ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции

21–22 октября 2020 г.

Казань
2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Министерство энергетики Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Казанский государственный энергетический университет»

АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Публичное акционерное общество «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 XV Всероссийской открытой молодежной
научно-практической конференции

21–22 октября 2020 г.

Казань
2020

УДК 621.31
БКК 31.2
Д48

Рецензенты:

зам. гл. диспетчера по оперативной работе Филиала АО «СО ЕЭС»
РДУ Татарстана Е.В. Александров

д-р техн. наук, проф. каф. «Электроснабжение промышленных предприятий»,
ФГБОУ ВО «КГЭУ» И.В. Ившин

Редакционная коллегия:

Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор), И.Г. Ахметова,
А.Г. Арзамасова

Д48 **Диспетчеризация и управление в электроэнергетике:** матер. XV Всерос. открытой молод. науч.-практ. конф. (Казань 21–22 октября 2020 г.) / редкол. Э.Ю. Абдуллазянов (отв. редактор) [и др.]. – Казань: Казан гос. энерг. ун-т, 2020. – 403 с.

ISBN 978-5-89873-570-8

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

Предназначены 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
БКК 31.2

ISBN 978-5-89873-570-8

© Казанский государственный энергетический университет, 2020

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Российский национальный комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (РНК СИГРЭ)

Россети ФСК ЕЭС (ПАО «ФСК ЕЭС»)

Благотворительный Фонд «Надежная смена»

При поддержке

Министерство энергетики Российской Федерации

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Информационный партнер

Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение»

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

УДК 621.313.3

СОЗДАНИЕ СЕРИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ДЛЯ СТАНКОВ-КАЧАЛОК НЕФТИ С АДАПТИВНОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ

А.Н. Цветков
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
tsvetkov9@mail.ru

Описан ход выполнения и приведены результаты проекта «Серия электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений», реализуемого в рамках Постановления Правительства РФ № 218.

Ключевые слова: серия электроприводов, российский высокоэффективный синхронный двигатель, станок-качалка нефти, беспроводные системы передачи данных, адаптивная система управления.

Одной из задач программ кооперации российских вузов, научных учреждений и производственных предприятий, поддерживаемых Министерством науки и высшего образования, является получение практического опыта, новых знаний преподавательским составом, получение практического опыта работы, овладение современными методами научных исследований студентами, аспирантами, молодыми учеными и специалистами.

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета принимает активное участие в выполнении таких программ.

В настоящее время реализуется проект по созданию серии электроприводов для станков-качалок нефти совместно с Акционерным Обществом «Чебоксарский Электроаппаратный Завод» в рамках Постановления Правительства РФ от 9 апреля 2010 г. № 218, который рассчитан на три года, полное название проекта «Серия электроприводов на базе российских высокоэффективных синхронных двигателей для станков-качалок нефти с применением беспроводных систем передачи данных и адаптивной системой управления для «умных» месторождений».

Добыча нефти при помощи штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) – самый распространенный способ искусственного подъема нефти. Две трети фонда действующих добывающих скважин в мире эксплуатируются данными установками. Цифровые интеллектуальные системы управления нефтяными полями позволяют существенно увеличить нефтедобычу, заметно облегчить наладку и уменьшить объем работ по обслуживанию.

Проблемы современного положения в отрасли – это истощение ресурсов нефтяных пластов, повышение стоимости электроэнергии, стремление снизить затраты на ремонт скважин, неэффективное использование персонала.

Целью проекта является создание интеллектуальных станций управления и новой серии российских высокоэффективных синхронных двигателей для штанговых скважинных насосных установок [1, 2].

Интеллектуальная станция управления нефтяной скважиной будет состоять из станции управления для сбора параметров с датчиков состояния скважины, технологического оборудования и расчета оптимальных режимов работы электропривода станка качалки, передачи данных на блок дистанционного управления. Использование новых энергоэффективных двигателей позволит существенно повысить экономию электроэнергии.

Система имеет адаптивное управление, применение которого позволяет изменять работу станка качалки при добыче нефти и избежать аварийных режимов. Система имеет постоянную связь с центром управления и осуществляет непрерывную передачу данных. Система позволяет увеличить объём добычи нефти на 20–35 %. Экономит энергопотребление до 20 %. Уменьшает затраты на профилактические работы до 50 %. Снижает потери элетроэнергии в питающих сетях до 20 %. Дает 1,5 млрд прибыли за 5 лет эксплуатации.

Потенциальными потребителями данной системы являются ведущие компании по добыче нефти на территории России и в Мире.

В ходе работ над проектом накоплен большой опыт по созданию электрических машин синхронного типа с постоянными магнитами, освоены методики расчетов и проектирования основных узлов изделия с применением современных средств автоматизации, позволивших повысить не только производительность расчетов, но и существенно сократить время, затрачиваемое на разработку. Кроме этого, применение

автоматизированных средств, дает возможность осуществлять симуляцию процессов, происходящих в элементах изделия на этапе проектирования, что позволило избежать больших затрат на изготовление макетных и опытных образцов электроприводов [3, 4].

Программы для ЭВМ, патенты на изобретения, научные материалы, полученные при проведении исследований электрической машины на испытательном стенде в области генерации электрической энергии, применении различных методов управления с применением полупроводниковых силовых ключей на основе технологии IGBT широко применяется в учебных дисциплинах, преподаваемых на кафедре и при выполнении бакалаврских и магистерских выпускных квалификационных работ студентами. В ходе реализации проекта уже получены 14 патентов, более 10 научных статей в ведущих Российских и зарубежных изданиях.

Результатом работы над проектом станет разработка и создание интеллектуальных станций управления с энергоэффективными двигателями для нефтяных месторождений и их серийное производство [2]. Кафедра активно привлекла к этой работе не только опытных ученых и преподавателей, но и аспирантов, молодых ученых и специалистов, бакалавров и магистрантов кафедры.

В состав рабочей группы проекта входит более 50 человек, это работники и студенты КГЭУ, в том числе: 12 молодых ученых, 16 молодых инженерно-технических работников, 6 аспирантов, 17 студентов, обучающихся по программе магистратуры и бакалавриата.

Основные задачи, поставленные перед проектной группой, заключаются в разработке основных конструктивных решений и алгоритмов управления. При этом, результатом работы студентов будет полноценный труд, который завершится написанием выпускной квалификационной работы на тему соответствующую проводимым исследованиям и разработкам.

Созданная проектная группа студентов выполняет реальный проект с полным жизненным циклом от технического задания до выпуска серийного изделия. Это позволит дать студентам не только прочные знания, но и практический опыт овладения компетенциями проектирования и создания изделий.

Также результаты проекта внедряются в учебный процесс кафедры и университета.

Литература

1. Adaptive Control System of the Pumping Unit / A.N. Tsvetkov [et al.]. DOI:10.35940/ijeat.E1064.0785S319 // International Journal of Engineering and Advanced Technology. 2019. Vol. 8, Is. 5S3. Pp. 289–291.

2. Prospects of Using a Synchronous Machine with Permanent Magnets in the Oil Industry / T.I. Petrov [et al.]. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8546157 // Proc. of XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering. Novosibirsk, 2018. Pp. 336–338.

3. Корнилов В.Ю., Мухаметшин А.И., Цветков А.Н. Система автоматизированного контроля энергетических характеристик асинхронного электропривода штанговых скважинных насосных установок // Нелинейный мир. 2017. № 6. С. 33–39.

4. Разработка и реализация испытательного стенда для исследования характеристик синхронного электродвигателя / Т.И. Петров [и др.] // Вестник КГЭУ. 2018. Т. 10, № 3 (39).

УДК 621.3

ПРАКТИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ ВОЛНОВОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В РАЗВЕТВЛЕННЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

142892@mail.ru, to_kigor@list.ru

Рассматривается история научных исследований по развитию волнового метода определения места повреждений в Казанском государственном энергетическом университете. Приведена библиография этих исследований.

Ключевые слова: определение места повреждения, сигнал переходного процесса, комплекс, модель, эксперимент**.**

Термин «волновой метод определения места повреждения» был введен во второй половине прошлого века. Суть метода заключалась в создании условий для искусственного пробоя места дефектной изоляции высоковольтного кабеля. Инициированный пробой изоляции вызывает возникновение сигнала переходного процесса напряжения, который, многократно переотражаясь от концов кабеля и местом повреждения,

формирует волну напряжения период которой равен четырем временам пробега от начала кабеля до места дефекта. С помощью измерений временной зависимости напряжения на зажимах кабеля вовремя колебательного процесса, рассчитывают расстояние до места дефекта в кабеле [1]. Амплитуда сигнала переходного процесса при переотражениях быстро затухает, что не позволяет добиться высокой точности определения расстояния. В воздушных линиях этот способ неприменим из-за существенно больших величин затухания сигнала, вызванных механизмом дисперсии при его распространении вдоль линии.

С развитием спутниковых систем синхронизации разнесенных шкал времени принцип волнового метода определения места повреждения с соответствующей модернизацией получил второе рождение, что увеличило как точность, так и удобство его практического использования. В зарубежных публикациях метод получил название «travelling wave fault location» [2]. В методе измеряется время прихода начала сигнала переходного процесса (СПП), рождаемого коммутациями любого вида, на противоположные концы линии и по их относительной временной задержке определяется расстояние до места его возникновения. Измерения происходят в рабочем режиме линии, что позволяет мгновенно определять расстояние до места повреждения. Это является существенным преимуществом относительно первоначального способа, когда дефектный кабель выводили из работы для определения места повреждения. Регистрация лишь времени начала СПП позволила распространить волновой метод и на определение места повреждения в воздушных линиях электропередач, за счет существенно меньшего влияния механизма дисперсии при однократном прохождение СПП вдоль линии.

В КГЭУ практическое развитие волнового метода определения места повреждения началось в 2009 г. с оформления соответствующего патента [3]. Аппаратная реализация комплекса прошла через несколько модернизаций [4–6]. Алгоритмы обработки зарегистрированных сигналов переходных процессов развивались в работах [7–11]. Моделирование распространения СПП отражено в работах [12, 13]. Практически важные результаты внедренного комплекса появились в 2018 г. [14–16]. При практической эксплуатации комплекса обнаружилась необходимость селектировать разные виды СПП, чтобы на рабочий стол диспетчера приходила информация лишь о местах аварийных коммутаций. Для решения этой задачи применяются методы классификации СПП по существенным признакам. Причинами возникновения СПП являются частичные разряды, грозовые перенапряжения, плановые коммутации, аварийные коммутации.

Бюджетность и конкурентоспособность разработанного комплекса складывается из следующих составляющих.

