой техники, желающих расширить область продаж. Это повысит конкурентоспособность. При правильном продвижении таких установок это позволит получить преимущество на некоторых рынках бытовой техники.

Список литературы

1. Коноплева Н. Экспертиза и тесты / Обзор СВЧ-печей с дополнительными функциями. URL: http://btest.ru/advice/-obzor_svchpechej_s_dopolnitelnymi_funkciyami/ (дата обращения: 11.04.18).
2. Бытовая техника. СВЧ + Бытовая техника // Потребитель. Экспертиза и тесты. URL: <http://byt.potrebitel.ru/-data/5/43/082.shtml> (дата обращения: 11.04.2018).
3. Т-образная вытяжка Cata Chorus // Cata Chorus: официальный интернет-магазин в России. URL: <http://cata-shop.ru/shop/kitchen-hoods/product/388-t-obraznaya-vytyazhka-cata-chorus-a> (дата обращения: 12.04.18).
4. Cata – техника для кухни // Т-образная продукция [Электронный ресурс]. URL: <http://cata.ru/products/hoods/t/cata-chorus/> (дата обращения: 08.04.18).
5. Как работает микроволновка и как правильно с ней обращаться // Интернет-журнал о бытовой технике. URL: <http://sovetexpert.ru/princip-raboty-mikrovolnoj-pechi.html> (дата обращения: 20.04.18).

ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ ЗА РУБЕЖОМ

Е.А. Кротков,¹ А.А. Ермошина²

¹ФГБОУ ВО «СамГТУ»

²СО ЕЭС «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги

Самара, Россия

ermoshina.a.a@mail.ru

Аннотация. Статические характеристики напряжения используются для расчетов электрических режимов бытовых и коммерческих потребителей. Коммерческие и бытовые электрические нагрузки мегаполисов существенно изменились из-за новых технологий освещения и электроприемников. Получены зависимости активных и реактивных мощностей от напряжения коммерческих и бытовых потребителей. Результаты исследования актуальны и необходимы для совершенствования модели электрической нагрузки.

Ключевые слова: электрические нагрузки, СХН по напряжению, модель нагрузок, коммерческие и бытовые потребители.

REVIEW OF RESEARCH ON THE STATIC CHARACTERISTICS OF THE ELECTRICAL LOAD ON VOLTAGE ABROAD

E. A. Krotkov¹, Aleksandra Ermoshina²

¹Samara State Technical University

²CO UES "SO UES" ODU of the Middle Volga

Samara, Russian Federation

ermoshina.a.a@mail.ru

Abstract. The static characteristics of the electrical model on tension is used for definition of electric loads of household and commercial consumers. Laboratory and full-scale studies of electrical load. The values of equation's coefficients for these dependences were calculated. The loads found in several residential classes were assembled and tested in the lab. It was found that modern appliances behave quite differently than older appliances even from only 10 years back. Models of the different customer classes were validated against actual recordings of load variations under voltage reduction.

Key words: electrical load, SHN, model ZIP, residential loads, commercial loads.

Введение

За прошедшие 10 лет существенно изменился состав электроприемников коммерческих и бытовых потребителей. Появились ЖК-телевизоры, компактные люминесцентные лампы, зарядные устройства для сотовых телефонов и ноутбуков, кондиционеры, светодиодное освещение. Ожидается, что в будущем доля таких электроприемников будет возрастать в электрической нагрузке таких мегаполисов, как Нью-Йорк и др.

Модели электрической нагрузки

Модель статической характеристики нагрузки по напряжению (далее СХН) представляет собой изменение электрической нагрузки и обозначается за рубежом сокращенно ZIP [1].

Модель СХН электрической нагрузки применяется в зарубежных странах и в России:

$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} + I_p \frac{V_i}{V_0} + P_0 \right) \right]; \quad (1)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} + I_q \frac{V_i}{V_0} + P_q \right) \right]. \quad (2)$$

Кроме модели СХН (1) и (2) за рубежом применяются математические модели СХН в виде степенной функции (3) и (4).

$$\frac{P(V)}{P_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha; \quad (3)$$

$$\frac{Q(V)}{Q_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta, \quad (4)$$

где P и Q являются активными и реактивными мощностями при рабочем напряжении (V); P_0 и Q_0 являются активными и реактивными мощностями в номинальном напряжении V_0 , Z_p , I_p и P_p являются коэффициентами СХН для активной мощности; Z_q и I_q и P_q являются коэффициентами СХН для реактивной мощности.

Коммерческие и бытовые электроприемники потребителей

В статьях [2–5] авторы исследовали электрическую нагрузку бытовых и коммерческих потребителей, получили следующие статистические характеристики нагрузки по напряжению. Бытовая электрическая нагрузка была проанализирована на примере различных домовладений (от квартир студий до больших частных домов). Коммунальные предприятия г. Нью-Йорка классифицируют жилые помещения на классы потребителей на основе ежегодных отчетов потребления пиковой активной мощности, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Коэффициенты СХН по напряжению для классов коммерческих потребителей

Класс потребителей		Z_p	I_p	P_p	Z_p	I_p	P_p
Малое предприятие	Магазин светотехники	0,55	0,24	0,21	0,5	-0,09	0,54
	Ресторан	0,69	0,04	0,27	1,8	-2,24	1,43
	Прачечная	0,77	-0,84	1,07	8,0	-13,6	6,56
Большое предприятие	Школа	0,4	-0,41	1,01	4,4	-7,98	4,56
	Отель	0,76	-0,52	0,76	6,9	-11,7	5,83

Исследования проводились в течение 2–2,5 ч в часы дневного максимума нагрузки энергосистемы в течение 2–3 недель в рассматриваемые периоды года. Изменения напряжения проводились ступенчато. Регулирование осуществлялось в диапазоне $\pm (4 \times 1,17 \%) U_0$. Измерения на каждой ступени проводились спустя 1,5–2 минуты после изменения режима, чтобы избежать влияния переходных процессов. Узлы нагрузок, обозначенные на графиках рис. 1–3 как p-tsad, p-rnav-2, p-rnav-1, не имеют централизованной компенсации реактивной мощности. Все остальные узлы нагрузок имеют батареи конденсаторов для компенсации реактивной мощности.

Общие результаты расчетов коэффициентов регулирующего эффекта нагрузки, полученные при исследованиях, приведены в табл. 2. На рис. 1–2 приведены графики изменения нагрузок для летнего периода года.

Таблица 2

Величины регулирующих эффектов нагрузок разных типов

Тип нагрузок	Лето		Зима	
	$b1$	$a1$	$b2$	$a2$
Бытовая	8,77–3,17	1,54–0,33	5,09–3,40	1,10–0,72
Коммерческая	4,86–4,56	0,65–0,49	8,65–4,58	1,53–0,70

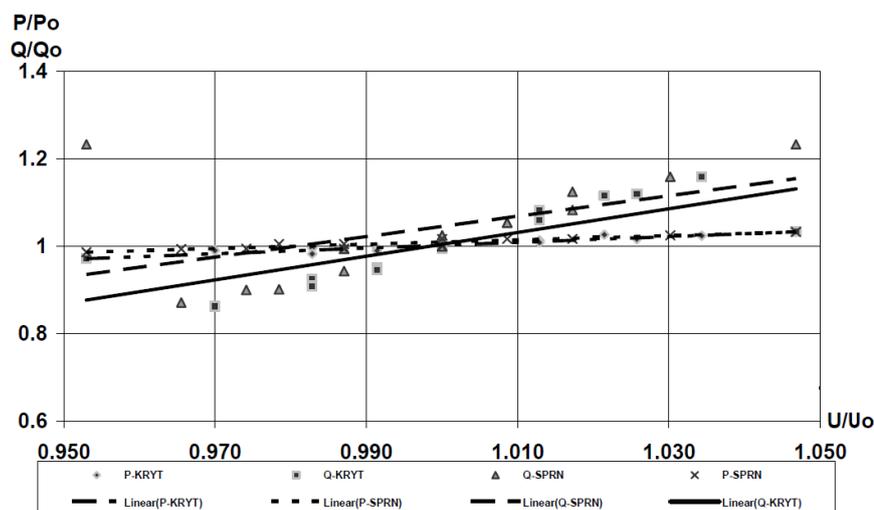


Рис. 1. Графики изменения активной мощности при изменении напряжения для бытовых потребителей

Как видно из рис. 1, характер изменения потребления активной мощности при изменении напряжения практически одинаков у разных потребителей этой категории нагрузок. Диапазон изменений величин регулирующего эффекта активной нагрузки, как видно из табл. 2, невелик, $a_1 = 0,33 \div 1,54$. При этом диапазон изменений этого коэффициента в летнее время больше, чем в зимнее время.

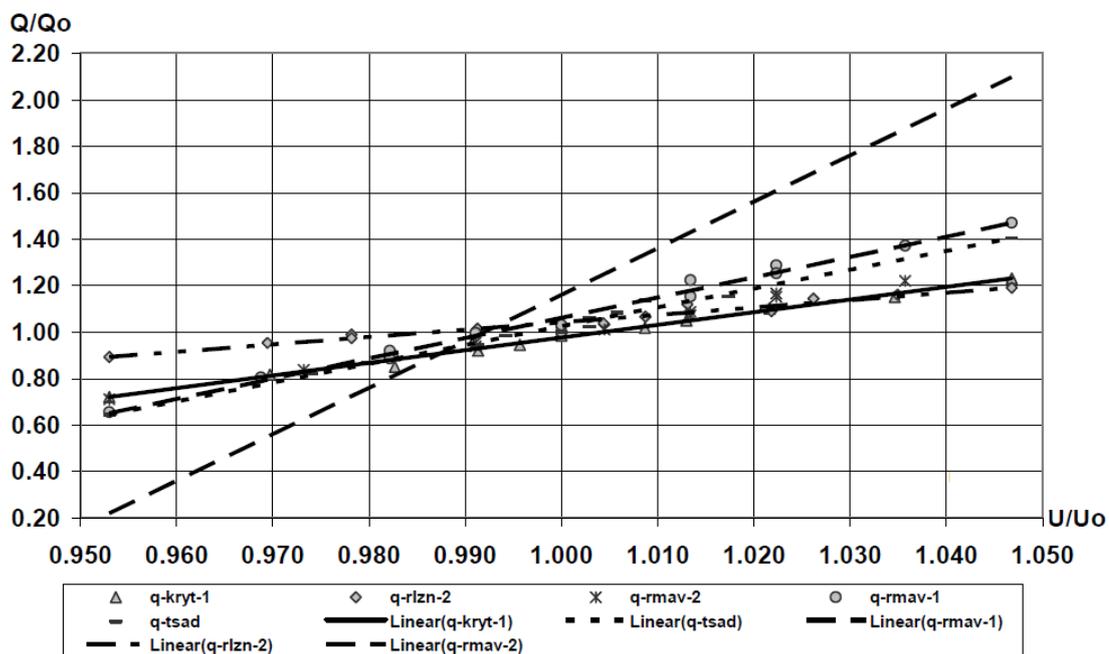


Рис. 2. Графики изменения реактивной мощности при изменении напряжения собственно нагрузки

На рис. 2 приведены графики потребления реактивной мощности при изменении напряжения. Графики получены при отключенной групповой компенсации реактивной мощности на подстанциях энергосистемы в тех случаях, когда такая компенсация имелась. Таким образом, рассмотрены параметры собственно нагрузки. Как видно из табл. 2, различны величины регулирующих эффектов нагрузки по реактивной мощности $b_1 = 8,77 \div 3,17$. При этом в летний период диапазон при изменении напряжения для промышленных потребителей изменения этих величин, как видно из той же таблицы, значительно больший, чем в зимнее время.

Заключение

1. Коммерческие и бытовые электрические нагрузки мегаполисов существенно изменились из-за новых технологий использования освещения и электроприемников.

2. Определены коэффициенты СХН по напряжению для ряда наиболее распространенных электроприемников коммерческих и бытовых потребителей механизмов.

Список литературы

1. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation // IEEE Trans. Power Syst. 1995. Vol. 10, № 3. P. 1302–1313.

2. Ali Alkan, Rasim Dogan, Marc Diaz-Aguiló. Student Member // IEEE-Experimental Determination of the ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial, and Industrial Loads.

3. Липский А.М., Аронович И.М. Экспериментальное определение статических характеристик узлов нагрузок электрических систем // Естественные и технические нагрузки. 2009. № 3. С. 410–415.

4. Schneider K.P., Fuller J.C., Chassin D.P. Multi-state load models for distribution system analysis // IEEE Trans. Power Syst. Vol. 26, № 4. P. 2425–2433.

5. Residential and nonresidential buildings. Sacramento, CA, USA, Rep. № CEC-400-2008-001-CMF, 2008.

УДК 621.31:614.84

МЕТОД ОЦЕНКИ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОВОДКИ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ ПОМЕЩЕНИЯХ

А.В. Згарбул, И.А. Бершадский
ГОУ ВО «ДонНТУ»
Донецк
zgarbul_andrey@gmail.com

Аннотация. Недостатком существующих методик определения пожароопасных параметров тепловых источников является отсутствие универсального критерия их воспламеняющей способности, что существенно усложняет определение безопасного расстояния нахождения легковоспламеняющегося материала и способов защиты.

Предложена методика оценки пожарной безопасности любого электрифицированного помещения при коротких замыканиях в электропроводке 0,4/0,22 кВ для обеспечения ее соответствия действующим нормативным документам с учетом вероятности появления КЗ, вероятности отказа коммутационного аппарата и вероятности поджигания пожароопасной среды частицами раскаленного металла.

Ключевые слова: короткое замыкание, отказ в срабатывании, пожароопасная среда, электрифицированное помещение, вероятность пожара.

ESTIMATION METHOD OF FIRE SAFETY OF ELECTRICAL WIRING WITH SHORT CIRCUITS IN ELECTRIFICATED BUILDINGS

I. Bershadsky, A. Zgarbul
Donetsk National Technical University
Donetsk
zgarbul_andrey@gmail.com

Abstract. The disadvantage of existing methods for determining fire-hazardous parameters of thermal sources is the absence of a universal criterion for their flammability, which significantly complicates the determination of the safe distance of the location of flammable material and methods of protection.

An estimation methodology of fire safety of any electrified premises with short circuits in 0.4 / 0.22 kV wiring is proposed to ensure its compliance with the current requirements documents, taking into account the probability of a short circuit, the probability of a switching device failure and the probability of igniting a fire hazardous environment with particles of a hot metal.

Key words: short circuit, failure in operation, fire hazard environment, electrified room, probability of fire.

Ежегодно в России происходит около 50 тысяч пожаров при эксплуатации электротехнических изделий, что составляет 20–25 % от общего их числа в стране [1].

За последние пять лет свыше 46 % пожаров происходит при эксплуатации проводок в электрифицированных помещениях.

Всю сеть рассматриваемого электрифицированного помещения, начиная от потребителей электрической энергии и до вводного коммутационного аппарата, будем воспринимать как один узел нагрузки.

Любое короткое замыкание (КЗ) в элементе этого узла приводит в действие токовую защиту вводного автоматического выключателя [2].

Под отказом электрической проводки, которая находится под напряжением, будем понимать появление в электрической сети такого события, которое может привести к КЗ в элементе сети.

За время существования затянувшегося КЗ между проводниками различных фаз образуется жидкая перемычка, образованная из расплавленного металла проводников, и под воздействием динамических процессов в сети происходит электрический взрыв, что приводит к выбросу из зоны дугового разряда нагретых металлических частиц в различные стороны, которые способны поджигать расположенную рядом пожароопасную среду [3, 4].

Под пожароопасной средой в данном случае будем понимать горючий материал в твердом, жидком или газообразном состоянии, который может воспламениться при случайном попадании на него частичек раскаленного металла, который образуется при появлении затянувшегося КЗ в электрической проводке.

В соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 вероятность $Q_0(t)$ возникновения пожаров в электрифицированном помещении от электротехнического изделия в течение года не должна превышать величины $1 \cdot 10^{-6}$ и может быть определена с помощью формулы:

$$Q_0(t) = Q_1(t) \cdot Q_2(t) \cdot Q_3(t) \cdot Q_4(t) \leq 1 \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где $Q_1(t)$ – вероятность возникновения характерного пожароопасного режима в составной части изделия (возникновение КЗ, перегрузки, повышение переходного сопротивления и т. п.); $Q_2(t)$ – вероятность того, что значение характерного электрического параметра (тока, переходного сопротивления и др.) лежит в диапазоне пожароопасных значений; $Q_3(t)$ – вероятность несрабатывания аппарата защиты (токовой, тепловой и т. п.); $Q_4(t)$ – вероятность достижения горючим материалом критической температуры или его воспламенения.

Математическая модель (1) основана на использовании понятия «случайное событие». Из предлагаемой математической модели не ясно, каким образом интервалы между диагностиками Θ системы отключения защитного коммутационного аппарата (автоматического выключателя) влияют на вероятность появления в сети 0,4/0,22 кВ КЗ длительностью более 0,2 с и как вероятность появления пожаров в электрифицированном помещении зависит от γ – материала проводов, кабеля (алюминий, медь), H – высоты подвески в помещении проводов (кабеля) относительно горючего материала, L – расстояния от источника инициирования пожаров до ближайшей границы нахождения пожароопасной среды в электрифицированном помещении, что делает формулу (1) бесполезной с практической точки зрения.

Для выяснения причастности появления затянувшегося КЗ (время существования более 0,2 с) к возгоранию пожароопасной среды электрифицированного помещения необходимо знать: вероятность появления затянувшегося КЗ в течение времени t ; вероятность поджигания (от затянувшегося КЗ) пожароопасной среды в зависимости от материала проводников γ , высоты подвески H проводов (кабеля) и расстояния трассы прокладки электрической проводки L до ближайшей границы пожароопасной среды, которая находится в помещении.

В этом случае вероятность появления пожаров в электрифицированном помещении в течение времени t определяется с помощью формулы:

$$Q(t) = Q^*(t) \cdot q(\gamma, H, L), \quad (2)$$

где $Q(t)$ – вероятность появления пожаров в электрифицированном помещении в течение времени t ; $Q^*(t)$ – вероятность появления затянувшегося дугового КЗ в узле нагрузки; $q(\gamma, H, L)$ – вероятность поджигания пожароопасной среды (например, хлопка) частицами раскаленного металла, образовавшегося в результате электрического взрыва в зависимости от материала проводников, высоты подвески (провод, кабель), расстояния от места появления затянувшегося дугового КЗ и до ближайшей границы нахождения пожароопасной среды.

$$\lambda_1 = \frac{n_1}{N_1 T}; \quad \lambda_2 = \frac{n_2}{N_2 T}; \quad (3)$$

$$\mu_1 = \frac{1}{t_1}; \quad \mu_2 = \frac{1}{\Theta - \frac{1}{\lambda_2} (1 - e^{-\lambda_2 \Theta})}, \quad (4)$$

где n_1 – число КЗ, произошедших в узле нагрузки электрифицированного помещения; N_1 – число узлов нагрузки, взятых под наблюдение; t_1 – среднее время отключения КЗ автоматическим выключателем; n_2 – число выявленных отказов в системе отключения защитного коммутационного аппарата в результате диагностических проверок; N_2 – число защитных коммутационных аппаратов, взятых под наблюдение; Θ – интервал времени между диагностическими проверками системы отключения автоматического выключателя (считается, что проверки абсолютно надежны); T – время наблюдения за состоянием узлов нагрузки и средств их защиты.

Для случая, когда $\lambda_1 < 100\mu_1$, $\lambda_2 < 100\mu_2$, $\mu_1 \gg \mu_2$ и $\lambda_2 \Theta < 0,1$ формула (2) примет вид:

$$Q^*(t) = \tilde{Q}(t) = 1 - e^{-0,5\lambda_1\lambda_2^2\Theta^2 t}. \quad (5)$$

Формулу (2) представим в виде:

$$Q(t) = \left[1 - e^{-0,5\lambda_1\lambda_2^2\Theta^2 t} \right] \cdot q(\gamma, H, L). \quad (6)$$

Формула (6) позволяет ответить на вопрос, является ли в данном конкретном случае появившееся затянувшееся КЗ источником возникновения пожаров в электрифицированном помещении. Если при расчетах получится, что $Q(t) \leq 1 \cdot 10^{-6}$, где $t = 1$ год, тогда затянувшееся КЗ не будет являться источником пожаров в электрифицированном помещении; в противном случае – является.

Пример расчета. Под наблюдением по плану $[NMT]$ в течение $T = 7$ лет находилось 20 складских электрифицированных помещений одного из металлургических заводов, т. е. $N_1 = 20$ узлов нагрузки. За время наблюдения в электрифицированной проводке (узел нагрузки) было зафиксировано $n_1 = 16$ случаев КЗ.

За время наблюдения из $N_2 = 20$ автоматических выключателей из строя вышло $n_1 = 9$ из-за выявленных в результате диагностики отказов в системе их отключения. Среднее время отключения КЗ автоматическим выключателем принималось равным $d_1 = 0,2$ с.

Неработоспособное состояние системы отключения автоматического выключателя, установленного на вводе в каждое помещение, выявлялось в результате диагностической проверки. Проверки работоспособности системы отключения автоматического выключателя проводились с интервалом времени $\Theta = 1$ год.

Принималось во внимание то обстоятельство, что диагностика системы отключения автоматического выключателя абсолютно надежна, т. е. появление отказов в системе его отключения будет непременно обнаружено в результате диагностики и устранено либо автоматический выключатель будет заменен на новый.

В качестве пожароопасной среды на складах хранились деревянные контейнеры с оборудованием, рулоны бумаги и тюки хлопка.

Проводка относительно пожароопасной среды в этих складских помещениях находилась на высоте $H = 3$ м, а расстояние от возможного появления источника инициирования пожаров составляло 6 м. Материал проводника – алюминий.

Определим вероятность $Q(t)$ возгорания пожароопасной среды склада в течение года по причине случайного появления КЗ в электрической проводке и сравним полученный результат с нормой ГОСТ 12.1.004-91. Если окажется, что $Q(1) > 1 \cdot 10^{-6}$, то необходимо разработать рекомендации по обеспечению пожарной безопасности складского помещения.

Решение. Используя исходные данные примера, находим:

$$\lambda_1 = \frac{n_1}{N_1 T} = \frac{16}{20 \cdot 7} = 0,1143 \text{ год}^{-1};$$

$$\lambda_2 = \frac{n_2}{N_2 T} = \frac{9}{20 \cdot 7} = 0,0643 \text{ год}^{-1};$$

$$\mu_1 = \frac{1}{d_1} = \frac{60 \cdot 60 \cdot 8760}{0,2} = 1,58 \cdot 10^8 \text{ год}^{-1};$$

$$\mu_2 = \frac{1}{\Theta - \frac{1}{\lambda_2} (1 - e^{-\lambda_2 \Theta})}} = \frac{1}{1 - \frac{1}{0,0643} (1 - e^{-0,0643})}} = 31,77 \text{ год}^{-1}.$$

Используя результаты [5] для $H = 3$ м, $L = 6$ м и γ – материал алюминий, находим:

$$q(\gamma, H, L) = 0,36.$$

Воспользовавшись формулой (6), находим:

$$Q(1) = \left[1 - e^{-0,5 \cdot 0,1143 \cdot 0,0643^2 \cdot 1^2 \cdot 1} \right] \cdot 0,36 = 8,5 \cdot 10^{-5}.$$

Сравнивая полученный результат с нормой ГОСТ 12.1.004-91, т. е. $Q_0(1) \leq 1 \cdot 10^{-6}$, видим, что в нашем случае вероятность появления пожаров в складском помещении выше нормы в 65 раз.

Список литературы

4. Смелков Г.И. Пожарная безопасность электропроводок. Москва: ООО «Кабель», 2009.
5. Ковалёв А.П., Солёная О.Я. Оценка пожарной опасности сети 0,4/0,22 кВ в промышленных электрифицированных помещениях // Промышленная энергетика. 2013. № 11. С. 43–46.
6. Соболев Н.П. Исследование электрического взрыва тонких проволок. Т. 17. 2-е изд. ЖЭТФ, 1947.
7. Ковалёв, А.П., Солёная О.Я. Оценка пожарной опасности сети 0,4/0,22 кВ при её эксплуатации // Электричество. 2014. № 11. С. 36-44.
5. Згарбул А.В., Бершадский И.А., Ковалёв А.П. Пожарная опасность раскаленных частиц алюминиевых токопроводящих жил при коротких замыканиях в электропроводах // Вестник Института гражданской защиты Донбасса. 2016. № 2(6). С. 21–30.

МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,4–10 кВ

В.А. Крюкова, Е.Н. Лобанова
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
Victoria131113@gmail.com

Аннотация. Применение устройств для регулирования напряжения в сетях 0,4-10 кВ значительно увеличивает такой показатель, как качество электроэнергии. Однако согласно статическим характеристикам нагрузки увеличение напряжения ведет за собой большее потребление мощности, что увеличит прибыль генерирующих компаний.

Исходя из рассмотренных технических средств наиболее удобными к установке являются ВДТ и БСК, так как они не требуют непрерывного осмотра, быстры в установке и могут быть установлены в любой точке сети. СД имеет вращающиеся части, что затрудняет его эксплуатацию и установку.

Ключевые слова: регулирование напряжения, вольтодобавочный трансформатор, батарея статических конденсаторов, синхронный двигатель.

METHODS OF VOLTAGE REGULATION OF 0.4-10 kV NETWORKS

V. Kryukova, E. Lobanova
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
victoria131113@gmail.com

Abstract. The use of devices for regulating the voltage of 0.4–10 kV networks significantly increases the quality of electricity. However, according to the static load characteristics, an increase in voltage leads to a greater power consumption, which will increase the profit of generating companies.

Proceeding from the considered technical means, the most convenient for installation booster transformers and batteries of static capacitors, as they do not require continuous inspection, are quick to install and can be installed anywhere in the network. The synchronous motors has rotating parts, which makes it difficult to operate and install.

Key words: voltage regulation, booster transformer, static capacitor battery, synchronous motor.

На сегодняшний день износ распределительных сетей в России по многим оценкам превышает 70 %. Значительная часть оборудования, имеющая большое значение для распределительных сетей, в некоторых случаях отслужила два и более нормативных срока [1].