Используются бюджетные корпус и входные цепи – тарельчатый изолятор, вместо высоковольтного конденсатора связи, и ВЧ разъемный трансформатор тока широкого потребления, вместо специализированных брендовых трансформаторов тока. Датчики комплекса располагаются внутри тупиковых КТП или внутри ПС, что снимает многие проблемы по их эксплуатации при наружной установке датчиков на проводах ЛЭП. Используются бюджетные GPRS-антенны, что возможно из-за установки датчиков в КТП вблизи развитой инфраструктуры общего пользования с высоким качеством GPRS-сигнала. До диспетчера электросетей доводится лишь информация о местах аварийных коммутаций за счет интеллектуальной обработки данных. Число датчиков комплекса равно числу ответвлений от магистральной линии, что вдвое меньше чем при установке датчиков на проводах ЛЭП. Точность ОМП разработанного комплекса на порядок выше, чем при установке датчиков на проводах ЛЭП.

Литература

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.

2. Study on accuracy traveling wave fault location method of overhead line – Cable hybrid line and its influencing factors / Li Xun [et al.]. DOI**:** 10.1109/CAC.2017.8243590 // Proc. of Chinese Automation Congress. 2017. Pp. 4593–4597.

3. Способ определения места однофазного замыкания на землю в разветвленной воздушной линии электропередач, способ определения места междуфазного короткого замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач и устройство контроля тока и напряжения для их осуществления: пат. 2372624 Рос. Федерация № 2008109491/28; заявл. 12.03.08; опубл. 10.11.09, Бюл. 31.

4. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Топографический датчик, регистрирующий параметры нормального и аварийного режима в ЛЭП // Электрика. 2008. № 5. С. 36.

5. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Блок питания на основе трансформатора тока с микропроцессорным управлением // Электротехника. 2009. № 4. С. 28–34.

6. Информационно-измерительное устройство для определения участка повреждения линии электропередач / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Датчики и системы. 2011. № 7. С. 43–46.

7. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Исследование параметров переходного процесса при ОЗЗ // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: матер. VII Всерос. науч.-техн. конф. Чебоксары, 2010. С. 242–244.

8. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. Экспериментальный анализ изменения векторной диаграммы фазных напряжений при однофазном замыкании на землю // Электроэнергетика глазами молодёжи: матер. III Междунар. науч.-техн. конф. Екатеринбург, 2012. С. 24–28.

9. Алгоритмы локации сигналов тока и напряжения при однофазных замыканиях на землю в распределительных воздушных сетях / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электротехника. 2015. № 2. С. 41–43.

10. Хузяшев Р.Г., Новиков С.И., Кузьмин И.Л. Простейшие алгоритмы обнаружения сигналов переходного процесса напряжения в линиях электропередач // Известия вузов. Проблемы Энергетики. 2017. № 7. С. 45–49.

11. Алгоритмы волнового определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10)кВ / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электротехнические комплексы и системы: тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2018. С. 196–200.

12. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. Анализ параметров свободных колебаний в линии электропередач при моделировании замыканий на землю // Электроэнергетика глазами молодёжи: матер. IV Междунар. науч.-техн. конф. Иваново, 2015. Т. 2. С. 46–50.

13. Исследование скорости распространения сигналов переходных процессов по воздушным линиям электропередачи / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2017. Т. 13, № 3. С. 24–31.

14. Хузяшев Р.Г., Новиков С.И., Кузьмин И.Л. Программно-аппаратный комплекс волнового метода определения места повреждения в сетях 6–10 кВ // Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: тез. докл. Междунар. конф. и выставки. Санкт-Петербург, 2017. С. 104.

15. Практическая реализация волнового метода определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10) кВ / / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. Т. 2, № 53. С. 98–107.

16. System of the Traveling-Wave Fault Location in 6(10) kV Treelike Distribution Electric Grids / R.G. Khuzyashev [et al.]. DOI:10.1109/PTC.2019.8810663 // Proc. of IEEE Milan Power Tech. 2019. 4 p.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

УДК 621.365.55

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СВЧ-НАГРЕВА ДРЕВЕСИНЫ С ЦЕЛЬЮ ДЕЗИНСЕКЦИИ

В.Е. Агафонов[1], С.В. Тригорлый[2]
[1,2]СГТУ имени Гагарина Ю.А., г. Саратов
[1]vova.aga@list.ru

Деревянные дома не теряют популярности, а проблема с древоточцами, которые разрушают древесину и способствуют развитию грибка, до сих пор не решена во всем мире. Применение химических методов дезинсекции древесины не экологично в жилых строениях, поэтому актуальной проблемой является выбор физических методов для дезинсекции древесины, позволяющих надежно уничтожать не только жучков, но и грибницу вредителя в глубине древесины.

Ключевые слова: СВЧ, рупорная антенна, магнетрон, дезинсекция, блок питания, СВЧ генератор

Перспективным методом обеззараживания древесины в жилых помещениях является СВЧ-обработка. Известны положительные результаты применения данного метода [2]. Для эффективного обеззараживания сосны от точильщиков необходимо нагревать объект до 50-60 °С.

При создании СВЧ нагревательных устройств актуальной задачей является математическое моделирование происходящих процессов, на основе которых выбираются конструкция и параметры СВЧ установки. Математическая модель СВЧ нагрева диэлектрика основана на решении связанных задач электродинамики и теплопроводности [1].

Задача электродинамики описывается уравнениями Максвелла [2]. Для волновых процессов используется их преобразование к уравнениям Гельмгольца. Для вектора напряженности электрического поля E уравнение имеет вид:

$$\nabla \times \left(\mu_r^{-1} \nabla \times E \right) - k_0^2 \left(\varepsilon_r - \frac{j\sigma}{\omega \varepsilon_0} \right) E = 0, \qquad (1)$$

где μ_r – относительная магнитная проницаемость; k_0 – волновое число; ε_r – относительная диэлектрическая проницаемость; σ – электрическая проводимость; ω – угловая частота; и ε_0 – электрическая постоянная.

На границе воздух – диэлектрик задается граничное условие сопряжения:

$$\left[n, E_0 - E_1\right] = 0, \tag{2}$$

где E_0, E_1 – векторы напряженности электрического поля для воздуха и древесины соответственно; n – единичный вектор нормали к поверхности раздела сред; направленный из воздуха в заготовку.

В случае если теплофизические свойства нагреваемого объекта не зависят от температуры (для рассматриваемой задачи этими зависимостями можно пренебречь) задача теплопроводности описывается уравнением теплопроводности [4]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a\nabla^2 T + \frac{q_v(x, y, z, t)}{c_p \rho}, \tag{3}$$

где T – температура; a – коэффициент температуропроводности; $q_v(x, y, z, t)$ – мощность внутренних источников теплоты, обусловленных СВЧ диэлектрическими потерями; c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении; ρ – плотность.

На границе воздух – диэлектрик имеет место граничное условие третьего рода:

$$q_1(t) = h(T_1 - T_0), \tag{4}$$

где $q_1(t)$ – тепловой поток с поверхности заготовки в воздух; h – коэффициент теплоотдачи с поверхности заготовки; T_0 и T_1 – температуры воздуха и поверхности заготовки соответственно.

Связь задач электродинамики и теплопроводности осуществляется через соотношение:

$$q_v(x, y, z, t) = 0,5\omega\varepsilon_0\varepsilon_r'' \cdot \left|E\right|^2, \tag{5}$$

где ε_r'' – мнимая часть диэлектрической проницаемости; E – напряженность, определяемая из уравнения (1).

Рассмотрим задачу СВЧ нагрева древесины с целью дезинсекции с помощью движущейся рупорной антенны, показанной на рис. 1. Для решения связанной задачи электродинамики и теплопроводности используем программный пакет Comsol Multiphysics [4], который позволяет учесть движение антенны относительно нагреваемого объекта [4].

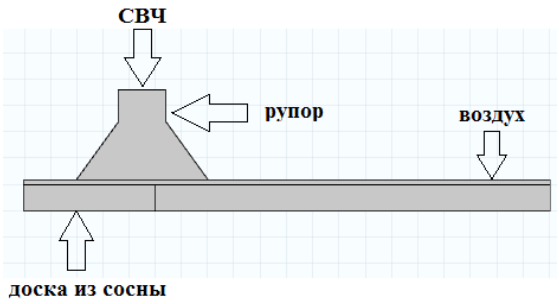


Рис. 1. Расчетная схема СВЧ нагрева древесины

При моделировании используются следующие исходные данные: мощность СВЧ излучения $P = 0{,}8$ кВт; частота генератора $f = 2450$ МГц; теплофизические свойства сосны: $\lambda = 3{,}06$ Вт/(м·К); $c_p = 2700$ Дж/(кг·К); $\rho = 532$ кг/м^3; коэффициент теплоотдачи с наружной поверхности $h = 10$ Вт/(м^2·К); скорость движения излучающей антенны $v = 0{,}001$ м/с; начальная температура дерева и температура воздуха одинаковы $(T_1 = T_2 = 20\ ^\circ\text{C})$, максимальная температура нагрева 60 °С.

Результаты моделирования представлены на рис. 2–4, откуда видно, что при заданной мощности СВЧ генератора и скорости перемещения антенны выполняются условия эффективного нагрева древесины: температура нагрева на глубине 2,5 см составляет 56 °С.

Следует отметить малую глубину проникновения электромагнитной волны в дерево, что связано с выбором частоты 2450 МГц. Применение частот 433 или 915 МГц позволит увеличить глубину проникновения.

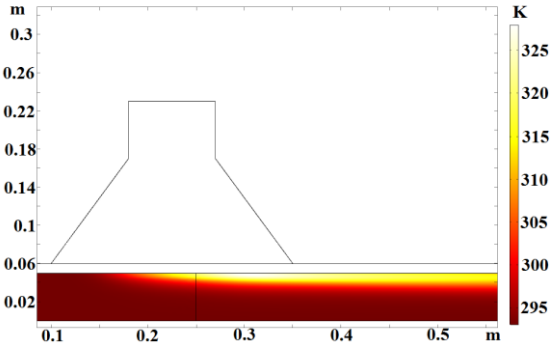


Рис. 2. Результаты численного моделирования СВЧ-нагрева древесины с целью обеззараживания: температурное поле

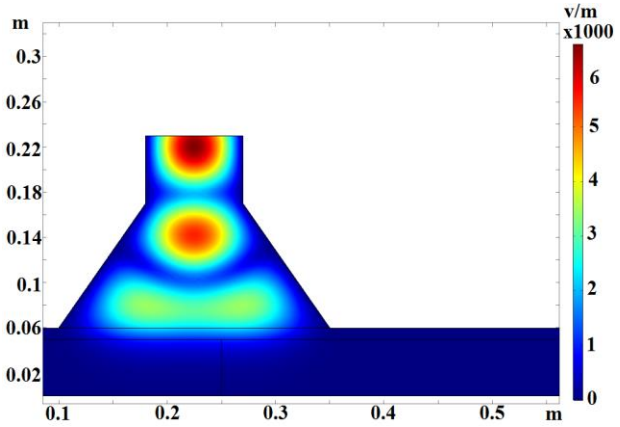


Рис. 3. Результаты численного моделирования СВЧ-нагрева древесины с целью обеззараживания: электромагнитное поле

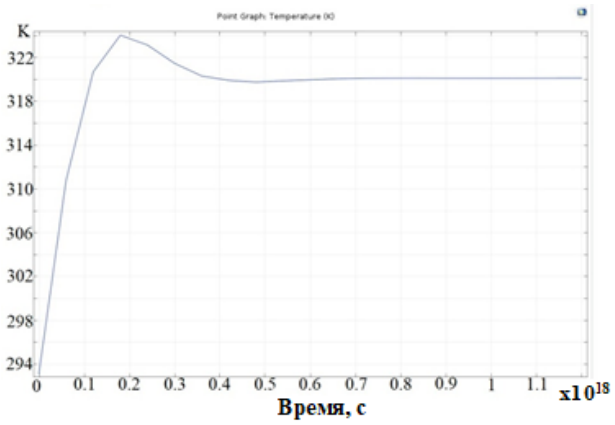


Рис. 4. График зависимости температуры от времени под рупором

Изменяя скорость перемещения антенны, или мощность СВЧ генератора можно добиться требуемой температуры нагрева заготовки. Кроме того, математическое моделирование позволяет на этапе проектирования подобрать оптимальный тип антенны с целью обеспечения требуемого температурного профиля по поверхности и глубине объекта.