С ростом урбанизации и развития технологий в мире продолжается рост потребляемых мощностей. Изношенные распределительные сети 0,4–10 кВ, спроектированные в конце прошлого века, не справляются

с ростом потребляемой мощности. Происходит ухудшение показателей качества электроэнергии: наблюдается нестабильность напряжения, значительные потери, падение напряжения удаленных потребителей. В сельских районах, где протяженность ЛЭП велика, напряжение сети может уменьшиться до критического значения, вследствие чего в электросетевые компании поступают претензии на качество электроэнергии и выполнение технологического присоединения потребителей. Для сетевых компаний соблюдение допустимого значения напряжения является актуальной проблемой. В быту и на производстве используется множество электроприборов, которые чувствительны к отклонениям напряжения от нормативного уровня.

Оптимальный способ решения данной проблемы – разукрупнение центров питания и построение разветвлённой сети 0,4 кВ. Однако сетевые компании не всегда в состоянии провести плановую реконструкцию. Одним из возможных путей решения данной проблемы является установка нового электрооборудования, которая позволяет решить проблему поддержания нормальных показателей качества электроэнергии у потребителей. К этому можно отнести синхронные компенсаторы (синхронные двигатели (СД)), батареи статических конденсаторов (БСК) и вольтодобавочные трансформаторы.

При работе СД в режиме перевозбуждения реактивная мощность создает отрицательное по величине падение напряжения в питающей сети, определяемое зависимостью, В:

$$-\Delta U = \frac{Q \cdot \sum x}{U_H},$$

где Q – реактивная мощность СД при опережающем коэффициенте мощности, кВАр; $\sum x$ – суммарное приведенное реактивное сопротивление тех участков сети, на которых в результате работы двигателя снижаются величина перетока реактивной мощности, Ом.

Это позволяет регулировать напряжение в сети посредством изменения отдаваемой в сеть двигателем реактивной мощности.

БСК на напряжение 10 кВ выпускают однофазными, а на напряжение 0,4 кВ – трехфазными, соединением в треугольник. Обычно батареи разбиваются на группы, которые включаются по мере надобности, независимо друг от друга, при этом напряжение регулируется ступенями в отличие от плавного регулирования СД.

Конденсаторы не требуют непрерывного наблюдения и ухода, так как они не имеют вращающихся частей. Потери мощности в СД в 10–12 раз больше потерь в синхронных конденсаторах. Также к плюсам конденсаторных батарей можно отнести то, что они могут быть выполнены как передвижные, что значительно облегчает их использование в различных точках сети. К минусам можно отнести зависимость реактивной мощности от квадрата подведенного напряжения, кВар:

$$Q_c = U^2 2\pi f C \cdot 10^{-9},$$

где U – рабочее напряжение, кВ; f – частота, Гц; C – емкость, мкФ.

БСК в установках напряжением до 1000 В включаются в сеть и отключаются от сети с помощью рубильников или автоматических выключателей, а применяемые в установках напряжением выше 1000 В, включаются в сеть и отключаются от сети только посредством выключателей или выключателей нагрузки [2].

Вольтодобавочные трансформаторы (ВДТ) применяются для местного регулирования напряжения. Напряжение в линии, в которой они установлены, отличается от напряжения питающей сети на величину добавочной ЭДС последовательного трансформатора. Регулирование напряжения в ВДТ осуществляется ступенями, плавность регулирования зависит от числа регулировочных ответвлений питающего трансформатора. Также ВДТ позволяет получить добавочную ЭДС, сдвинутую по фазе относительно основного напряжения, угол сдвига зависит от схемы включения, что выделяет его среди СД и БСК. Главным достоинством ВДТ 0,4–10 кВ является возможность минимизировать количество жалоб, получаемых сетевыми компаниями, в сжатые сроки.

Несмотря на довольно небольшую распространенность данного решения, применение ВДТ может быть полезным в следующих случаях: отсутствие возможности реконструкции ВЛ при наличии сезонной нагрузки, временное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ более 1 км.

Список литературы

1. Дорохов С.В. Применение вольтодобавочный трансформаторов в распределительных сетях // Энергетика и промышленность России. 2012. № 22.
2. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения: библиотека электромонтёра. 2-е изд. М.: Энергия, 1967. Вып. 2. 56 с.

ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ УСТРОЙСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Е.Н. Лобанова, В.А. Крюкова
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
79196918258@mail.ru

Аннотация. Актуальность проблемы повреждаемости устройств регулирования напряжения силовых трансформаторов обусловлена тем, что РПН силовых трансформаторов – сложный и недостаточно надежный узел силового трансформатора. Большое количество отказов трансформаторов связано с повреждением РПН.

Ключевые слова: переключательное устройство РПН, силовой трансформатор.

DAMAGE OF THE ON-LOAD TAP-CHANGERS OF THE POWER TRANSFORMER

E.N. Lobanova, V.A. Kryukova
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
79196918258@mail.ru

Abstract. The urgency of the problem is due to the fact that the RPN of power transformers is a complex and insufficiently reliable power transformer unit. A large number of transformer failures is associated with damage to the on-load tap-changer.

Key words: on-load tap-changer, power transformer.

Уровень напряжения у потребителей в распределительных сетях является одним из важнейших показателей качества электрической энергии. На основании ГОСТа 13109-97 отклонения напряжения у потребителей не должны превышать $\pm 5\%$. Действительное напряжение часто не соответствует предъявляемым требованиям, это служит причиной нарушения условий нормальной работы электроприемников и ухудшения технико-экономических показателей системы электроснабжения.

В соответствии с ПУЭ в электрических сетях для централизованного и местного регулирования напряжения широко применяются силовые трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Основным преимуществом таких трансформаторов является возможность поддержания необходимого потребителю уровня напряжения изменением коэффициента трансформации без предварительного отключения трансформатора от сети [1].

Устройства РПН устанавливаются на трансформаторах с напряжением выше 20 кВ. Такие трансформаторы со встроенным РПН имеют специальное переключающее устройство, увеличенное число ступеней регулировочных ответвлений и широкий диапазон регулирования. В зависимости от мощности и напряжения трансформатора устройство РПН может регулировать напряжение в различных пределах, в результате чего можно избежать снижения качества и появления брака продукции, повышения повреждаемости электрической изоляции, сокращения срока службы электротехнического оборудования и т.д.

Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой являются одним из самых слабых мест оборудования подстанций. Их различают по следующим классификационным признакам:

- а) тип токоограничивающего элемента – реакторные и резисторные;
- б) наличие контактора – с контакторами и без контакторов;
- в) тип коммутации тока – разрыв дуги в трансформаторном масле; разрыв дуги в вакууме; применение бездугового отключения тока при помощи тиристоры; смешанные способы коммутации.

Главная конструктивная особенность резисторных переключающих устройств – наличие быстродействующего пружинно-аккумулирующего механизма, который обеспечивает завершение переключения без остановки в промежуточном положении независимо от наличия электропитания приводного механизма [2].

В силу конструктивных особенностей устройства РПН до 40 % аварий трансформаторов связано с их повреждением. Причинами повреждений являются дефекты контакторов, подгар контактов контакторных устройств, повреждение защитной мембраны и др. [3]. С учетом большой доли повреждаемости РПН актуальной проблемой стало диагностирование состояния РПН трансформатора. Существуют следующие методы контроля за состоянием РПН: визуальный осмотр, виброизмерения, измерение электрического сопротивления контактов, снятие круговой диаграммы и т. д. Существующие способы контроля состояния РПН трансформатора не обеспечивают требуемой надежности электропитания, поэтому необходима разработка современных концепций диагностики состояния РПН, в которых учитывались бы конструктивные особенности устройства, срок и особенности эксплуатации и другие факторы.

Список литературы

1. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения. М.: Энергия, 1967. 30 с.
2. Устройства переключения отпаек. Эксплуатация силовых масляных трансформаторов 35–110 кВ. [Электронный ресурс]. URL:http://forca.ru/instrukcii-po-ekspluatatsii/podstancii/ekspluatatsiya-silovyh-maslyanyh-transformatorov-35-110-kv_8.html (дата обращения: 08. 09.18).
3. Способы диагностики РПН трансформаторов. [Электронный ресурс]. URL: <https://market.elec.ru/nomer/47/sposoby-diagnostiki-rpn-transformatorov/>

УДК 681.518.54

МЕТОД АНАЛИЗА ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ОТКАЗОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн,
ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара
romanov_v.s@mail.ru; vgg41@yandex.ru

Аннотация. Для оценки производственных рисков нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) предлагается методика, включающая в себя алгоритм, состоящий из инженерных методик и инструментов менеджмента качества, таких как диаграмма К. Исикавы [6], метод анализа видов и последствий потенциальных отказов или FMEA (англ. Failure Mode and Effects Analysis) [4], диаграмма В. Парето [6], и расчета экономической эффективности от ее внедрения. Эта оригинальная методика для определения производственных рисков НГДП предназначена для оценки вероятности возникновения производственных рисков (отказов). Она позволяет установить причинно-следственную связь и предложить действия по устранению либо ограничения степени их влияния.

Ключевые слова: FMEA-анализ, повышение надежности электропогружных установок, оценка отказов, экономическая эффективность, значимость потенциального дефекта, вероятность возникновения дефекта, вероятность обнаружения дефекта.

METHOD OF ANALYSIS OF TYPES AND CONSEQUENCES OF POTENTIAL FAILURES FOR IMPROVING THE RELIABILITY AND EFFICIENCY OF ENTERPRISES OF OIL PRODUCTION

V.S. Romanov, V.G. Goldstein
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
romanov_v.s@mail.ru; vgg41@yandex.ru

Abstract. In order to assess the production risks of oil and gas producing enterprises (OGPE), the author proposes a methodology that includes an algorithm consisting of quality management tools such as the K. Issikawa diagram [6], the method for analyzing the failure

mode and effects analysis (FMEA) [4], the V. Pareto diagram [6] and the calculation of economic efficiency from its implementation. This original methodology for determining the production risks of the OGPE is designed to assess the likelihood of occurrence of production risks (failures). It allows you to establish a cause-effect relationship and propose actions to eliminate, or limit the extent of their influence.

Key words: FMEA analysis, improving the reliability of electric submersible installations, failure assessment, economic efficiency, the significance of a potential defect, the probability of a defect, the probability of finding a defect.

Метод FMEA-анализа является эффективным механизмом обеспечения качества как действующих, так и находящихся в разработке технических объектов, применяемым для обнаружения и устранения технологических нарушений и сопряженных с ними дефектов либо снижения негативных последствий от них. Реализация возможна за счет разработки комплекса мероприятий по прогнозированию дефектов (отказов), их анализу на различных жизненных циклах системы (объекта) или отдельно взятого элемента [3].

На первом этапе для конкретного технического объекта (в данном случае это ЭПУ) и (или) производственного процесса с его конкретной функцией на основании опыта эксплуатации, предаварийной истории и технологических нарушений, основываясь на методе статистических данных, определяют все возможные виды дефектов, которые и явились следствием отказа. Описание каждого вида дефекта заносят в протокол анализа видов, причин и последствий потенциальных дефектов. Форма протокола должна быть предварительно выбрана и утверждена. В контексте данной работы автором выполнено построение диаграммы причинно-следственной связи для оценки составляющих надежности функционирования ЭПУ на основании данных статистики о технологических нарушениях в компании АО «Самаранефтегаз» в Поволжском регионе, представленной на рис. 1.

Диаграмму причинно-следственных связей еще условно называют «рыбой дефектов». На данной диаграмме можно наглядно проследить и установить причинно-следственную связь между всевозможными отказами (дефектами, приведшими к отказам) в работе погружного оборудования и какое влияние они оказывают на надежность функционирования ЭПУ. Условно принято разделение причин отказов на электрическую ($R = 0$) и технологическую (нет подачи) [1].

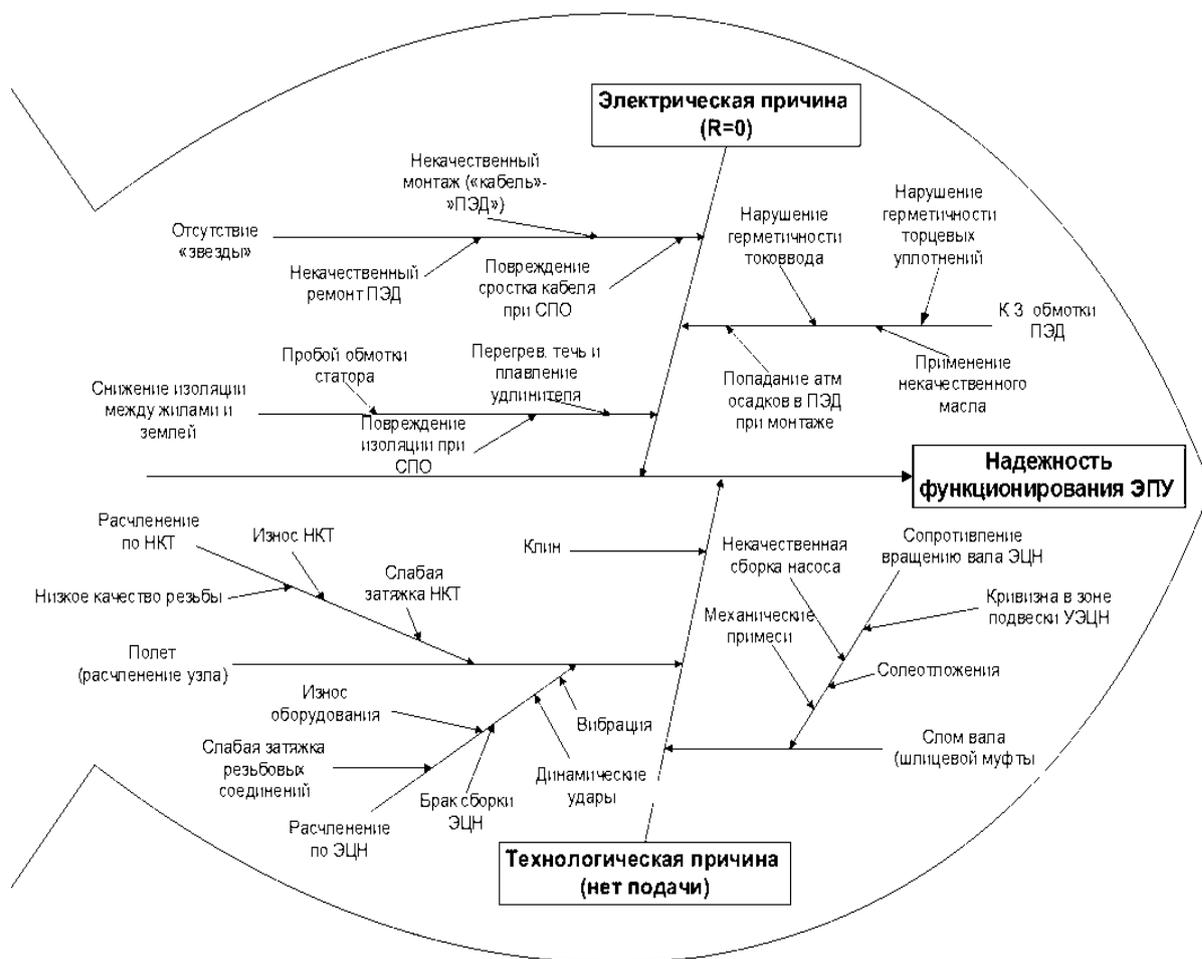


Рис. 1. Диаграмма причинно-следственной связи для оценки составляющих надежности функционирования ЭПУ

После проведенного анализа и установления причинно-следственной связи между отказом в работе ЭПУ и основными дефектами, приводящими к отказу, предложено проводить мониторинг, посредством которого выявляются все недостатки эксплуатации оборудования скважины, их причины и разрабатываются процедуры в виде корректирующих действий с целью повышения надежности всей системы в целом.

Далее с использованием FMEA-анализа ГОСТ Р 51814.2-2001 (метода анализа видов и последствий потенциальных проблем) [3] выявлены наиболее значимые причины, влияющие на технологический отказ в работе ЭПУ (таблица).

На основании проведенного мониторинга получены оценки S , O , D и рассчитаны приоритетные значения риска по формуле [4]:

$$ПЧР = S \cdot O \cdot D, \quad (1)$$

где S – балл значимости причины; O – балл частоты возникновения причины; D – балл вероятности обнаружения данной причины.

**Основные причины, влияющие на технологический отказ в работе ЭПУ
с вычислением приоритетного значения риска**

Причины	Баллы			
	<i>S</i>	<i>O</i>	<i>D</i>	ПЧР
Полет (расчленение узла)	5	4	8	160
Клин	7	6	8	336
Слом вала (шлицевой муфты)	7	4	4	112
Отсутствие «звезды»	5	5	4	100
Снижение изоляции между жилами и землей	8	9	9	648
КЗ обмотки ПЭД	9	8	8	576

На графике, представленном на рис. 2, отражены основные причины, ранжированные по значимости влияния на отказ в работе ЭПУ.



Рис. 2. Диаграмма Парето основных причин, влияющих на отказ в работе ЭПУ

Используя принцип Парето 20/80 [6], установлено, что основной причиной, на которую в первую очередь следует обратить внимание менеджменту и техническим руководителям предприятий нефтяной отрасли для снижения количества технологических нарушений и повышения надежности ЭПУ, является исключение либо снижение количества дефектов на оборудование скважины по причине снижения изоляции между токопроводящими жилами и землей. На втором месте по значимости и степени влияния на безотказность и надежность эксплуатации находятся дефекты, связанные с коротким замыканием в обмотке ПЭД. Третье место принадлежит технологическим отказам, связанным с заклиниванием УЭЦН. Как показали исследования [1, 2, 5, 7], эффективность эксплуатации достигается за счет снижения количества аварийных отказов в работе оборудования ЭПУ, особое внимание следует уделять надежности функционирования узлов «кабель–ПЭД» и УЭЦН

как наиболее ответственных и наименее надежных узлов системы. Практика эксплуатации ЭПУ, и в особенности ПЭД, является информативным показателем испытания оборудования на надежность, именно поэтому необходим тщательный анализ возникающих в процессе эксплуатации дефектов, который позволит дать оценку степени влияния факторов на проблему надежности функционирования ЭПУ, анализируя три основных показателя: значимость причины, частоту ее возникновения и вероятность обнаружения [4]. Последующий расчет и экономический анализ рисков возникновения отказов, расчет рентабельности, оптимизация производственного процесса и описанных проблем позволят достигнуть главной цели – стабильного экономического роста и надежного функционирования НГДП.

Список литературы

1. Гирфанов А.А., Гольдштейн В.Г., Дадонов Д.Н. Анализ эксплуатационной надежности ЭПУ // Электромагнитная совместимость технических средств и электромагнитная безопасность: сб. докл. IX Росс. науч.-техн. конф. СПб., 2006. С. 173–176.
2. Гольдштейн В.Г., Романов В.С. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи // Динамика систем, механизмов и машин. Динамика электротехнических комплексов и систем. 2017. Т. 5, № 3. С. 96–100.
3. Kundur P. Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
4. ГОСТ Р 51814.2-2001. Системы качества в автомобилестроении. Метод анализа видов и последствий потенциальных дефектов.
5. Данилова С.Ю., Искосков М.О., Руденко А.А. Анализ научных подходов по управлению производственными системами на предприятиях // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2014. Т. 16, № 1(7). С. 1845–1848.
6. Ишмурзин А.А., Пономарев Р.Н. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН // Нефтегазовое дело. 2008. № 4.
7. Каплан Р.С., Нортон Д.П. Сбалансированная система показателей: от стратегии к действию. М.: Олимп-Бизнес, 2010. 320 с.
8. Салахов А.Х., Гафаров А.Р., Мухамедьяров Д.А. Обзор современных конструкций погружных электрических двигателей, эксплуатируемых при нефтедобыче в условиях крайнего севера // ТПУ. 2015. Секция 4. С. 279–281.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Р.С. Рыбаков
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет МЭИ»
Москва, Россия
Rybakovrspro@gmail.com

Аннотация. Строительство новых и модернизация существующих объектов водо-коммунального хозяйства предусматривают меры повышения энергоэффективности. Определение набора необходимых технических решений требует индивидуального рассмотрения в каждом случае, в том числе и по снижению электропотребления. Универсальным способом сокращения электропотребления может стать применение возобновляемых источников на основе солнечной энергии. Оценка на основании технологических параметров насосной станции и климатической зоны позволит на стадии проектирования получить результат эффективности внедрения возобновляемых источников.

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, методика подбора, оценка эффективности, канализационные насосные станции, солнечная энергетика.

ASSESSMENT OF EFFICIENCY INTRODUCTION OF RENEWABLE ENERGY FOR PUMPING STATIONS

R.S. Rybakov
Moscow Power Engineering University
Moscow, Russian Federation
Rybakovrspro@gmail.com

Abstract: The construction of new and modernization of existing facilities of water and communal services, provide for measures to improve energy efficiency. The definition of a set of necessary technical solutions requires individual consideration in each case, including the reduction of power consumption. A universal way to reduce energy consumption can be the use of renewable sources based on solar energy. Assessment based on the technological parameters of the pumping station and the climate zone will allow at the design stage, to obtain the result of the effectiveness of the introduction of renewable sources.

Key words: renewable energy source; the method of selection; efficiency evaluation; sewage pumping station; solar energy.

Под объектом перекачки вод обобщенно понимаются любые виды насосных (НС) или канализационных станций (КНС). Электропотребление в системах водоснабжения и водоотведения следует разделить на две составляющие: потребление электроэнергии технологическим оборудованием и собственные нужды объекта. Технологическим оборудованием на объектах перекачки вод являются электронасосные системы, которые

служат основным потребителем электроэнергии [1]. Под собственными нуждами станции понимается электропотребление системами освещения, отопления, вентиляции и слаботочных сетей. Для достижения экономии должен решаться целый ряд вопросов, связанный, в первую очередь, с определением оптимальных технологических режимов работы соответствующего оборудования и внедрением систем автоматического управления (САУ) с использованием регулируемого ЭП, который является основным элементом этой системы [1]. Для определения механической мощности, которую необходимо затратить для перекачки определенного количества жидкости (Q – расход, м³/ч) при напоре H , м, используется выражение:

$$P_1 = \frac{Q \cdot H}{n \cdot 367}, \quad (1)$$

где n – КПД насоса.

Электрическая мощность электродвигателя насосного агрегата находится по формуле:

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot k_3}{n_{\text{двиг}}}, \quad (2)$$

где k_3 – коэффициент запаса; $n_{\text{двиг}}$ – КПД электродвигателя.

Из формул (1) и (2) следует, что при неизменной подаче и напоре, требуемые мощности P_1 и P_2 будут постоянны. Данный факт не позволяет частотному регулированию электропривода быть универсальным способом повышения энергоэффективности [2, 3]. Оценивать полную выработку электроэнергии солнечным модулем в сутки следует с помощью формулы (3). Полная выработка электроэнергии солнечным модулем в сутки:

$$W_{\text{СУ}} = P_{\text{уст.солн}} \cdot k_{\text{инсол}} \cdot k_3, \quad (3)$$

где $P_{\text{уст.солн}}$ – установленная мощность выработки солнечного модуля, кВт; $k_{\text{инсол}}$ – коэффициент инсоляции местности, кВт·ч/м²/день.

Рассмотрим использование солнечных панелей, устанавливаемых на крыше объекта перекачки вод. В настоящей работе рассмотрена одна из типовых канализационных насосных станций, имеющая следующие характеристики: географическое положение: с. Укромное, Республика Крым, Россия; производительность $Q = 240$ м³/ч, напор $H=30$ м; площадь крыши $S = 350$ м². Установленная мощность электроприемников, заложенных в типовом альбоме, равна 56,4 кВт и имеет следующее распре-

деление нагрузок по категориям: 69 % – технологическое оборудования, 15 % – обогрев помещения, 11 % – прочие нагрузки, 4 % – наружное освещение, менее 1 % – внутреннее освещение.

Для подбора оборудования канализационной насосной станции с помощью солнечных модулей выбрана солнечная панель серийного производства с установленной мощностью выработки 200 Вт и габаритами 1600x800x300 мм. Отношение площади поверхности крыши объекта и площади, занимаемой солнечными панелями, S_{cy}/S_{nc} должно быть меньше единицы. При количестве панелей 250 шт. отношение $S_{cy}/S_{nc} = 0,914$. Это значение показывает, что площадь, занимаемая солнечными установками, лежит в границах крыши здания. Общие потери на преобразование и неравномерность выработки приняты равными 10 %. Для принятых исходных данных был выполнен расчет выработки электроэнергии, результаты которого визуализированы на рис. 1.

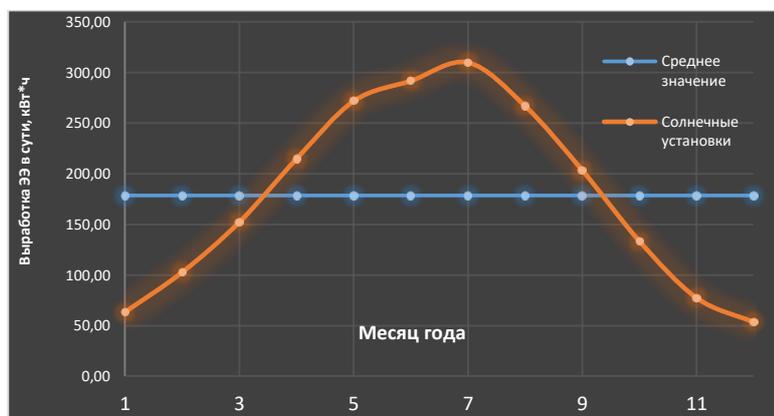


Рис. 1. Выработка электроэнергии в разное время года

Как видно из графика на рис. 1, разница между минимальной и максимальной выработкой составит около 6 раз. Такой сильный разброс величин выработки электроэнергии свидетельствует о том, что для создания эффективной системы электроснабжения круглогодичного использования требуется комбинирование различных источников ВИЭ. Среднегодовая выработка электроэнергии за сутки солнечными установками $W_{г.э} = 160,72$ кВт·ч.

Для оценки эффективности внедрения ВИЭ при различных технологических параметрах объекта перекачки вод необходимо спрогнозировать его электропотребление [4, 5]. Прогнозирование электропотребления насосной станции возможно при известной установленной мощности технологического оборудования и процентного соотношения мощностей, представленного на рис. 4. При вариации

технологических параметров объекта изменяются требования к мощности оборудования в соответствии с формулами (1) и (2). Для учета условия, что площадь установки солнечных панелей постоянна, был введен коэффициент пропорциональности ($k_{\text{проп}}$).