Литература

1. Архангельский Ю.С. СВЧ электротермия. Саратов.: Сарат. гос. техн. ун-т, 1998. 408 с.

2. Вайнштейн, Л.А. Электромагнитные волны. М.: Радио и связь, 1988. 440 с.

3. Иванов И.А., Тихонов В.Н., Пронина О.Э. СВЧ установка для дезинсекции древесины [Электронный ресурс] // Современная техника и технологии. 2015. № 8. URL: http://technology.snauka.ru/2015/08/7713 (дата обращения: 11.03.2020).

4. Прахт В.А., Сарапулов Ф.Н., Дмитриевский В.А. Моделирование тепловых и электромагнитных процесссов в электротехнических установках. Программа COMSOL: учеб. пособие. М.: Спутник, 2011. 158 с.

5. Тригорлый С.В., Захаров В.В. Математическое моделирование процессов СВЧ-термообработки протяженных диэлектриков с использованием подвижных излучающих систем // Актуальные проблемы электронного приборостроения: матер. Междунар. науч. конф. Саратов, 2018. С. 125–130.

УДК 621.34:622.276.53

ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОЙ КОМПЛЕКТАЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКОЙ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

С.А. Алешин [1], А.Н. Якунин [2]
[1] ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[2] ФГБОУ ВО «АГНИ», г. Альметьевск
aleshin97@inbox.ru, anatol_ee@rambler.ru
Науч. рук. В.В. Максимов

Увеличение дебита скважины возможно за счёт использования интеллектуального алгоритма управления электроприводом добывающей скважины, который также приведёт к снижению внутрисменных простоев и потерь нефти. Алгоритм управления осуществляет диагностику штангового глубинного насоса по величине нагрузки на насосные штанги и коэффициенту заполнения насоса.

Ключевые слова: добывающая скважина, станция управления, динамограф, электропотребление.

В НГДУ «Ямашнефть» ПАО «Татнефть» эксплуатация фонда нефтяных скважин осложнена образованием водонефтяной эмульсии (ВНЭ), их количество составляет более 400 шт. с обводнённостью от 40 % до 80 %. Такие скважины образуют осложнённый фонд и характеризуются: высоким электропотреблением оборудования, низким КПД, частыми простоями и меньшим ресурсом работы. Последствия образования ВНЭ приводит к отказам в работе установки штангового глубинного насоса (УШГН), зависанию и обрыва насосных штанг. При этом НГДУ несет дополнительные потери нефти и затраты на добычу нефти из-за непредвиденных простоев УШГН.

Часть скважин осложненного фонда имеет потенциал увеличения добычи нефти по причине высокого динамического уровня. Проведение геолого-технических мероприятий по изменению параметров рабо ты наземного привода и дебита скважины приводит к дополнительному приросту дебита скважины. Одним из путей решения для увеличения добычи нефти и уменьшения электропотребления является внедрение интеллектуальных станций управления (ИСУ) УШГН, исключающие постоянное нахождение на добывающей скважине обслуживающего персонала [1].

Согласно проведённым опытно-практическим изыскания в НГДУ, использование интеллектуальной станции «ИРЗ-400» для управления УШГН с асинхронным двигателем, является технически эффективным. В составе станции имеется преобразователь частоты, позволяющий плавно регулировать скорость вращения приводного электродвигателя, что в результате позволяет обеспечить оптимальный режим работы технологической установки, добиться нужной производительности глубинного насоса и эффективно использовать электроэнергию [2]. Основными алгоритмами управления является получения интеллектуальных режимов работы электропривода УШГН: поддержания оптимальной нагрузки на штанге и коэффициента заполнения насоса.

Алгоритм управления ИСУ реализует постоянную программную подстройку частоты выходного напряжения и для улучшения работы электропривода УШГН, станцию управления можно оснастить обратной связью от датчиков, повысив тем самым точность управления [3]. Для достижения обозначенных режимов работы привода УШГН станция «ИРЗ-400» оснащается датчиками: положения нижней мёртвой точки, расположенном на контргрузе и нагрузки в точке подвеса штанг – межтраверсным динамографом.

На величину и направление момента сопротивления на валу электродвигателя основное влияние оказывает нагрузка в точке подвеса штанг, которая является переменной величиной, характер изменения которой описывается с помощью динамограммы [3]. Для определения влияния нагрузки УШГН на работу ИСУ необходимо привести динамограмму с учётом параметров наземного оборудования к интеллектуальному режиму работы.

Изначально ИСУ была настроена на алгоритм по поддержанию коэффициента наполнения насоса, после настроили на алгоритм изменения нагрузки УШГН. Также проведена настройка программного обеспечения «Система мониторинга М500», необходимой для управления скважиной и получения информации текущих параметров её эксплуатации. Динамограмма считывается с установленного на траверсе динамографа через удаленный доступ и позволяет ИСУ в любой момент времени оценивать информацию работы УШГН, например, вес столба жидкости максимальный и минимальный, число качаний в минуту, эффективный ход полированного штока по отношению к паспортному параметру.

ИСУ, оснащённая датчиками контроля технологических параметров, совместно с выбранным режимом управления, позволяет достигнуть:

1) увеличения среднего дебита жидкости по скважине от 7,3 до 10,9 $м^3$/сут.;

2) оптимизировать удельное электропотребление на подъём 1 $м^3$ жидкости от 11,2 до 9,93 $кВт·ч/м^3$.

Интеллектуальные станции управления обеспечивают эффективную работу УШГН, скважин со слабыми коллекторскими свойствами. Подобные станции позволяют в автоматизированном режиме измерять все необходимые параметры работы скважины, диагностировать возможные осложнения, подстраивать работу насоса под условия эксплуатации.

Литература

1. Алешин С.А. Оптимизация режимов работ с помощью интеллектуальных станций управления в нефтегазовом производстве // Приоритетные направления инновационной деятельности в промышленности: б. науч. ст. 4-й Междунар. науч. конф. Казань, 2020. Ч. 1. 276 с.

2. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: учебник для вузов. М.: Недра, 2000. 437 с.

3. Якунин А.Н., Гарифуллина А.Р., Ярыш Р.Ф. Влияние нагрузки станка-качалки на работу частотно-регулируемого электропривода // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: матер. Нац. с междунар. уч. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, ученых и специалистов, посвящ. 20-летию создания кафедры электроэнергетики: в 2 т. 2019. С. 374–377.

УДК 624.012

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ПОДВЕСНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

А.М. Аль-Дарабсе[1], Е.В. Маркова[2], Т.В. Денисова[3]
ФГБОУ ВО «УлГТУ», г. Ульяновск
[1]amersamarah4@gmail.com, [2]morozova319@yandex.ru, [3]denisovaiattu@mail.ru

Рассматривается актуальная проблема, связанная с созданием технологии проектирования опор электрогидравлической системы российской модели подводного коллектора в условиях импортозамещения в нефтегазовом секторе страны. Показаны тенденции и перспективы развития машиностроения для подводной добычи углеводородов. На основании исходных данных для расчета рассчитанных и смоделированных трубопроводов малого диаметра, которые являются частью электрогидравлической схемы коллектора, были разработаны соответствующие опоры. После разработки технологий по прототипу планируется дальнейшее использование разработанных опор в рамках серийной поставки компонентов системы подводной добычи для глубоководных нефтегазоконденсатных месторождений в арктическом регионе Российской Федерации.

Ключевые слова: технология проектирования, электрогидравлический систем, развития машиностроения, схема коллектора, компонентой систем, импортозамещения.

Машиностроение – это отрасль тяжелой промышленности, специализирующаяся на производстве различной техники и оборудования, а также на разработке и создании транспортных средств и электрооборудовании.

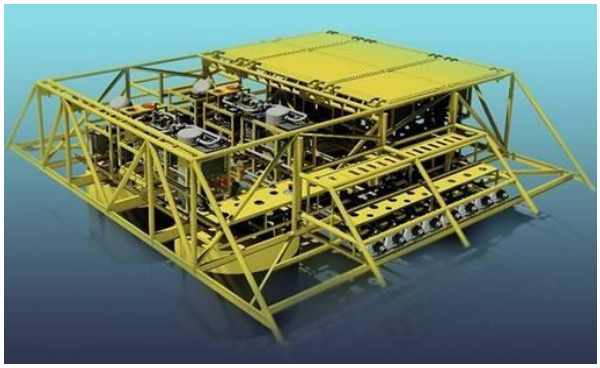
Всего эта отрасль включает в себя более двухсот подотраслей. По данным за 2019 г., в этой сфере в России работают около 3,6 млн человек.

В настоящее время актуальна разработка и внедрение новых прогрессивных технологий производства машин и оборудования для всех отраслей машиностроения, в том числе нефтегазового. Известно, что добыча углеводородов является очень сложным процессом. Список машин и оборудования для выполнения таких работ довольно обширен. В настоящее время на российском рынке нефтегазового оборудования наблюдаются следующие тенденции [2]:

1) увеличение спроса на буровое и нефтедобывающее оборудование в связи с освоением новых месторождений в Восточной Сибири и на морском шельфе;

2) повышенные требования к надежности и эксплуатационным характеристикам нефтегазового оборудования в связи с тяжелыми условиями разработки новых месторождений.