Критерием, позволяющим оценить эффективность внедрения ВИЭ, является отношение объема генерируемой электроэнергии $W_{\text{Г.Э}}$ к объему ее потребления технологическим оборудованием $W_{\text{П.Т}}$ и общему потреблению $W_{\text{П.Общ}}$. Соотношение $W_{\text{Г.Э}} / W_{\text{П.Т}}$ показывает процент выработанной солнечными панелями к потребленной технологическим оборудованием электроэнергии, а соотношение $W_{\text{Г.Э}} / W_{\text{П.Общ}}$ – к общему электропотреблению в сутки. Результаты расчетов при вариации технологических параметров представлены в таблице.

Оценка результатов внедрения ВИЭ при вариации расхода и напора

Q , м ³ /ч	H , м	P_2 , кВт	$W_{\text{П.Т}}$, кВт·ч	$K_{\text{П}}$	$W_{\text{П.Общ}}$, кВт·ч	$W_{\text{Г.Э}}/W_{\text{П.Т}}$, %	$W_{\text{Г.Э}}/W_{\text{П.Общ}}$, %
100	20	10,2	131,6	0,72	267,1	24,41	12,03
	30	15,3	197,5	0,48	332,9	16,27	9,65
	40	20,4	263,3	0,36	398,7	12,20	8,06
200	20	20,4	263,3	0,36	398,7	12,2	8,06
	30	30,6	394,9	0,24	530,3	8,14	6,06
	40	40,8	526,6	0,18	662,0	6,10	4,85
300	20	30,6	394,9	0,24	530,3	8,14	6,06
	30	45,9	592,4	0,16	727,8	5,42	4,41
	40	61,3	789,9	0,12	925,3	4,07	3,47
340	30	28,9	592,4	0,16	727,8	5,42	4,41

Как следует из таблицы, при вариации технологических параметров напора и расхода, среднее соотношение генерируемой электроэнергии к потребляемой технологическим оборудованием составило 8,65 %, а к общему электропотреблению – 5,9 %. Результат $W_{\text{П.Общ}}$ при $Q = 240$ м³/ч и $H = 30$ м с помощью предложенного способа прогнозирования электропотребления составил 727,8 кВт·сутки, а результат расчета, выполненный по СП 31-110-2003, составил 585,70 кВт·сутки. Различие между способами расчета составляет около 25 %. Этот факт указывает на необходимость введения дополнительных эмпирических коэффициентов в предложенный способ прогнозирования электропотребления для уменьшения погрешностей расчета.

Использование солнечной энергии становится актуальным только в регионах РФ, в которых средняя инсоляция составляет не менее 3,5 кВт/м²/день. Солнечные панели, стационарно установленные на крыше здания объекта перекачки вод, позволяют покрыть электропотребление технологического оборудования за счет солнечной энергии на 3–24 %, а общее на 2,5–12 %. Полученные процентные соотношения указывают, что установка солнечных панелей на крыше будет эффективнее для насосных станций напором до 30 м. Для повышения эффективности внедрения требуется комбинирование различных видов ВИЭ. Несколько видов ВИЭ обеспечит равномерную выработку электроэнергии в течение всего года.

Список литературы

1. Багаев Ю.Г., Карпов Н.В., Усачев А.П. Повышение энергоэффективности в системах водоснабжения и водоотведения / // Водоснабжение и санитарная техника, 2011. № 2.
2. Баймачев Е.Э. Особенности проектирования энергоактивных зданий, использующих солнечную энергию // Повышение эффективности строительного производства: сб. науч. тр. Иркутск, 2000. С. 94–98.
3. Охоткин Г.П. Методика расчета мощности солнечных электростанций // Вестник Чувашияского университета. 2013. № 3. С. 222–230.
4. Solar Water Pump System Tsavo East National Park Kenya / A. Ismail [et al.] // Department of Electrical and Electronic Engineering / Imperial College London. 2012. P. 16.
5. Мельников В.Ю. Повышение эффективности использования электрической энергии объектами городского водоснабжения: учеб. пособие. Павлодар: Инновац. Евраз. ун-т, 2015. 120 с.

УДК 621.311.26

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Р.А. Сибгатуллин, А.А. Жиленков
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
Lexmarck@yandex.ru

Аннотация. Распределённая генерация является одним из наиболее перспективных направлений развития топливно-энергетического комплекса. В соответствии с этим есть необходимость определения, в первую очередь, видов энергетических установок, которые необходимо использовать при развитии распределённой генерации.

Ключевые слова: газопоршневая, газотурбинная установка, распределённая генерация.

POWER STATIONS FOR APPLICATION IN THE DISTRIBUTED GENERATION

R.A. Sibgatullin, A.A. Zhilenkov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
Lexmarck@yandex.ru

Abstract. The distributed oscillation is one of the most perspective directions of development of fuel and energy complex at present. According to it there is a need of definition first of all of types of power stations which would need to be used at development of the distributed oscillation.

Key words: gas-piston, gas-turbine installation, distributed generation.

Стареющее оборудование электрических станций и сетей, рост потребителей электрической и тепловой энергии, развитие новых технологий в области интеллектуальных технологий в энергетике приводят к активному изучению и внедрению распределённой генерации в России и в мире.

Наиболее популярное направление – это возобновляемые источники энергии. Однако в условиях России их применение зачастую нецелесообразно из-за отсутствия во многих районах климатических условий, позволяющих работать источникам возобновляемой энергии в оптимальном режиме и с максимальной эффективностью. В частности, в Республике Татарстан лишь небольшая территория (Верхний Услон, Рыбная Слобода, Камское Устье и др.) обладает надлежащим ветроэнергетическим потенциалом. А условий для использования солнечной и геотермальной энергии практически нет.

Применение малой генерации непосредственно связано с наличием доступных энергоресурсов и по возможности специальной инфраструктуры (трубопроводы, распределительные станции).

Основным топливом для работы энергетических установок в России является природный газ. На него переходит большинство электростанций, его используют все современные энергоустановки, такие как газотурбинные (ГТУ), парогазовые (ПГУ), газопоршневые (ГПУ). Поэтому целесообразно рассматривать ГТУ, ГПУ и ПГУ в качестве главной генерирующей силы. Применение редуцированных паротурбинных и теплофикационных установок (мини-ТЭЦ) на основе ГТУ, ПГУ и ГПУ дали возможность предприятиям относительно недорого обеспечить собственную выработку электроэнергии и отказаться (частично или полностью) от услуг электросетей. Такие станции выполняют те же задачи, что и традиционные станции – как правило, производство тепла и электричества. Далее следует распределение и снабжение уже выработанной

энергии по точкам потребления. Нередко станции находятся непосредственно в составе предприятия, что позволяет экономить на транспортировке того же электричества. Причем это необязательно должны быть задачи базового энергообеспечения для поддержания работоспособности объекта. В зависимости от типа мини-ТЭЦ может выполнять второстепенные функции инженерного обслуживания, к примеру, обеспечивая холодными воздушными потоками вентиляционные дымоходы. Для таких станций не обязательно постоянное снабжение энергией. Их нередко подключают только в качестве аварийного резервного источника, когда центральная магистраль по тем или иным причинам не справляется со своими функциями.

Также ГПУ и ГТУ могут работать на различных видах энергетических ресурсов. Например, на одном пивоваренном заводе было установлено 3 ГПУ по 0,2 МВт фирмы Tedom, работающих на биогазе – побочном продукте процесса переработки воды. А на металлургическом заводе были установлены три турбоагрегата по 50 МВт, работающие на попутном (доменном) газе.

В 1839 году Уильям Гроув обнаружил, что процесс электролиза обратим, т. е. водород и кислород можно объединять в молекулы воды без горения, но с выделением тепла и электрического тока. Это открытие дало начало развитию топливных элементов – электрохимических генераторов.

На данный момент технологии использования топливных элементов развиваются в нескольких направлениях. Это создание стационарных электростанций (централизованных и децентрализованных), энергетических установок для транспортных средств и источников питания различных устройств.

Компаниями Green Gen в Китае (250 МВт) и Future Gen в США (275 МВт) разработаны первые пилотные проекты электростанций на основе топливных элементов:

- 1) при использовании водорода не возникает эмиссии углекислого газа;
- 2) высокая эффективность;
- 3) одновременное производство электроэнергии и тепла.

Результаты

Малая энергетика, конечно, не сможет полностью заменить большую. Однако с ее внедрением стало возможным решение многих проблем:

- 1) снимается необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры;

2) наличие источников напряжения в непосредственной близости от нагрузки увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных уровней напряжения в сети и снижает риск потери устойчивости;

3) снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности;

4) становятся предсказуемыми затраты на энергоснабжение.

Список литературы

1. Длугосельский В.И., Зубков А.С. Эффективность использования в теплофикации газотурбинных и парогазовых технологий // Теплоэнергетика. 2000. № 12. С. 3–6.

2. Коровин Н.В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. М.: Издательство МЭИ, 2005. 280 с.

УДК 629.039.58

ДИАГНОСТИКА ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

А.Х. Мукимов, А.А. Сидорова, П.П. Павлов
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
an.s1996@yandex.ru

Аннотация. Последние годы в мировой практике наиболее быстро развиваются технологии перехода на обслуживание и ремонт оборудования в соответствии с его фактическим техническим состоянием. Основу таких технологий составляет контроль оборудования и прогнозирования его технического состояния с использованием методов неразрушающего контроля и безразборного диагностирования. В условиях эксплуатации необходимый уровень надежности электрических машин, в том числе и тяговых электродвигателей, поддерживать очень сложно.

Ключевые слова: диагностика, надежность, электровоз, привод, электродвигатель.

DIAGNOSTICS OF ELECTRICAL ENGINE TRAINERS

A.H. Mukimov, A.A. Sidorova, P.P. Pavlov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
an.s1996@yandex.ru

Abstract. Recent years in the world practice, the most rapidly developing technologies of transition to the maintenance and repair of equipment in accordance with its actual technical condition. The basis of such technologies is the control of equipment and the prediction of its technical state using non-destructive testing and in-situ diagnostic methods. Under operating conditions, the required level of reliability of electric machines, including traction motors, is very difficult to maintain.

Key words: diagnostics, reliability, electric locomotive, drive, electric motor.

Вопросам обеспечения безаварийной и эффективной работы электроустановок (ЭУ), производящих, передающих, преобразующих и потребляющих электроэнергию в настоящее время уделяется большое внимание. К таким электроустановкам относятся электрические двигатели (ЭД) и силовые трансформаторы (СТ), которые в процессе эксплуатации подвергаются различным внешним и внутренним воздействиям в виде электромагнитных, механических, тепловых и других стационарных и ударных нагрузок. Это приводит с течением времени к ухудшению заданных электрических, механических, термических характеристик и других технико-экономических показателей.

Тяговые электрические двигатели (ТЭД) электровозов рассчитывают на два номинальных режима работы: часовой и продолжительный. В обоих режимах температура лимитирующих по нагреву обмоток ТЭД достигает допустимого предела, но не превышает его. Как известно, в случае превышения температуры обмоток на 10 °С, срок службы изоляции ТЭД сокращается в 2 раза.

Анализ причин отказов ТЭД различных типов дает следующую информацию о распределении отказов между отдельными узлами.

Типы аварий включают пробой и короткое замыкание на землю (28 %), электрические неисправности (32 %) и механические повреждения (31 %). В большей части повреждения проявляются в изоляции обмоток (50 %) и подшипниковых узлах (29 %). В качестве причин аварий можно выделить: пробой изоляции (30 %), перегрев (26 %) и механические повреждения (20 %). Причины аварий вызваны нормальным физическим старением и износом (34 %), неудовлетворительной смазкой (15 %), повышенной влажностью (10 %), неисправностями, обнаруженными во время осмотра (30 %). Ответственность за аварии ложится на недостаточное профилактическое обслуживание (17 %), неправильное применение (9 %), завод-изготовитель (15 %), отсутствие профилактического обслуживания (2 %). Из общего числа поврежденных электродвигателей примерно 78 % ремонтируется и 22 % заменяются резервными.

Основными причинами снижения эксплуатационной надежности ТЭД являются неудовлетворительное качество ремонта и пропуск дефектов системами контроля. Для повышения ресурса и надежности оборудования, сокращения затрат, связанных с ремонтом и простоями,

необходимо внедрение на заводах-изготовителях системы диагностики состояния изоляции обмоток и подшипников качения. Существует несколько видов диагностирования, не требующих вывода ТЭД из эксплуатации: вибрационный, по потребляемому току двигателя, тепловизионный и др.

За последние годы появились новые методы диагностики ТЭД, новые технологии ремонта, новые изоляционные материалы, новое технологическое оборудование. Применение указанных достижений в комплексе на специализированных предприятиях позволило бы существенно повысить надежность работы тяговых двигателей, поднять их межремонтные пробеги.

Список литературы

1. Павлов П.П., Гараева А.Р., Залялов Р.Р. Поиск отказов в сложных технических системах // Актуальные вызовы современной науки: сб. науч. тр. по матер. IX Междунар. науч. конф. Переяслав-Хмельницкий, 2017. Вып. 9, Ч. 2. С. 65–67.

2. Диагностирование отказов электротехнического оборудования электро-подвижного состава / П.П. Павлов [и др.] // Вопросы образования и науки теоретический и методический аспекты: сб. науч. тр. по матер. Междунар. науч.-практ. конф. 2015. Ч. 2. С. 108–109.