Тысячи специалистов работают над разработкой и проектированием оборудования, машин, вспомогательных механизмов для добычи и переработки углеводородов. С каждым годом требования к необходимому оборудованию возрастают, и, следовательно, совершенствуется и совершенствуется машиностроение. Снижение уровня энергопотребления, а также повышение безопасности создаваемых механизмов для людей и окружающей среды являются задачами разработчиков. В настоящее время месторождения в регионах Охотского моря, такие как Киринское и Южно-Киринское месторождения, требуют использования новых технологий с использованием систем подводной добычи, а также предполагаемого будущего использования подводных установок для сжатия и разделения добываемого углеводорода. Впервые система подводного производства была установлена на Киринском месторождении в 2013 г. В 2017 г. Министерство промышленности и торговли Российской Федерации и Публичное акционерное общество «Газпром» договорились о двустороннем сотрудничестве в области разработки и локализации подводного производства. системы. Четырнадцать инженерных разработок, связанных с морской техникой, утверждены. После создания прототипов планируется проведение интеграционных испытаний для последующего производства серии или разработки с целью внесения каких-либо улучшений в конструкцию. По прогнозам, к 2022 г. на Южно-Киринском месторождении планируется установить отечественную систему подводной добычи. Результаты, представленные в ходе проектирования подвесных конструкций электрогидравлической системы для трубопроводов малого диаметра опытного образца подводного коллектора, представлены на рисунке.



Общий вид узла подводного коллектора

Электрогидравлическая система коллектора представляет собой комплекс оборудования, соединенного с трубопроводами большого и малого диаметров. Согласно техническому заданию, это трубопроводы малого диаметра (3/8" и 3/4"), которые должны быть закреплены с помощью подвесных конструкций в электрогидравлической системе коллектора с помощью зажимов.

В ходе исследования были разработаны и подтверждены расчетами и математическим моделированием подвесные конструкции электрогидравлической системы с соответствующими опорами. Проект был основан на международном опыте разработки подводных месторождений, а также соответствующих российских отраслевых стандартах и правилах Морского Регистра Судоходства. Обоснование проектных решений, принятых при проектировании конструкций подвесов трубопроводов малого диаметра системы электрогидравлического коллектора, позволило оптимизировать прототип и обосновать номенклатуру закупаемых изделий (хомуты, металл, трубы) [3]. Предполагается, что выполнение всех вышеперечисленных работ в комплексе, а также успешное завершение интеграционных испытаний всех компонентов системы подводной добычи, разработанной в ходе работ по разработке, позволит импортозамещать системы подводной добычи на шельфа Российской Федерации и создать достойную конкуренцию международным компаниям в этой области.

Литература

1. Аль-Дарабсе А.М.Ф., Маркова Е.В., Миллер В.В. Роль искусственного интеллекта в роботехнике // Биотехнические, медицинские и экологические системы, измерительные устройства и робототехнические комплексы: сб. тр. XXXII Всерос. науч.-техн. конф. студентов, молодых ученых и специалистов / под общ. ред. В.И. Жулева. Рязань, 2019. С. 638–641.

2. Аль-Дарабсе А.М.Ф. Проблемы программного обеспечения в авиационных системах // Биотехнические, медицинские и экологические системы, измерительные устройства и робототехнические комплексы: сб. тр. XXXII Всерос. науч.-техн. конф. студентов, молодых ученых и специалистов / под общ. ред. В.И. Жулева. Рязань, 2019. С. 7–15.

3. Аль Д.А.М.Ф., Маркова Е.В., Вольсков Д.Г. Подрыв конфиденциальности в системе адресации отчетности авиационной связи // Миллионщиков – 2019: матер. II Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 100-летию ГГНТУ. Грозный, 2019. С. 123–129.

УДК 621.314

ОПТИМИЗАЦИЯ СИЛОВОГО АКТИВНОГО ФИЛЬТРА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПОДАВЛЕНИЯ СУБСИНХРОННОГО РЕЗОНАНСА

Д.Н. Белкова
НИЯУ МИФИ, г. Москва
belkova34diana@gmail.com

Обоснована необходимость создания активного фильтра, как наиболее эффективного способа борьбы с отключениями газотурбинных установок из-за повышенной виброактивности в системах распределённой генерации. Применение принципа максимума позволяет получить структуру оптимального регулятора, обеспечивающего эффективное подавление субгармоник тока в электрической сети. Исследование упрощённой модели и имитационного моделирования в среде Matlab Simulink позволяет сделать вывод о корректности проведенного синтеза системы управления для активного фильтра субгармоник тока.

Ключевые слова: распределенная генерация, автономная электроэнергетическая система, субгармонические колебания тока, активный фильтр, оптимальный регулятор, упрощенная модель автономной электростанции.

Одним из технических проблемных вопросов при эксплуатации объектов распределенной генерации являются аварийные отключения при срабатывании системы защиты от повышенной виброактивности валов газотурбинных установок (ГТУ) [1]. Причиной возникновения крутильных колебаний валов ГТУ является сброс нагрузки, который провоцирует колебания амплитуды входного тока тиристорных частотно-регулируемых приводов (ЧРП) с частотой около 12 Гц [2], что в свою очередь вызывает колебания момента на валу и угла нагрузки.

Для демпфирования субгармонических колебаний тока в сети, которые вызывают субсинхронный электромеханический резонанс, при большом количестве мощных ЧРП и отсутствии возможности вмешательства в них предполагается применение специальных устройств – активных фильтров субгармоник тока (АФСТ), целесообразность которых изложена в [3].

Функциональная схема силовой части АФСТ основана на построении смешанного фильтро-компенсирующего устройства (ФКУ), позволяющего подавить субгармоники тока [4, 5]. Использования биполярных

транзисторов с изолированным затвором (IGBT) в силовом активном фильтре сопровождается минимальными потерями энергии и обеспечивает быстродействие.

В работе [6] представлен синтез оптимального регулятора для эффективной работы АФСТ. Для оптимизации силового активного фильтра целесообразно использовать принцип максимума Понтрягина, так как данный метод позволяет найти закон оптимального управления и определить структуру регулятора.

Полученные графики переходных процессов (рис. 1.) при моделировании упрощенной модели автономной электростанции, включающей в себя необходимые параметры для возникновения резонансных явлений, подтверждаются осциллограммами реальных процессов возникновения и развития субсинхронного резонанса, зафиксированных в процессе мониторинга работы ГТУ на одном из нефтяных месторождений России [3].

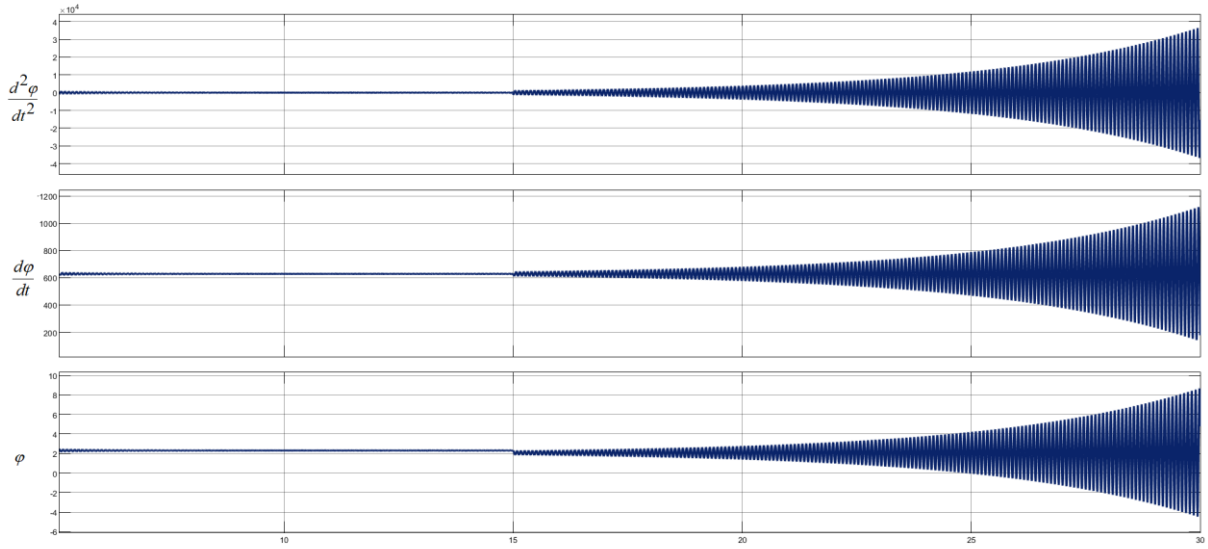


Рис. 1. Переходный процесс при сбросе нагрузки 10 % от начальной в момент времени t = 50 с без оптимального регулятора

Часть переходного процесса в интервале времени 0...10 с вызвана неточностью соответствия начальных условий всех переменных системы друг другу, которую не удается устранить полностью из-за ограниченной разрядности. При работе схемы с оптимальным регулятором (рис. 2) на графике переходного процесса наблюдается быстрое подавление субсинхронных колебаний, не позволяя развиться резонансу в системе.

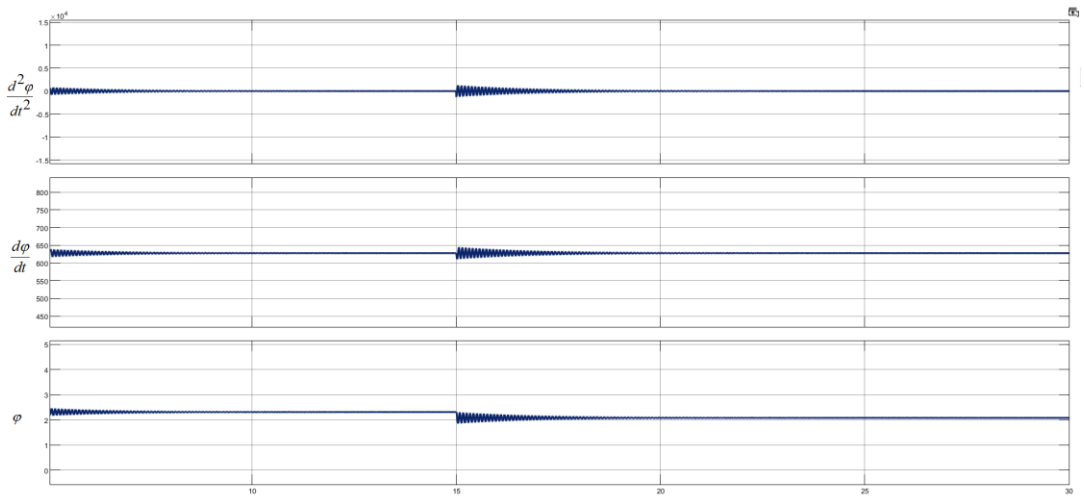


Рис. 2. Переходный процесс с оптимальным регулятором

С помощью имитационного моделирования полной модели автономной электроэнергетической станции проведено исследование работоспособности оптимального регулятора для АФСТ в реальной системе. Модель автономного энергорайона представлена на (рис. 3).

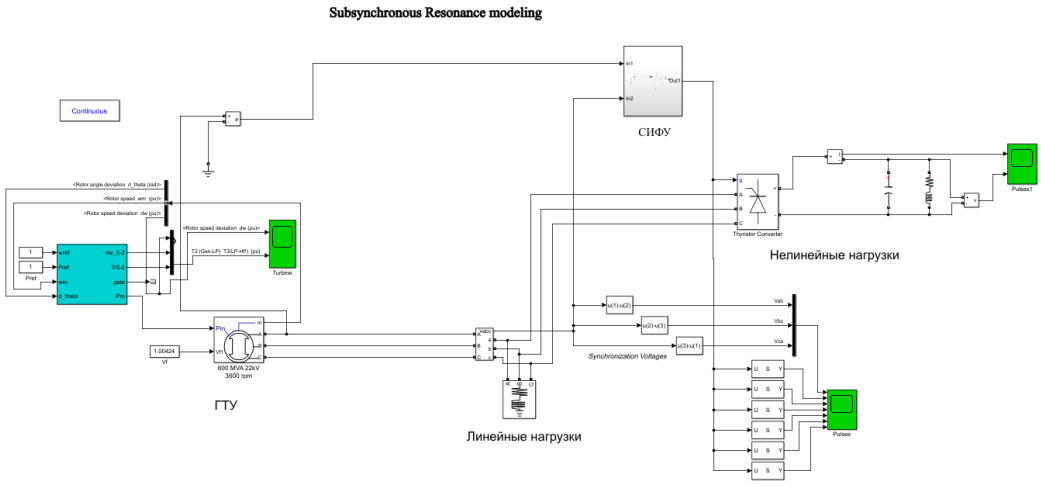


Рис. 3. Имитационная модель автономного энергорайона в MatLab

Литература

1. Илюшин П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению // Энергоэксперт. 2015. № 1. С. 58–62.

2. Илюшин П.В. Анализ опыта применения объектов распределенной генерации для обеспечения надежного электроснабжения потребителей [Электронный ресурс]. URL: www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/ c6_rus/ base/ 04-05-2015/ 2.%20IlyshinPV.pdf (дата обращения: 08.03.2020).

3. Белкова Д.Н., Кавешников В.М. Исследование проблемы возникновения и подавления крутильных колебаний в системах распределённой генерации электроэнергии // Интеллектуальный потенциал Сибири: матер. 27-й Регин. науч. студ. конф. / под ред. Д.О. Соколовой. Новосибирск, 2019. Ч. 3. С. 269–274.

4. Morris Brenna, Roberto Faranda, Enrico Tironi. A New Proposal for Power Quality and Custom Power Improvement: OPEN UPQC // IEEE Transactions on Power Delivery. 2009. Vol. 24, Is. 4. Pp. 2107–2116.

5. Мустафа Г.М., Гусев С.И. Активные фильтро-компенсирующие устройства шунтирующего и сериесного типа в электрических сетях // Энергетик. 2019. № 8. С. 3–10

6. Аносов В.Н., Белкова Д.Н., Кавешников В.М. Применение принципа максимума для оптимизации активного фильтра субгармоник тока // Омский научный вестник. 2019. № 6 (168). С. 20–26.

УДК 621.9.047

ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГИОНА

М.Н. Велитченко
БНТУ, г. Минск, Республика Беларусь
kvjdkvjd8@gmail.com
Науч. рук. Е.П. Корсак

Рассмотрен результат ввода электрического общественного транспорта, дальнейшие перспективы, экономическое и энергетическое влияние перехода на электробусы.

Ключевые слова: электрический транспорт, электробус, энергетическая безопасность, электрические заправочные станции.

В настоящее время в Республике Беларусь в связи с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС в Островце происходит активный переход различных отраслей на более широкое применение электрической энергии. В разработке находится программа по переводу всего общественного транспорта крупных городов на электрический. Целью программы является полная замена троллейбусов и автобусов на электрический транспорт – электробусы. Осуществить переход предполагается до 2025 г. Подобный переход не только снижает экологическую нагрузку, но и увеличивает общую энергетическую эффективность сферы транспорта и коммуникаций.

В связи с этим в 2018 г. в рамках конкурса «Лидер энергоэффективности Республики Беларусь» была учреждена номинация «Использование электрической энергии для повышения эффективности энергосистемы Беларуси». Одним из первых победителей конкурса в новой номинации стала ОАО «Управляющая компания холдинга «Белкоммунмаш» – первый отечественный производитель электротранспорта, чья продукция востребована не только в Беларуси, но и за рубежом: в Азербайджане, Батуми, Грузии и многих других странах. Первые электробусы стали курсировать по столице Беларуси еще весной 2017 г. На данный момент предприятие выпускает три модели электробусов: Е420 «Vitovt Electro», Е433 «Vitovt Max Electro» и Е321 [1].

Технические характеристики таких машин также схожи с троллейбусами, кроме одного нюанса: разработчики сделали все возможное для быстрой подзарядки машины. Так, электробус полностью заряжает батарею за 8 минут, однако энергии хватит лишь на 30 км пути. В связи с этим на остановках общественного транспорта размещены специальные зарядные станции. Созданный специалистами компании «Белкоммунмаш» электробус Е321 рассчитан на 86 пассажиров. Е420 «Vitovt Electro» –12-метровая модель, имеющая одну секцию и с двумя двустворчатыми дверями. Транспортное средство оборудовано тяговым асинхронным электродвигателем переменного тока мощностью 180 кВт, имеет 29 мест для сидения, может перевозить 90 человек при максимальной скорости 60 км/ч. Машина способна зарядить аккумулятор за 5 мин при остатке 30 %, такого запаса энергии хватает на 12 км. Модель Е433 отличается большей вместительностью: электробус предусматривает 153 места, из которых 38 сидячих, отличается от Е420 прежде всего наличием гармошки [1].

Среди преимуществ электробусов – экологичность, маневренность и повышенный комфорт. Электробус работает от электроэнергии, поступающей от установленных на борту накопителей на базе суперконденсаторов, что является положительным отличием его от троллейбуса. Экономия электроэнергии при его эксплуатации достигает 14 %. Электробус будет работать по принципу «от остановки к остановке»: заряжаться на остановке или диспетчерской станции, потом отправляться по маршруту, после приезда на следующую остановку или на конечную вновь подключаться к источнику питания. Для быстрой зарядки предусмотрена конструкция на крыше (полупантограф), которая совмещается с контактом во время остановок. Это выгодное отличие позволяет электробусу двигаться по маршруту, не оборудованному контактными путями.

Разработчики МАЗ постарались решить основную проблему данных моделей: электробусы на суперконденсаторах имеют малый запас хода. Разработчики продемонстрировали пилотный проект на основе МАЗ-303. Тяговые аккумуляторы разместили в моторной шахте и на крыше, что объясняется заниженной конструкцией пола машины. Ёмкость аккумуляторов этого электробуса – 285 кВт·ч, благодаря чему получен расчётный ход до 300 км. У электробуса также есть система рекуперации, обеспечивающая возвращение части энергии в батареи. В отличие от первой концепции «от остановки к остановке» электробус МАЗ заряжается один раз в сутки, предположительно в ночное время, что позволяет эксплуатировать машину в течение рабочего дня без перерывов на «заправку». Значительным преимуществом является то, что данную модель можно зарядить в любом автобусном парке от розетки на 380 В, что предотвращает значительные вложения в модернизацию. К электробусу прилагается компактная зарядная станция. С ее помощью пополнить батареи от трехфазной розетки можно за шесть с половиной часов. В дальнейшем для быстрой зарядки можно поставить в автопарке специализированную зарядную станцию, использование которой позволит зарядить батарею за 3−3,5 ч.

Электробусы отличаются повышенной манёвренностью: они могут двигаться как по маршруту с контактными путями, так и без. Следовательно, у электробуса не возникает проблем с объездом препятствий, объездными маршрутами в связи с ремонтом дорог и т. д. Электробусы также отличаются низким уровнем шумового загрязнения в сравнении с троллейбусами.

С точки зрения транспортных коммуникаций, внедрение электробусов, как и развитие метрополитена, является шагом к увеличению устойчивости мобильности в городе Минске. В городе быстро растет число личных автомобилей, учащаются заторы, усугубляется экологическая ситуация. Электробусы позволяют разгрузить транспортный поток, ввод новой техники – расширить сеть маршрутов.

Стабильным лидером среди топливно-энергетических ресурсов для транспортной сферы с 2010 г. остаются нефтепродукты: бензин и дизельное топливо. Значения приведены в таблице. Введение электробусов должно поспособствовать сокращению потребления нефтепродуктов и решению двух вопросов: увеличению уровня энергетической самостоятельности и улучшению экологической ситуации. Электробус не имеет выбросов продуктов горения, за исключением зимнего сезона.

На нынешних электробусах линейки «Витовт» установлены обогреватели «Webasto», для которых предусмотрено два бака дизельного топлива по 15 л каждый. Производитель заверяет, что этого количества хватит на сутки беспрерывной работы новой машины.

Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов
в секторе транспорта в процентах к итогу

Годы	2011	2014	2015	2016	2017	2018
Конечное потребление всего, %	100	100	100	100	100	100
В том числе:						
электроэнергия	3,3	2,6	2,8	2,7	2,6	2,7
газ природный	8,3	11,1	11,4	11,2	10,7	10,2
уголь	0,17	0,15	0,15	0,14	0,12	0,12
брикеты из торфа	0,04	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03
бензин автомобильный	30,9	28,2	30,5	30,2	29,6	28,9
топливо дизельное	51,5	52,4	49,3	49,6	50,9	52,0
топливо реактивного типа керосина	2,6	3,3	3,6	3,7	3,8	3,9
газы углеводородные сжиженные	3,2	2,2	2,2	2,4	2,3	2,2

По оценкам Всемирного банка, на весь транспорт приходится 23 % выбросов парниковых газов, из которых на автобусы приходится около 8 %. В первую очередь, это пагубно влияет на изменение климата. Что касается ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС, это позволит сократить экспорт нефтепродуктов из России и Норвегии за счёт увеличения доли потребления электрической энергии транспортным сектором, тем самым позволит увеличить уровень энергетической безопасности.

Литература

1. Холодцов А. Транспортная революция: как электробусы покоряют улицы Минска [Электронный ресурс]. URL: https://eurasia.expert/kak-elektrobusy-pokoryayut-ulitsy-minska/ (дата обращения: 07.09.2020).

2. Безрученок А., Журович Н. Электробусы в мире и Минске [Электронный ресурс]. URL: https://urbanist.by/electrobus/ (дата обращения: 07.09.2020).

УДК 629.423.31

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМОВ НАГРУЖЕНИЯ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАМВАЕВ

М.В. Венюков[1], А.Э. Аухадеев[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
maks_venyukov@mail.ru

Условия вождения электроподвижного состава (ЭПС) городского электрического транспорта (ГЭТ) характеризуются непрерывным изменением силы тяги и скорости движения. Так как мощность тягового электрооборудования (ТЭО) часто изменяется при разных скоростях, она меняется в зависимости от реализуемой скорости. Такие моменты позволяют реализовать очень важные режимы управления тяговым электроподвижным составом (ЭПС), зачастую отличные от принятых при тяговых расчетах.