УДК 621.314.21

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Е.О. Солдусова, А.В. Проничев, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВО «СамГТУ»
Самара, Россия
esoldusova@inbox.ru

Аннотация. Была оценена эффективность применения инновационных трансформаторов по сравнению с масляными. Были построены графики зависимости коэффициента полезного действия от коэффициента загрузки для различных видов трансформаторов. Результаты моделирования показали, что энергоэффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем масляных.

Ключевые слова: аморфные материалы, высокотемпературные сверхпроводниковые материалы.

INVESTIGATION OF DISTRIBUTOR NETWORK MODES UNDER DESIGNING THE PERSPECTIVE CITY ELECTRICAL SUPPLY SYSTEMS

E.O. Soldusova, A.V. Pronitchev, A.A. Kazantzev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
esoldusova@inbox.ru

Abstract. The efficiency of using innovative transformers was compared with oil transformers. Graphs were constructed for the dependence of the coefficient of efficiency on the load factor for various types of transformers. The results of the simulation showed that the energy efficiency of innovative transformers is much higher than the energy efficiency of transformers with the traditional performance of the magnetic circuit.

Key words: amorphous materials, high-temperature superconductor materials.

Потери электроэнергии ΔW в электроустановках ЭССЭ при передаче, распределении и потреблении электроэнергии – это, с точки зрения закона сохранения энергии, неизбежные энергетические и экономические затраты на обеспечение физической сущности названных технологических процессов. Можно констатировать, что эти затраты, в частности, связанные с выделением тепла, за исключением его полезного использования, наносят вред как самому электрооборудованию, так и окружающей среде [1–2].

Поэтому, несмотря на то, что проблема снижения суммарных потерь электрической мощности и энергии в электроэнергетике всегда была и есть в центре внимания эксплуатации, научных исследований, проектирования и конструирования новых электроустановок и процессов, можно констатировать непреходящую актуальность и необходимость поиска новых решений. В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно существенно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов следующих инновационных решений:

- использование эффекта сверхпроводимости (низко- и высокотемпературной) для кардинального уменьшения нагрузочных потерь в обмотках СТ [3–4];

- внедрение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов и перспективных бессердечниковых конструкций СТ для значительного (в 5–6 раз) снижения потерь холостого хода трансформатора [5–6];

- применение комбинированной конструкции, сочетающей в себе использование аморфных магнитопроводов, и материалов, которые обладают эффектом высокотемпературной сверхпроводимости для изготовления обмоток СТ (АВТСТ) [1].

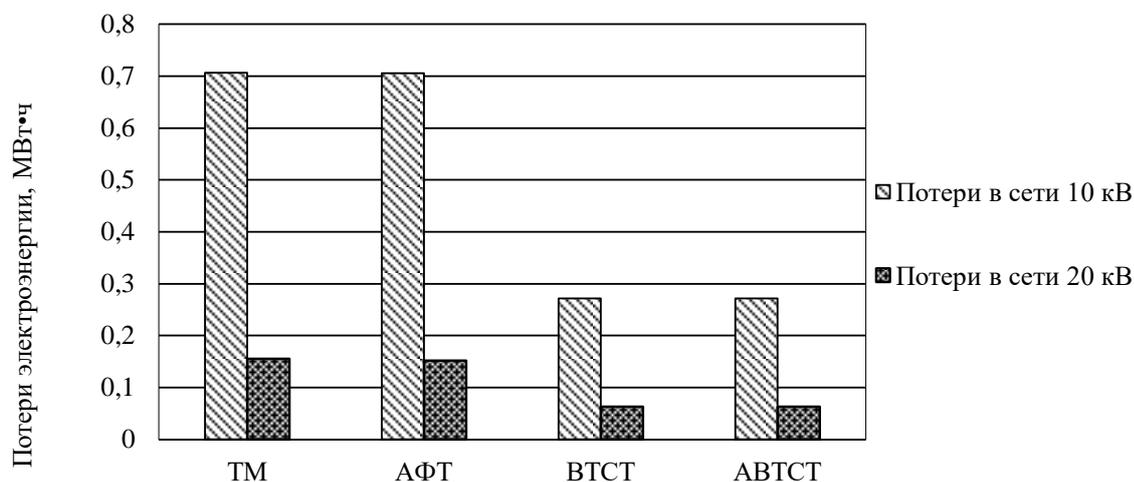


Рис. 2. Результаты расчетов суммарных потерь в сетях 10 и 20 кВ при использовании различных видов трансформаторов

Максимальные значения КПД трансформаторов при соответствующих значениях k_3

Тип трансформатора	$\eta_{\max}, \%$	$k_{3\max}$
ТМ	98,805	0,4
АФТ	99,470	0,18
ВТСТ	99,273	0,61
АВТСТ	99,652	0,28

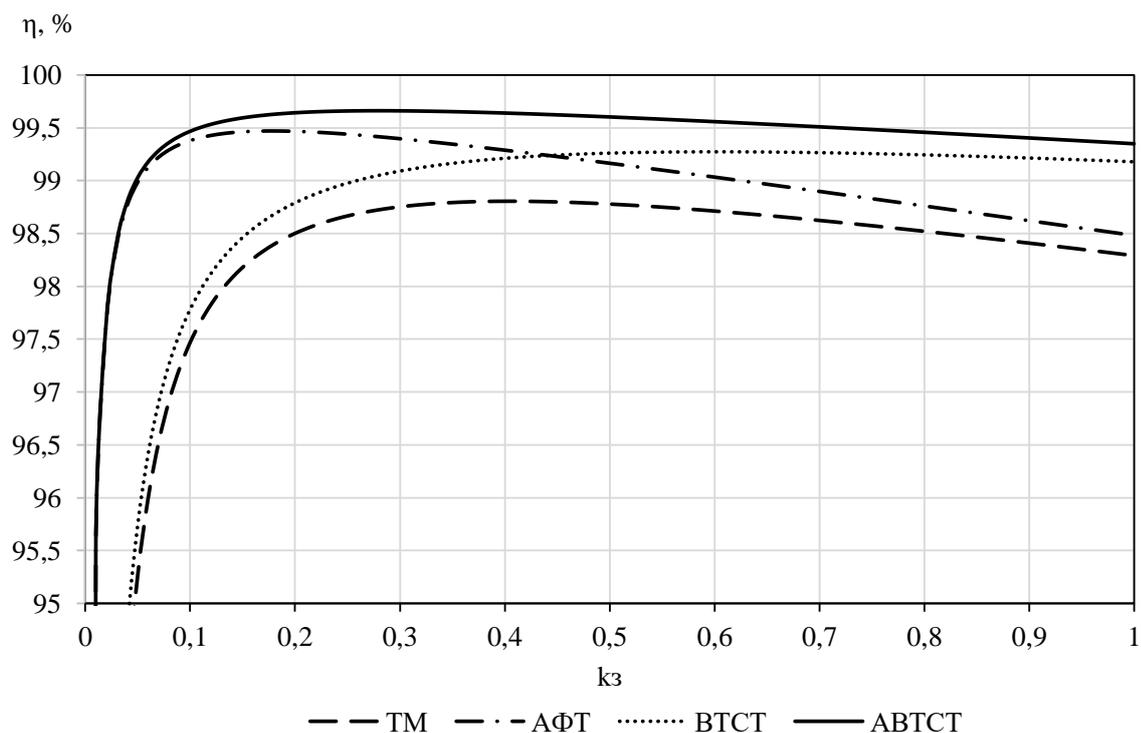


Рис. 3. Графики зависимости КПД от k_3 для различных видов трансформаторов

Из результатов моделирования видно, что энергоэффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем энергоэффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода. Также можно отметить, что удельные потери в сети 20 кВ ниже, чем в сети 10 кВ, при использовании каждого из видов трансформаторов.

На основании построенных графиков можно сделать вывод, что у АФТ и ТМ с ростом k_3 коэффициент полезного действия снижается быстрее, чем у ВТСТ и АВТСТ, ввиду больших потерь короткого замыкания. Действительно, у трансформаторов с меньшими потерями холостого хода, таких как АФТ и АВТСТ, наибольший КПД достигается при меньшем значении k_3 , по сравнению с традиционными масляными трансформаторами. КПД таких трансформаторов при коэффициенте загрузки, соответствующем максимальному значению КПД ТМ, значительно выше масляного. У ВТСТ трансформатора наибольший КПД соответствует большему k_3 по сравнению с другими рассмотренными видами трансформаторов.

Таким образом, введение в эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов, высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов и их комбинированной конструкции является одним из наиболее перспективных путей снижения технических потерь энергосистем. Производственные способности российских производителей в изготовлении трансформаторов АФТ развиваются быстрым темпом и способны обеспечить спрос на данный тип оборудования.

Список литературы

1. Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I–III габаритов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 1. С. 43–53.
2. Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук. НГТУ. Новосибирск. 2014.
3. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений / В.Г. Гольдштейн [и др.] // Вестник СамГТУ. 2013. № 4(40). С. 149–157. (Сер. «Технические науки»).
4. Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2.

5. Манусов В.З., Александров Н.В. Ограничение токов короткого замыкания с помощью трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками // Известия ТПУ. 2013. № 4. С. 100–105.

6. Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers / A. Berger [et al.] // Journal of Physics: Conference Series 234. 2010.

УДК 621.13

МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГОЕМКОСТИ КИНЕТИЧЕСКОГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ

А.Р. Холикова, Т.И. Петров
ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Казань, Россия
zagrudnaya@bk.ru

Аннотация. Одним из перспективных видов накопителей энергии является комплекс электромеханического преобразователя энергии и инерционного механического накопителя. Такой комплекс называется кинетическим накопителем энергии. Он запасает кинетическую энергию на вращающемся маховике, и при необходимости механическая энергия вращения преобразуется в электрическую. Эти комплексы способны быстро реагировать на изменения показателей мощности в энергосистемах и выдавать высокую мощность.

Ключевые слова: кинетический накопитель, маховик, запасаемая энергия.

MODEL FOR DETERMINING ENERGY INTENSITY KINETIC ENERGY STORAGE

A.R. Kholikova, T.I. Petrov
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
zagrudnaya@bk.ru

Abstract. One of the promising types of energy storage is a complex of electro-mechanical energy converter and inertial mechanical storage. Such a complex is called the kinetic energy storage. It stores kinetic energy on a rotating flywheel, and if necessary, the mechanical energy of rotation is converted into electrical energy. These complexes are able to respond quickly to changes in power indicators in power systems and produce high power.

Key words: kinetic storage, flywheel, stored energy.

Генерация, передача и распределение энергии являются основными этапами использования энергии в современной электроэнергетике. Накопление энергии, безусловно, является важным этапом, но на сегодняшний день проблема более эффективного хранения энергии остается

актуальной задачей. Решить данную проблему возможно при помощи накопителей энергии различных видов [2]. Также стоит учитывать, что устройства хранения энергии могут решать не только задачи хранения и преобразования энергии, но также участвовать в реализации мер по оптимизации режимов работы оборудования, обеспечивать потребителей электроэнергией параметрами, которые не соответствуют стандартам. Перспективными являются кинетические накопители, достоинством которых является быстрдействие.

Исследование проведено на примере кинетического накопителя энергии. Основной элемент – маховик, но не только. Важными частями также являются мотор-генератор, подшипниковые узлы и корпус устройства [1].

Математическая модель исследуемого накопителя представляет собой систему следующих уравнений:

1. Уравнение массы маховика:

$$m = \rho\pi R^2 H. \quad (1)$$

2. Уравнение момента инерции:

$$J = mR^2/2. \quad (2)$$

1. Уравнение запасаемой энергии:

$$E = 0,5w^2 J; \quad (3)$$

$$E_1 = E/3600. \quad (4)$$

Для определения значений запасаемой энергии при заряде инерционного аккумулятора проведен вычислительный эксперимент. Эксперимент проведен для накопителя с различными параметрами на основе модели (рис. 1). Стоит отметить, что система будет динамической за счет использования блока угловой скорости как изменяющейся величины.

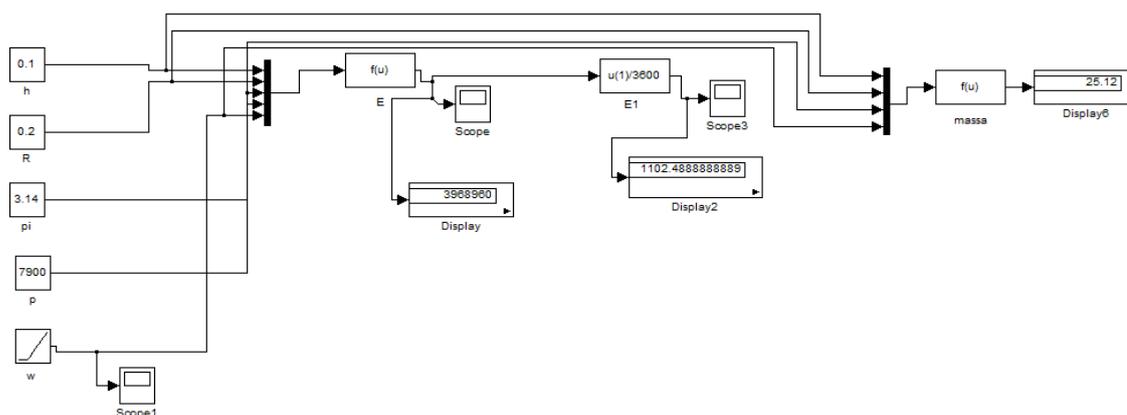


Рис. 1. Блок, моделирующий процесс заряда кинетического накопителя

Для определения массы используется произведение плотности материала и объема, который, в свою очередь, вычисляется как произведение радиуса и высоты маховика. На рис. 2–3 представлены два режима с массой и угловой скоростью в виде вариационных переменных и построены графики запасаемой энергии.