Ключевые слова: городской электрический транспорт, тяговое электрооборудование, электроподвижной состав.

Режимы нагружения тягового электрооборудования электротранспорта определяются условиями эксплуатации тяговой единицы. Вследствие, комплексное, систематическое изучение основных эксплуатационных факторов является важной задачей [1].

Благодаря эксперименту получилось выявить воздействие множества причин на режимы работы силового привода. Их можно разделить, по возможности управления водителем на две группы: зависимые и независимые [2]. К независимым эксплуатационным факторам можно отнести те, которые заданы и неизменны, к зависимым – те, которые могут быть определены водителем трамвая при реализации движения (рис. 1).

Воздействие каждой причины в отдельности и всех в совокупности определяет сложные процессы нагружения силового электрооборудования трамваев.

Для исследования систем нагружения силового электрооборудования при движении ЭПС на участке пути целесообразно воспользоваться величиной ходовой скорости или обратно пропорциональной ей величины времени хода [3].

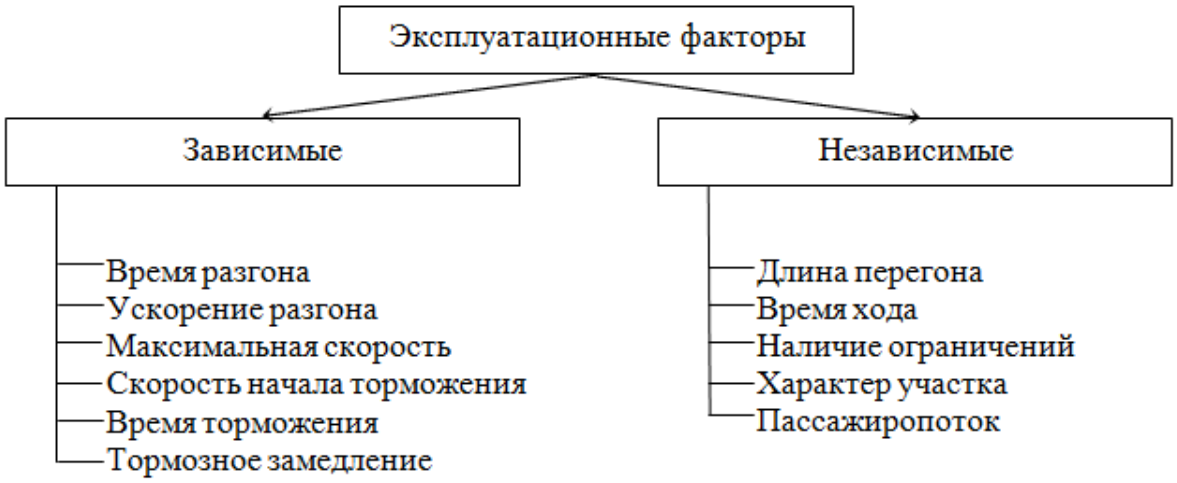


Рис. 1. Классификация эксплуатационных факторов

Увеличение ходовой скорости является причиной уменьшения времени хода на заданном участке пути. При этом существенным образом меняются все основные режимы движения подвижного состава. Увеличение ходовой скорости является причиной уменьшения продолжительности разгона, а значит, увеличивает нагрузку ТЭО трамвая.

Скорость начала торможения подвижного состава напрямую зависит от ходовой скорости движения. Для ГЭТ характерны малые участки пути и большие скорости движения, все это приводит к увеличению тормозных потерь, пропорциональных квадрату скорости начала торможения.

Большая скорость начала торможения определяет большие динамические нагрузки на электромеханическое оборудование трамвая и приводит к сильному износу тормозных систем. Анализ эксплуатационных результатов скоростей начала торможения показал, что в данное время крайне нерационально используется систему разгона и выбега, что является причиной больших потерь в режиме торможения.

Удельное электропотребление напрямую зависимо от режима разгона, в частности от максимальной скорости разгона.

На рис.е 2 приведена кривая движения тяговой единицы на перегоне с однократным включением силовой цепи, с нанесенной на нее кривой потребляемого ТЭД тока.

Использование современных электросчетчиков затруднены тем, что данные счетчики технического учета обладают достаточно низкой чувствительностью и, как правило, учитывают также и расходы на собственные нужды тяговой единицы [4].

Для точного определения расхода электроэнергии на тягу целесообразно использовать кривые потребления тока.

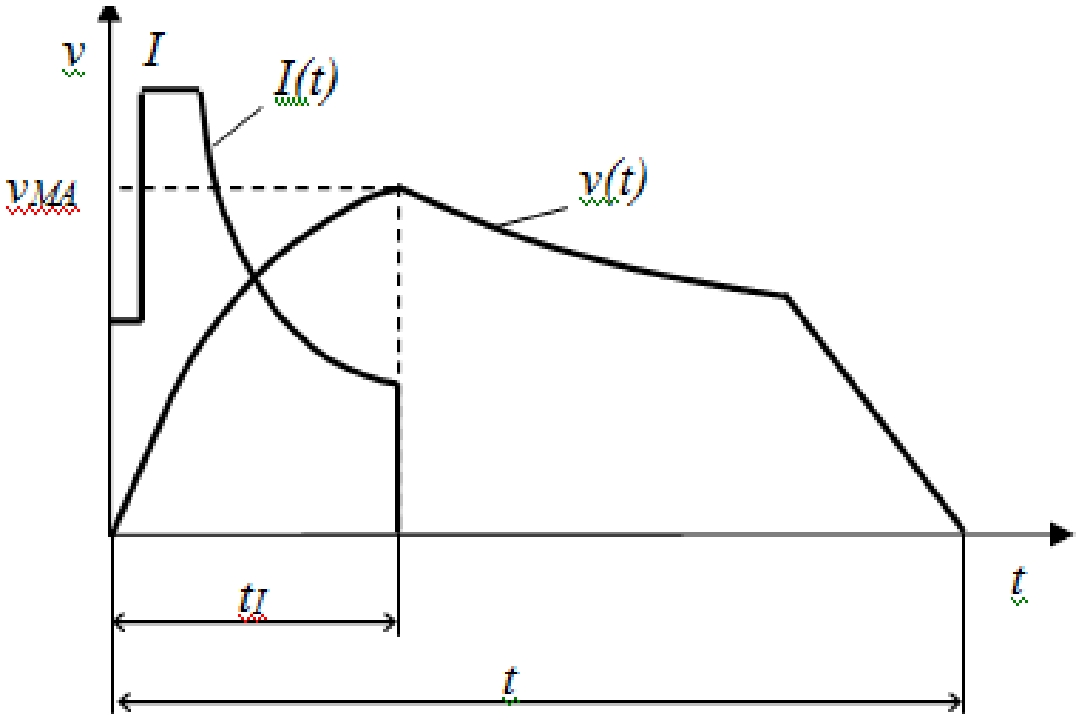


Рис. 2. Кривые для однократного включения ТЭД на перегоне

Режимы движения подвижного состава ГЭТ отличаются частым пусковыми и тормозными режимами, что определяет большие уровни потерь. Вследствие, большой запас экономии электроэнергии заложен именно в оптимизации режимов нагружения ТЭО трамваев. В настоящее время, имеется множество подходов в решении данной проблемы, но в практическом применении они оказываются не достаточно эффективны.

Литература

1. Байрыева Л.С., Шевченко В.В. Электрическая тяга. Городской наземный транспорт. М.: Транспорт, 1986. 206 с.

2. Аухадеев А.Э. Обоснование режимов нагружения силового электрооборудования трамваев в эксплуатации по критерию энерго-сбережения: дис. ... канд. техн. наук. Казань, 2005. 170 с.

3. Осипов С.И. Испытания локомотивов и выбор рациональных режимов вождения поездов. М.: Транспорт, 1975. 272 с.

4. Бакиров А.Р. Разработка методики расчета рациональных эксплуатационных режимов тяговых электродвигателей трамваев: дис. ... канд. техн. наук. Казань, 2003. 163 с.

УДК 621.316

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

О.В. Воркунов[1], Л.Ф. Загидуллина[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]vorcunov_oleg@mail.ru, [2] zagidullina167@mail.ru

Рассмотрены наиболее эффективные методы контроля состояния кабельных линий и реализация этих методов в системе мониторинга «КМК-500» (комплексный мониторинг кабельных линий), который предназначен для непрерывного диагностического контроля технического состояния кабельных линий среднего и высокого напряжений.

Ключевые слова: электроснабжение, кабельная линия, контроль состояния кабельных линий, шкаф мониторинга, изоляция, определение мест повреждения, режим работы линии, постоянный мониторинг.

Электрическая энергия подлежит обязательной сертификации, а организация и внедрение системы контроля за ее качеством позволяет выявлять проблемные места в электросетевом хозяйстве. Очень важно именно на стадии проектирования современных технологических электрических сетей принять верное решение, использовать только новейшие кабельные арматуры, подобрать профессиональную прокладку кабелей и строго соблюдать все требования при эксплуатации кабельных линий.

Определение мест повреждения (ОМП) – наиболее тяжелая, а часто и одна из наиболее длительных технологических операций по исправлению повреждённого элемента сети. Существующая система диагностики и регламентного диагностирования электросетевого оборудования констатирует только фактическое состояние, не отвечает современным требованиям и имеет малую эффективность. Современная система диагностики – это диагностирование под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы с передачей диагностической информации в цифровую сеть в режиме реального времени.

В настоящее время для расчета надежности кабельных линий применяют различные методики расчета вероятности отказа объектов электросетевого комплекса. Методики определения индекса технического состояния (ИТС) могут использоваться в процессе планирования

производственной программы в условиях автоматизации процесса планирования ремонтных работ и формирования приоритетных списков электротехнического оборудования в зависимости от фактического уровня его ИТС.

Для уменьшения аварийности работы кабельных линий необходимо внедрять в работу электросетевых компаний систему непрерывного мониторинга. Система непрерывного мониторинга позволит осуществлять контроль состояния изоляции кабельных линий в режиме реального времени, вовремя выявить быстро развивающиеся дефекты, даже на самых начальных стадиях. Благодаря этому возникает возможность оперативного устранения аварийных ситуаций на высоковольтных кабельных линиях.

Существует три взаимодополняющих методов контроля состояния кабельной линии под рабочим напряжением:

1) метод контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе непрерывного измерения продольного профиля температуры кабельной линии с использованием встроенных оптических линий;

2) метод оперативного контроля и мониторинга технического состояния кабельной линии на основе измерения и анализа частичных разрядов в изоляции муфт и кабеля;

3) метод контроля емкостных токов утечки в экранах кабельных линий, позволяющий контролировать наличие повреждений оболочки кабельных линий [2].

Каждый перечисленный метод контроля состояния высоковольтных кабельных линий под рабочим напряжением имеет свои достоинства и недостатки. При комплексном использовании всех перечисленных диагностических методов могут быть получены точнейшие результаты. Для этого сформирована комплексная система мониторинга марки «КМК-500».

Главная особенность системы «КМК-500» состоит в том, что оперативный контроль состояния кабельных линий (КЛ) ведется с использованием нескольких типов датчиков и регистрирующей аппаратуры, а анализ технического состояния КЛ выполняется на основе комплексного сравнения результатов работы всего диагностического оборудования:

– контроль режимов работы линии на основании анализа профиля температуры с использованием встроенных оптоволоконных датчиков, а также состояния кабеля по результатам измерения частичных разрядов с использованием высокочастотных трансформаторов тока и концевых и соединительных муфт по частичным разрядам при помощи акустических датчиков;

– регистрация и анализ емкостных токов утечки и уравнительных токов в экранах кабельной линии, контроль токов утечки через повреждения оболочки [3].

Система «КМК-500» может состоять из различного измерительного оборудования и первичных датчиков, производимых различными фирмами. Конкретный выбор диагностического оборудования формируется конкретными особенностями контролируемой кабельной линии, и требованиями технического задания на систему мониторинга.

Гибкая организация технических и программных средств, заложенная в систему мониторинга марки «КМК-500», в наибольшей мере соответствует оптимальному техническому и экономическому решению диагностических задач, которые возникли в процессе мониторинга высоковольтных кабельных линий, позволяет использовать технические решения различной функциональности и стоимости.

Таким образом, можем сделать следующие выводы:

1) непрерывный мониторинг кабельной линии осуществляет контроль режимов работы линии по температуре и токам в экране;

2) постоянный мониторинг способствует своевременному обнаружению опасных дефектов в кабельных линиях, так как время формирования дефектов в кабеле из сшитого полиэтилена (СПЭ) сравнительно невелико;

3) применение систем мониторинга препятствует внезапному возникновению аварийных режимов;

4) благодаря встроенной системе технического состояния происходит минимизация затрат на эксплуатацию контролируемой кабельной линии.

Литература

1. Эксплуатация систем электроснабжения. [Электронный ресурс]. URL: http://www.mini-soft.ru/document/ekspluataciya-sistem-elektrosnabzheniya (дата обращения: 23.09.2020).

2. DIMRUS – диагностические решения в энергетике [Электронный ресурс]. URL: https://dimrus.ru/texts/cablesm.html (дата обращения: 23.09.2020).

3. Оперативный контроль технического состояния высоковольтных кабельных линий / С.В. Белковский [и др.] // Энергоэксперт. 2015. № 3. С. 67–68.

УДК 621-311.163

АНАЛИЗ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ТЕПЛОВИЗИОННОМ ОБСЛЕДОВАНИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Г.И. Гареева[1] , И.А. Хисамов[2], И.А. Муратаев[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
khisamov.radmir@yandex.ru, gargulil@mail.ru

Рассматривается один из видов диагностики электрооборудования – тепловизионный. Представлен программный продукт с использованием программы «LabView».

Ключевые слова: тепловизор, тепловизионный контроль, мониторинг, обследование

Одним из современных направлений тепловизионного контроля, не разрушающего объект анализа, является тепловизионное обследование. При помощи этого метода ведется наблюдение и за состоянием энергетического оборудования.

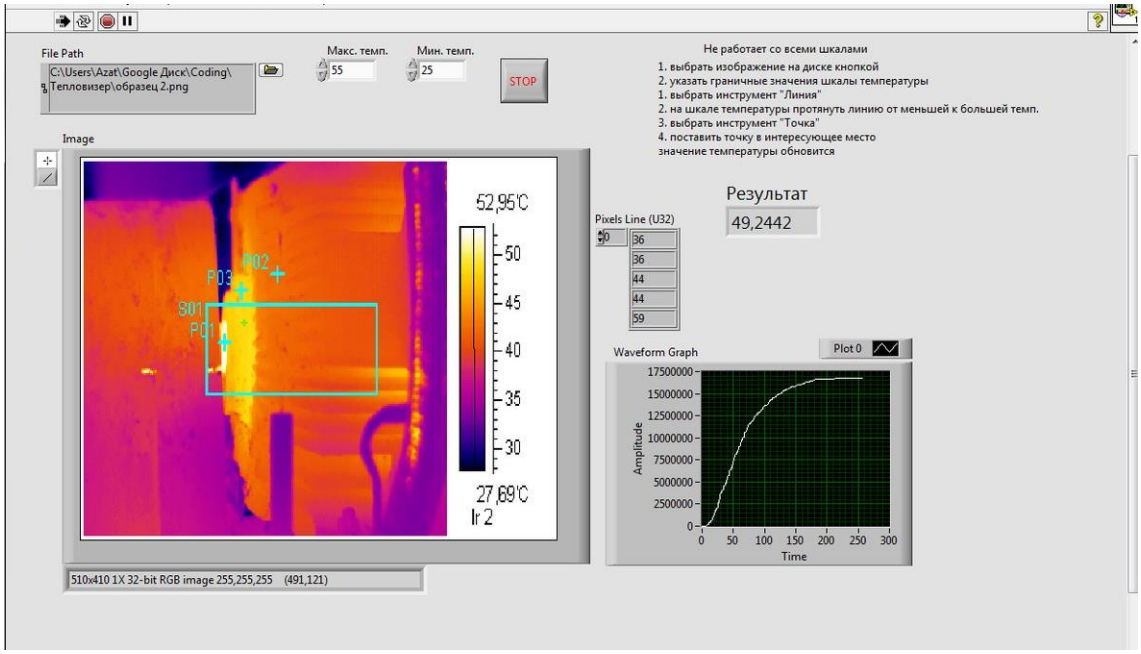
Тепловизионному обследованию подлежат следующие виды электрооборудования:

– воздушные линии электропередач;
– отделители, разъединители, шинные мосты;
– ячейки КРУ, КТП, КРУН;
– кабели, их изоляция и соединения;
– ограничители напряжения и вентильные разрядники;
– воздушные и масляные выключатели;
– автотрансформаторы и силовые трансформаторы.

Методики тепловизионных обследований построены на анализе термограмм, и дают возможность получения точных данных о температуре в каждой точке исследуемой поверхности, а при длительном тепловизионом мониторинге и о тепловой динамике объекта. На сегодняшний момент на рынке существует множество различных программ для анализа термограмм, полученных при тепловизионном обследовании. Недостатками существующих программ является их высокая стоимость, необходимость обучения персонала основным принципам работы, большие затраты времени на обработку термограмм, невозможность их унификации под различные типы тепловизоров.

С целью оперативности принятия решений и мониторинга состояния электрооборудования разработан программный продукт с использованием программы «LabView». В программе реализована возможность анализа данных, полученных при тепловизионном обследовании, с выводом результатов измерений в форме стандартного пользовательского отчета, в котором указано конкретное значение температуры в выделенной для исследования области.

Принцип действия разработанной программы состоит в следующем. Для начала исследования необходима загрузка в рабочую область программы изображения в формате *.jpg, *.bmp. В выбранном изображении маркируются точками области, которые необходимо исследовать. Программа производит анализ выбранной области с выводом запрашиваемых сведений о температуре в конкретных точках (см. рисунок).



Форма стандартного пользовательского отчета

Достоинствами данной программы являются ее простой интерфейс, наглядность, возможность повсеместного использования вне зависимости от используемых типов тепловизоров и доработки в зависимости от поставленных задач.

Тепловизионный мониторинг с использованием данной программы позволит оперативно оценить качество выполняемых на объекте обязательных работ, например, по осмотру, чистке и регулировке болтовых контактных соединений, что снизит возможность развития аварийных ситуаций.

Литература

1. Ллойд Дж. Системы тепловидения / пер. с англ.; под ред. А.И. Горячева. М.: Мир, 2016. 416 с.

2. Криксунов Л.З. Справочник по основам инфракрасной техники, М.: Советское радио, 2017. 400 с.

3. Госсорг Ж. Инфракрасная термография. Основы. Техника. Применение. М.: Мир, 2012. 416 с.

4. Батоврин В.К., Бессонов А.С., Мошкин В.В. LabVIEW: практикум по основам измерительных технологий. М.: ДМК Пресс, 2007. 232 с.

5. Евдокимов Ю.К., Линдваль В.Р., Щербаков Г.И. LabVIEW для радиоинженера: от виртуальной модели до реального прибора. М.: ДМК Пресс, 2017. 232 с.

6. Федосов В.П., Нестеренко А.К. Цифровая обработка сигналов в LabVIEW: учеб. пособие / под ред. В.П. Федосова. М.: ДМК Пресс, 2007. 456 с.

7. Вавилов В.П., Александров А.Н. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. 76 с.

7. Ткаченко Ю.А., Голованова М.В., Овечкин А.М. Клиническая термография (обзор основных возможностей). Н. Новгород: ЗАО «Союз Восточной и Западной Медицины», 1998. 270 с.

8. Афонин А.В., Таджибаев А.И., Сергеев С.С. Инфракрасная термография в энергетике. Технические средства приема инфракрасных излучений: учеб. пособие: СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2000. 60 с.

УДК 531.75.08

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЕ РЕЛЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ

Н.Р. Гусейнов[1], З.Р. Гаджиев[2]
[1,2]СГУ, г. Сумгаит, Республика Азербайджан
[1]nijat.huseyn.98@gmail.com

Рассматривается конструкция и принцип действия электромеханического реле потока жидкости, в основу которого положен вибрационно-амплитудный метод определения плотности. В качестве возбудителя используется электромагнит, подключенный к электрической сети переменного тока.

Ключевые слова: реле потока жидкости, вибрационно-амплитудный метод, плотность, возбудитель, электромагнит.

Общим основным назначением современных видов реле потока жидкости является – контроль наличия или отсутствия потока рабочей жидкости в трубопроводе. Различия заключаются в принципах работы и возможностях применения датчиков [1].

В результате проведенного нами анализа было установлена возможность использования вибрационно-амплитудного метода измерения плотности жидких сред для построения реле потока жидкости [2].

Схема действующего макета электромеханическое реле потока жидкости показана на рисунке.

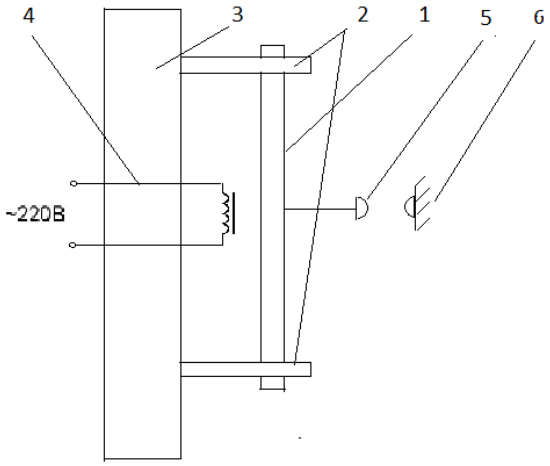


Схема вибрационно-амплитудного реле потока жидкости

Чувствительным элементом реле служит трубка *1*, жестко защемленная на концах в опорах *2*, которые закреплены на основании *3*. Трубка приводится в режим вынужденных колебаний посредством электромагнита *4*, подключенного к сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц, а, следовательно, трубка колеблется с частотой 100 Гц. Контакт состоит из подвижной *4* и неподвижной *5* контакт деталей. Подвижная контакт деталь *4* механически связана с трубкой *1*. При определенной амплитуде колебаний трубки *1* контакт замыкается.