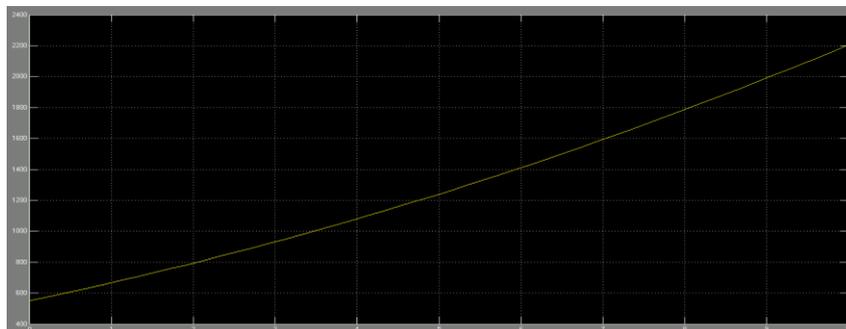


Рис. 3. Режим 1 (масса – 200 кг, пиковая угловая скорость – 2000)

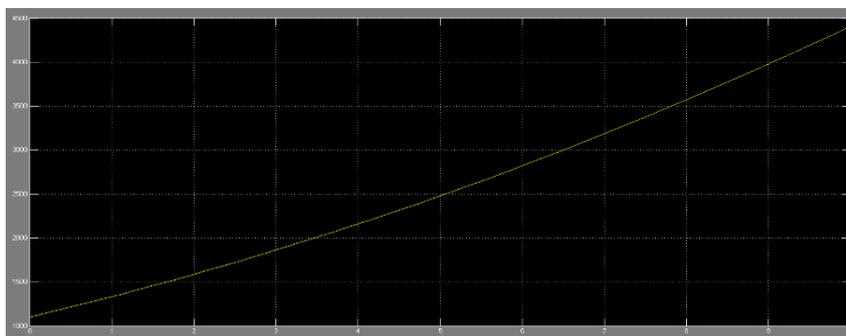


Рис. 3. Режим 2 (масса – 100 кг, пиковая угловая скорость – 4000)

В результате эксперимента выявилось, что при увеличении угловой скорости вращения маховичного элемента увеличение запасаемой энергии численно превосходит значения режима, в котором происходит повышение массы. Следовательно, развитие кинетических накопителей должно лежать в области оптимизации конструкции и использования новых материалов, что позволит получить высокие значения энергоемкости и перейти к новому этапу в энергетике с возможностью промышленного накопления энергии.

Список литературы

1. Джента Дж. Накопление кинетической энергии. Теория и практика современных маховичных систем / пер. с англ. М.: Мир, 1988.
2. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Тер-Газарян А.Г. Накопители энергии в электрических системах: учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1989.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И КАЛИБРОВКА СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ НАТУРНОЙ МОДЕЛИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Я.Э. Шклярский, А.А. Выдрова, А.И. Данцевич, Я.М. Малькова, А.И.Барданов
ФГБОУ ВО «СПГУ»
Санкт-Петербург, Россия
alisavudrova@mail.ru

Аннотация. Применение трёхпроводных вставок постоянного тока, работающих в повторно-кратковременной перегрузке по току, позволяет увеличить пропускную способность линии электропередачи. Для экспериментальной проверки этого тезиса и сравнения различных способов электропередачи изготавливается лабораторный стенд. В статье изложен порядок разработки, изготовления и калибровки системы на основе интегральных термодатчиков.

Ключевые слова: постоянный ток, способы передачи электроэнергии, калибровка датчика температуры, метод наименьших квадратов.

DEVELOPMENT AND ADJUSTING THE TEMPERATURE SENSORS SYSTEM FOR THE PHYSICAL MODEL OF THE DC POWER LINE

Ja. Shkljarskij, A. Vydrova, A. Dancevich, Ja. Mal'kova, A. Bardanov
Saint-Petersburg Mining University
Saint-Petersburg, Russian Federation
alisavudrova@mail.ru

Abstract. Three-wire DC power line is operating in a short-time overcurrent. This mode leads to grow the transmission line power capacity. Verification of this thesis and comparison of various transmission methods requires experimental data so the laboratory stand is creating. The article describes the procedure for the development, manufacturing and calibration of a system based on integral temperature sensors.

Key words: direct current, DC power transmission, temperature sensor adjusting.

Обширная территория Российской Федерации обуславливает удаленность энергообъектов друг от друга на большие расстояния, увеличивая длину линии электропередачи. Из-за этого возникают проблемы с перетоками электроэнергии между энергосистемами, которые могут перегружаться или недогружаться.

В связи с этим необходимо повышать эффективность работы энергосистем. Добиться решения данной проблемы можно, увеличив пропускную способность линии электропередачи. Основными факторами, ограничивающими пропускную способность проводов линии, являются напряжение в конце линии и допустимый ток [1].

С целью исследования передачи электроэнергии и выбора оптимального способа разрабатывается стенд, учитывающий три способа электропередачи, одним из которых является передача электроэнергии постоянным током по трём проводам. Такой режим позволяет передавать электроэнергию в режиме кратковременной перегрузки проводов по току, что обуславливает увеличение передаваемой активной мощности [2].

Стенд (рис. 1) разработан для исследования трёх различных способов передачи электроэнергии, а именно: трёхфазной трёхпроводной линией переменного тока; двухпроводной линией постоянного тока, трёхпроводной линией постоянного тока с переключением проводов. Вариативное сопротивление проводов линии выполнено в виде катушек индуктивности с разъёмами, позволяющими регулировать необходимые значения сопротивлений для конкретного опыта. Первые два способа являются классическими. Для реализации второго способа на стенде используются два тиристорных преобразователя.

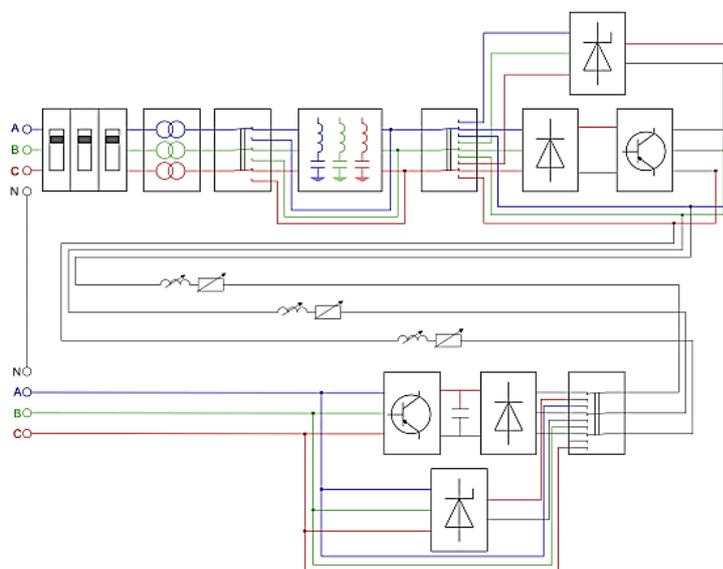


Рис. 1. Проект стенда

Третий способ – вставка постоянного тока – предполагает использование двух пар устройств силовой электроники – выпрямителя и инвертора. Предварительно напряжение выпрямляется диодным выпрямителем, при этом параллельно подключённые фильтры отсекают высшие гармоники тока, затем постоянное напряжение подаётся на инвертор, работающий в режиме переключения проводов трёхпроводной линии электропередачи. В конце линии установлен выпрямитель для перевода трёхпроводной линии постоянного тока в двухпроводную постоянного тока, а за ним инвертор, который преобразует постоянный ток в переменный, передаваемый потребителю.

Передача электроэнергии осуществляется способом «один прямой, два обратных», с повторно-кратковременной перегрузкой проводов, позволяющей поддерживать постоянный уровень их температуры. Таким образом, постоянный ток протекает по трём проводам: по «прямому» – прямой ток, а «обратный» – по двум другим проводам. Это позволяет в четыре раза уменьшить нагрев «обратных» проводов [2].

Для реализации такого способа протекания тока используется инвертор, осуществляющий переключение проводов трёхпроводной линии через равные промежутки времени по составленному алгоритму (рис. 2.).

На основании алгоритма было выполнено компьютерное моделирование, результаты которого подтвердили тезис о том, что передаваемая мощность может быть увеличена за счёт уменьшения амплитуды колебаний температуры.

Таким образом, температура провода увеличивается две трети периода, а оставшуюся одну треть – провод остывает (рис. 3). Период переключения проводов выбирается не меньше длительности переходного процесса в проводах линии электропередачи и сглаживающем конденсаторе, чтобы обеспечить минимальную амплитуду колебаний температуры [2].

После успешного проведения виртуального испытания было принято решение о натурном эксперименте. Таким образом, на стенде необходимо замерять значения температуры, до которой нагреваются провода, с помощью термодатчиков.



Рис. 2. Алгоритм управления инвертором

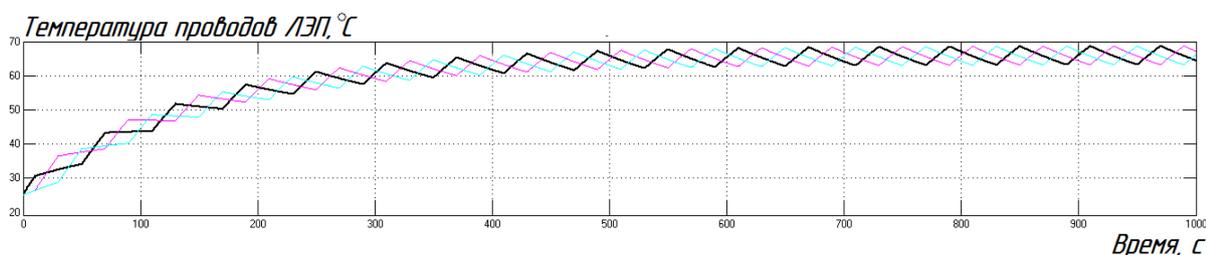


Рис. 3. Температуры трехпроводной линии при передаче электроэнергии способом «один прямой, два обратных» с переключением проводов

Для оценки нагрева проводов в динамике разработана система измерений на основе полупроводниковых аналоговых датчиков (рис. 4) фирмы National Semiconductor LM35, которые отличаются маленькой температурой собственного нагрева – 0,08 °C [3].

Система включает в себя три датчика температуры, которые будут подключены к соответствующим фазам стендовой линии электропередачи, дополнительный источник питания, микроконтроллер, провода и персональный компьютер.

Для снятия показаний с датчиков была написана программа на микроконтроллер ATmega8U2 платы Arduino Uno. С помощью встроенного аналого-цифрового преобразователя в Arduino аналоговый сигнал с датчика преобразуется в цифровой код.

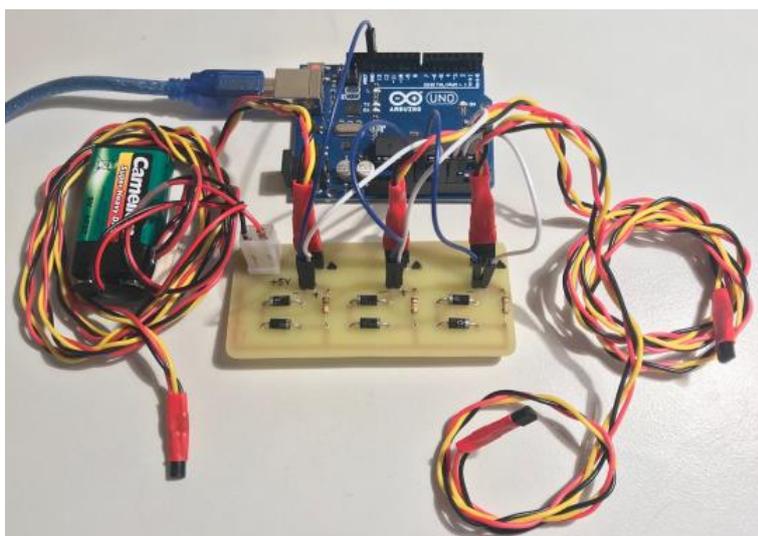


Рис. 4. Система измерений температуры стенда

Чтобы получить значение температуры, необходимо задать в программу формулу для её вычисления (1) [4]:

$$T = \frac{N \cdot U_{\text{иоп}}}{1024 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}, \quad (1)$$

где N – код АЦП; $U_{\text{иоп}}$ – напряжение источника опорного напряжения, В; 1024 – максимальное число градаций АЦП, т. е. он имеет 10 разрядов; $10 \cdot 10^{-3}$ – масштабный коэффициент термодатчика LM35, равный 10мВ/°С, T – измеряемая температура, °С.

Преобразованное значение температуры передается через порт UART со скоростью 9600 бит/с на компьютер и выводится на экран.

Одновременное тестирование работы датчиков проводилось при нагреве воды (рис. 5).



Рис. 5. Установка для тестирования датчиков температуры

На основании полученных значений построены графики зависимостей реакции термодатчиков от времени нагрева (рис. 6).

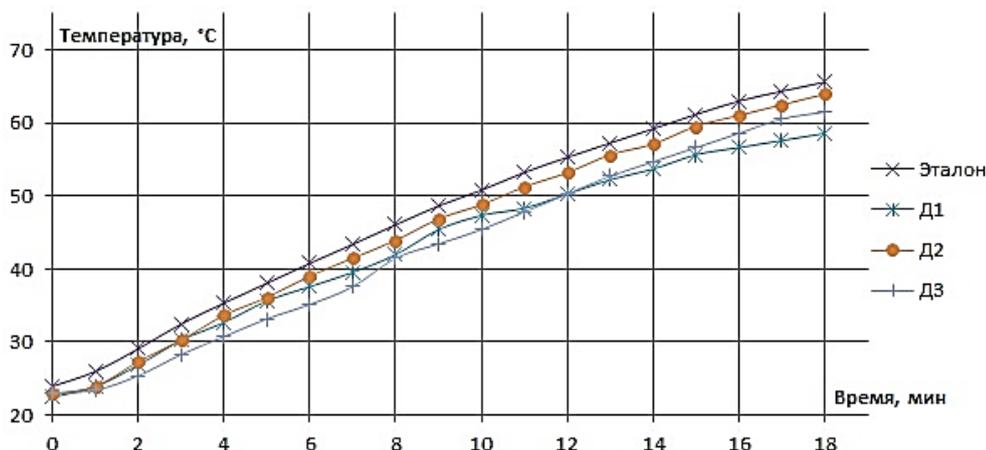


Рис. 6. График зависимости значений температуры датчиков от времени нагрева

Правильность работы системы была оценена с помощью эталонного лабораторного датчика – Si7021 [4]. В ходе первых испытаний была выявлена ошибка измерения собранной системы, которая линейно увеличивается с возрастанием температуры. На основании этого было принято решение использовать метод наименьших квадратов [5] для нахождения корректирующих линейных коэффициентов.

Из вышеизложенного следует, что полученное значение по формуле (1) в программе на микроконтроллер необходимо умножить на корректирующий коэффициент (2):

$$T_c = \frac{N \cdot U_{\text{иоп}}}{1024 \cdot 10 \cdot 10^{-3}} \cdot K_c, \quad (2)$$

где T_c – температура измерения, полученная с помощью откалиброванного датчика; K_c – корректирующий коэффициент.

Проведя повторные испытания, получены графики зависимостей значений температуры откалиброванных датчиков от времени нагрева (рис. 7).

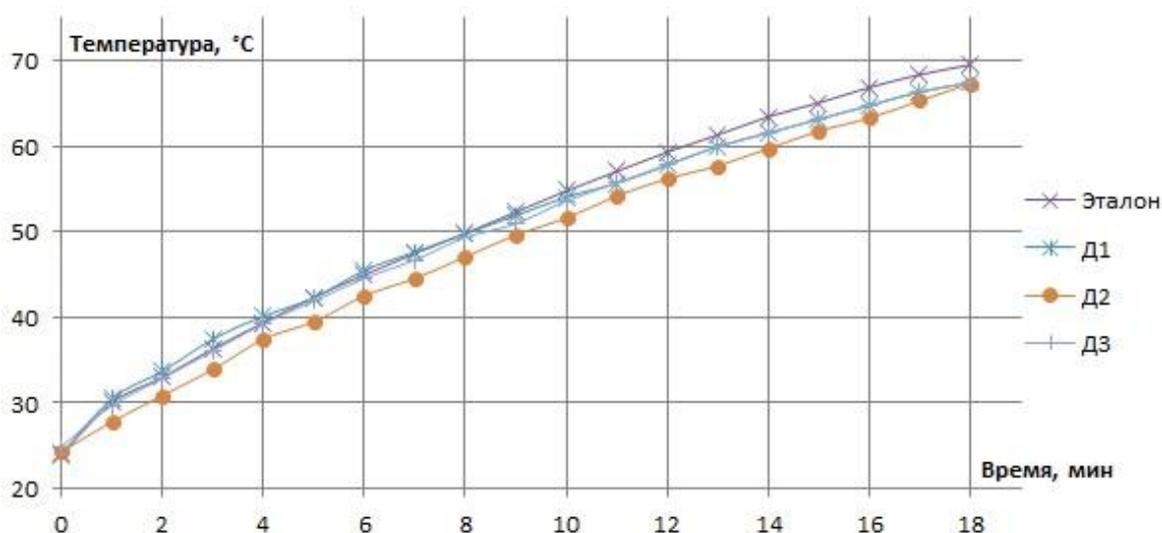


Рис. 7. График зависимости значений температуры калиброванных датчиков от времени нагрева

Для сравнения способов передачи электроэнергии разрабатывается стенд, важнейшей частью которого является система измерения температуры нагрева проводов. После разработки данной системы каждый датчик, входящий в её состав, был откалиброван с учётом корректирующих коэффициентов, рассчитанных методом наименьших квадратов.

На основании показаний системы измерения будет доказан тезис об увеличении пропускной способности линии электропередачи за счёт применения трёхпроводных вставок постоянного тока.

Список литературы

1. Карпов Ю.С. Повышение пропускной способности межсистемных связей ЕЭС России: путь к выходу из дефицита // Вестник Университета. 2013. Т. 23. С. 23-27.

2. Шклярский Я.Э., Соловьев С.В., Барданов А.И. Перевод трехпроводной линии электропередач среднего напряжения на постоянный ток // Известия Тульского государственного университета. 2017. № 5. С. 353–356.

3. National Semiconductor: LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors [Электронный ресурс]. URL: <https://static.chipdip.ru/lib/142/DOC000142743.pdf>

4. SILICON LABS: Si7021-A20 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.silabs.com/documents/public/data-sheets/Si7021-A20.pdf>

5. Бирюкова О.В., Корецкая И.В. Полупроводниковые датчики температуры: получение и преобразование сигнала в режиме реального времени // Т-Сотт: Телекоммуникации и транспорт. 2017. Т. 11. № 1. С. 26–30.

СОДЕРЖАНИЕ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

Вялкова С.А., Надтока И.И. Применение метода MSSA к временным рядам электропотребления, температуры воздуха и естественной освещенности.	4
Герасимов В.Л., Будникова И.К. Автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления	9
Зинуров В.Э., Дмитриева О.С. Разработка прямоугольного сепаратора для увеличения остаточного ресурса электрофильтра	13
Полонянкин П.С., Чмыхалов Г.Н. Применение облачных технологий в расчетах релейной защиты силового оборудования	16
Баторович Д., Рахимов Д.Р., Ставровский М.С. Сравнение методов регулирования напряжения в системах электроснабжения распределительных сетей	21
Уткин М.О., Николаев К.В., Пономарев Е.Р., Рукавишников В.А. Проектирование станка лазерной резки с использованием в САПР Autodesk Inventor с использованием параметризации и адаптивных моделей	27

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ

Галеева Р.У., Алексеева С.Ф. Оценка уровня искажения напряжения при плановых коммутационных переключениях воздушных линий с учетом коронирования проводов	31
Борисова Ю.А., Гольдштейн В.Г., Ведерников А.С. Математическая модель расчета токов коротких замыканий в электрических сетях с многоцепными ВЛЭП методом фазных координат	35
Борисова Ю.А., Гольдштейн В.Г. Расчет режимов несимметричных многоцепных воздушных линий в виде обобщенного четырех-полюсника.	40
Дорохов В.В., Щуров А.Н. Потери мощности и электроэнергии в сети при плавке гололёда на воздушных линиях электропередачи постоянным током.	45
Рыбалкин А.Д., Чмыхалов Г.Н., Дудкова Ю.Ю. Автоматизация проектирования подстанционной микропроцессорной релейной защиты с применением облачных технологий	50
Засыпкин А.С. Блок питания аппаратуры контроля гололёдообразования на потенциале провода	55

Зиннатуллина Д.Р. Автоматизация проектирования подстанционной микропроцессорной релейной защиты с применением облачных технологий	60
Кубарьков Ю.П., Иванова Е.А. Анализ действия защиты ветрогенератора при провале напряжения в сети	63
Киржацких Е.Р., Козлов В.К. Обзор методов определения места повреждения в сетях 6–35 кВ	66
Рыжкова Е.Н., Младзиевский Е.П. Устройство управления сопротивлением заземляющего резистора для плавного перехода от высокоомного к низкоомному заземлению нейтрали.	70
Москаленко Н.И., Паржин С.Н., Додов И.Р., Хамидуллина М.С., Сафиуллина Я.С. Измерительный комплекс для исследований оптических характеристик и микроструктуры антропогенных золей. . .	74
Сидоркин Ю.М., Нестеренко Е.С. Реконструкция электрической сети Новосибирской энергосистемы.	82
Муссонов Г.П., Нишанбаев Ш.Р., Просекин И.Н., Федчишин В.В. Погрешность трансформаторов тока при определении значений гармонических составляющих	87
Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Исследование режимов внутрифазного короткого замыкания с участием земли для самокомпенсированных РВЛ.	92
Снопкова Н.Ю., Просекин И.Н., Якимов Р.С., Муссонов Г.П. Определение наведённого напряжения на натуральной модели.	97
Сапцына Е.Ю. Обобщение методики моделирования электроэнергетических систем для выполнения расчетов установившихся режимов в соответствии с данными контрольных измерений.	102
Зарипов Д.К., Насыров И.Л. Исследование возможности применения оптической индикации состояния изоляции для контроля загрязнения опорных изоляторов.	108
Нафикова А.А. Роль технологических потерь в стратегии управления потерями распределительной сетевой компании.	113

УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА

Балабанов М.С., Хамитов Р.Н. Управление уровнем напряжения и пропускной способностью высоковольтных линий электропередач в условиях труднодоступных территорий.	116
Жилкина Ю.В. Энергетическая безопасность России: сущность и основные угрозы в современных реалиях.	121

Жилкина Ю.В. Сервис в электроэнергетике	128
Колкова Н.А., Чувакина Я.В. Регулирование электросетевых компаний на основе бенчмаринга.	136
Краснова А.О., Дронова Ю.В. Развитие розничного рынка электроэнергии и возможные последствия для региональной экономики.	142
Галеева Р.У., Ладик Я.С. Влияние доминирующих факторов в третьей и четвертой ценовых категориях на конечную отпускную цену электропотребления.	146
Жуковский Ю.Л., Русских Н.И., Сусликов П.К. Исследование информационных технологий для применения электромобилей в качестве распределенного генератора на территории Санкт-Петербурга	151
Самойленко Г.Р., Сенько Н.В. Расчет допустимых режимов сложной электрической системы на основе применения сингулярных чисел матрицы Якоби	155
Соколов А.П., Газизова О.В., Малафеев А.В. К вопросу применения несинхронного АПВ на промышленных источниках распределенной генерации	161
Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М. Устройство автоматического управления режимами микросети с распределенной генерацией	166
Толстихина Л.В., Фроленко Н.С. Управление режимом малой генерации с применением искусственного интеллекта	171

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Багаутдинов И.З., Кувшинов Н.Е. Разработка математической модели распределительного пункта 6–35 кВ	176
Исаков Р.Г., Базлов Д.А. Разработка имитационной модели дизельного генератора для исследования устойчивости в сетях Microgrid.	181
Бологов П.В., Дунаева Т.Ю. Технологические особенности и свойства агрегата, комбинирующего бытовую СВЧ-печь и кухонную вытяжку.	187
Кротков Е.А., Ермошина А.А. Обзор исследований статических характеристик электрической нагрузки по напряжению за рубежом.	190
Згарбул А.В., Бершадский И.А. Метод оценки пожарной безопасности электрической проводки при коротких замыканиях в электрифицированных помещениях.	194
Крюкова В.А., Лобанова Е.Н. Методы регулирования напряжения в сетях 0,4–10 кВ	200

Лобанова Е.Н., Крюкова В.А. Повреждаемость устройства регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов.....	203
Романов В.С., Гольдштейн В.Г. Метод анализа видов и последствий потенциальных отказов для повышения надежности и эффективности предприятий нефтедобычи.	205
Рыбаков Р.С. Оценка эффективности внедрения возобновляемых источников энергии для насосных станций	210
Сибгатуллин Р.А., Жиленков А.А. Энергетические установки, применяемые в распределённой генерации	214
Мукимов А.Х., Сидорова А.А., Павлов П.П. Диагностика тяговых электрических двигателей	217
Солдусова Е.О., Проничев А.В., Казанцев А.А. Исследование режимов распределительной сети при проектировании перспективных систем электроснабжения городов.	219
Холикова А.Р., Петров Т.И. Модель для определения энергоёмкости кинетического накопителя энергии	224
Шклярский Я.Э., Выдрова А.А., Данцевич А.И., Малькова Я.М., Барданов А.И. Изготовление и калибровка системы измерения температуры для натурной модели линии электропередачи постоянного тока.	227

Научное издание

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XIII Всероссийской открытой молодежной
научно-практической конференции

2–4 октября 2018 г.

Корректоры: М.М. Надыршина, И.В. Краснова
Компьютерная верстка Т.И. Лунченкова

Подписано в печать 12.12.2018.
Формат 60×84/16. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 13,83. Уч.-изд. л. 10,22. Тираж 40 экз. Заказ № 5136

Редакционно-издательский отдел ОПКВК, 420066,
Казань, Красносельская, 51



ISBN 978-5-89873-531-9



9 785898 735319