Механическая система реле рассчитана таким образом, чтобы при наличии жидкости в трубке имело место явление резонанса. Межконтактное расстояние выбирается таким образом, чтобы при резонансе имело место надежное замыкание контакта.

Параметры трубки, при которых собственная частота ее колебаний равняется 100 Гц, могут быть определены с использованием следующего выражения [2]:

$$\frac{d}{l_2}\sqrt{\frac{E}{\rho_т}\left(n^2-1\right)}\sqrt{\frac{A}{A+\rho_ж}},$$

где l – длина трубки; D и d – наружный и внутренний диаметры трубки; $n = D/d$ – относительная толщина стенки трубки; $\rho_т$ и $\rho_ж$ – плотности материала трубки и жидкости; $A = \rho_т\left(n^2-1\right)$ – постоянная трубки.

Проведенные экспериментальные исследования с использованием трубопроводной воды подтвердили возможность применения на практике вибрационно-амплитудного реле потока жидкости.

Литература

1. Датчики потока жидкости [Электронный ресурс]. URL: https:// rusautomation.ru/datchiki_parametrov_zhidkosti/datchiki-potoka-zhidkosti (дата обращения: 11.09.2020).

2. Гусейнов Т.К. Вибрационно-амплитудный датчик плотности // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: матер. IV Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2018. Т. 1. С. 115–121.

3. Гусейнов Я.Ю., Гусейнов Т.К., Абдулова Н.А. Однотрубные резонаторы повышенной добротности для вибрационных плотномеров нефти // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. № 4 (269). С. 48–53.

УДК 629.423

МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ОТКАЗОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОПОДВИЖНОГО СОСТАВА

Н.Ж. Закирова[1], М.А. Истопленников[2], Д.Р. Баймеева[3], П.П. Павлов[4]

[1,2,3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]zakirova_nargiza29.01.96@mail.ru, [2]istoplennikov97@mail.ru,

[3]dilyarabaimeeva@gmail.com

Рассмотрены методы обнаружения отказов и неисправностей в ключевых системах электроподвижного состава (ЭПС). Описаны виды и способы диагностирования систем и элементов электроподвижного состава.

Ключевые слова: электроподвижной состав, надежность, отказ, диагностика, дефектоскопия, безразборная диагностика, контроль технического состояния.

Проблема обеспечения надёжного функционирования сложных технических систем, к которым относятся системы жизнеобеспечения ЭПС, приобретает в настоящее время большое значение. Это объясняется усложнением элементной базы, применяемых элементов и узлов, структуры и объема технического обслуживания и др. параметров таких систем [1].

Тенденция перехода к техническому обслуживанию и ремонту по состоянию распространяется на все новые изделия машиностроения транспорта [2]. Принятие решений по обслуживанию и ремонту основывается в значительной степени на результатах прогнозирования технического состояния с оптимальным выбором методов, модели диагностирования и диагностических параметров. Предупреждение и своевременное обнаружение отказов в ключевых системах ЭПС основывается в значительной степени на технологиях оперативного диагностирования [3].

В настоящее время основными методами оперативного диагностирования для обнаружения отказов и неисправностей в ключевых системах электроподвижного состава (ЭПС) являются: безразборная диагностика и дефектоскопия.

Безразборная диагностика применяется для проверки основных параметров агрегатов механической части, электрических аппаратов и машин, устройств, обеспечивающих безопасность движения поездов без демонтажа тяговой единицы. Полученные данные сопоставляются с нормативами допустимых отклонений, установленных на исправных и отрегулированных машинах. В результате анализа делается общее заключение о техническом состоянии машины и принимается решение по ее ремонту. Применение методов безразборной дефектации технического состояния машин дает значительный экономический эффект: создаются оптимальные условия регулировки рабочих параметров, влияющих на экономичность работы машины и износ деталей; предупреждаются аварийные состояния машины; сохраняются условия приработки сопряженных деталей. В результате повышается надежность и долговечность, увеличивается межремонтный период и сокращаются затраты на ремонт машины.

Разработаны методы и технические средства безразборной дефектации для двигателей, компрессоров, насосов, редукторов и т. д.

Наибольшее распространение получили следующие методы безразборной диагностика:

– диагностика по внешним признакам работы (шумность, дымность, нагрев, вибрация, течь, пропаривание и т. д.);

– измерение выходных рабочих параметров (производительность, мощность, скорость и т. п.) и параметров рабочих процессов (давление, температура, скорость рабочих органов, расход рабочего вещества и т. д.);

– анализ состава продуктов износа при трении (или другом виде износа) и свойств веществ, используемых в рабочих процессах.

Наиболее действенным и простым способом является вибродиагностика**.** Любой элемент электроподвижного состава представляет собой сложную кинематическую систему со множеством движущихся пар. Работа любой движущейся детали, будь то подшипники, шестерни, передачи, валы, гайки и винты, сопровождается определенной вибрацией, точнее её физическими параметрами - амплитудой виброперемещения, виброскоростью, виброускорением, периодом колебания или частотой. Изменение геометрии этих деталей и/или условий эксплуатации сразу же приводит к изменению виброхарактеристик. С помощью специальных приборов акселерометров в контрольных точках регистрируют текущие параметры вибрации и сравнивают их с базовыми, соответствующими нормальной работе. Отклонение – это и есть предмет исследования безразборной вибродиагностики [4].

Дефектоскопию применяют для диагностики элементов с целью обнаружения в них дефектов (нарушений спешности).

Наибольшее распространение получили следующие методы: акустический, методы цветной и магнитной дефектоскопии, ультразвуковой метод.

Акустический метод (путем отстукивания) применяют для текущего контроля болтовых соединений, плотности посадки детали.

Метод цветной дефектоскопии основан на активном проникновении смачивающей жидкости в трещины и поры контролируемой детали, а затем в капилляры проявляющего покрытия.

Методом магнитной дефектоскопии обнаруживают поверхностные и скрытые дефекты.

Ультразвуковой метод используется для выявления дефектов, залегающих в глубине детали.

Специфика и условия эксплуатации ЭПС, при ограничении времени восстановления отказавшего элемента или системы, предполагают поиск и устранение отказов по новым принципам [5]. Это приводит к необходимости применения новых методов диагностирования, созданию диагностических моделей для определения и прогнозирования технического состояния элементов и систем ЭПС, поиска отказов и их устранения, а также к разработке принципов и методов построения новых систем диагностирования, которые учитывают вышеуказанные характеристики.

Литература

1. Поиск отказов в сложных технических системах / П.П. Павлов [и др.] // Актуальные вызовы современной науки: сб. науч. тр. IX Междун. науч. конф. Переяслав-Хмельницкий, 2017. Вып. 9., ч. 2. С. 65–67

2. Павлов П.П., Гараева А.Р., Истопленников М.А. Определение технического состояния электротехнического оборудования электроподвижного состава // Молодежная наука в XXI веке: традиции, инновации, векторы развития: матер. Междунар. науч.-исслед. конф. молодых ученых, аспирантов, студентов и старшеклассников. Самара – Оренбург, 2017. С. 37–38.

3. Диагностирование отказов электротехнического оборудования электроподвижного состава / П.П. Павлов [и др.] // Вопросы образования и науки теоретический и методический аспекты: сб. науч. тр. Междунар. науч.-практ. конф. Тамбов, 2015. Ч. 2. С. 108–109.

4. Карпатенко А.В. Диагностика технического состояния машин: учеб. пособие. М.: ФГБУ ДПО «УМЦ ЖДТ», 2017. 90 с.

5. Оценка технического уровня сложных систем на этапе разработки / Р.С. Литвиненко [и др.] // Вестник машиностроения. 2015. № 6. С. 35–39.

УДК 629.92 (430)

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ГЕРМАНИИ И ИХ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ЛЮДЕЙ

Р.Р. Зейнетдинова[1], В.В. Максимов[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]Railua.bya@gmail.com

Рассматривается проблема оскуднения полезных ископаемых, необходимых для выработки электричества. На замену старым методам приходят новые. Возобновляемые источники электроэнергии относятся к такому числу. Рассмотрим их работоспособность и воздействие на людей.

Ключевые слова: электроэнергия, ветрогенератор, безопасность, Германия, возобновляемая энергетика, ветер, ветровая станция.

Электроэнергия в Германии производится многими источниками энергии, но лидерами до 2019 г. были угольные станции. В 2019 г. по производительности возобновляемые источники почти сравнялись

с углем. В первые месяцы 2020 г. возобновляемые источники энергии (ВИЭ) предоставили больше половины всего выработанного в стране электричества. Энергия ветра, воды и солнца уже опередила угольную и вышла на первое место по производству электроэнергии в Германии.

В 2019 г. Германия побила своеобразный рекорд: на протяжении нескольких часов потребность государства в электричестве впервые на 95 % снабжалась за счет возобновляемых источников. Так получилось из-за сильного ветра, проглянувшего солнца и относительно маленького спроса на электроэнергию из-за праздничных дней. Практически полный переход страны, населением 83 млн чел., на «зеленое электричество» продолжался только несколько часов. Потом немецкая электроэнергетика вернулась в свое исходное состояние.

В 2019 г. третья часть всей электроэнергии (33,1 %) в ФРГ производилась из ветра, биомассы, солнца и на гидроэлектростанциях – это тоже новый рекорд (в 2018 г. значение данного показателя было 29 %). Согласно промежуточным данным, выработка электроэнергии с помощью возобновляемых источников электроэнергии увеличилась по сравнению с первым кварталом 2019 г. на 14,9 %, увеличивая тем самым рост последних лет. Большой работоспособностью отличилась ветряная энергетика. Всего за год она увеличила производство на 21,4 %.

Если возобновляемая энергетика будет развиваться такими же глобальными шагами, то ВИЭ уже к 2021 г. станут главным источником электроэнергии в стране. Если рассматривать производство электричества из каменного и бурого угля, то ВИЭ уже занимают лидирующее место. Такое деление имеет свое основание, потому что каменный уголь Германия покупает, в том числе из России, а бурый уголь добывают в открытых карьерах у себя на территории. В этом году произошло тотальное уменьшение доли угля в немецкой электроэнергетике. Всего за год эта доля уменьшилась на треть и по итогам первого квартала составила 22,3 %. Окончательный отказ Германии от использования в электро-энергетике угля как самого неэкологичного энергоносителя может произойти раньше 2038 г.

Возобновляемая энергетика уже перегнала атомную энергетику и Германия решила полностью отказаться от неё к 2022 г.: часть АЭС уменьшилась за год с 13 до 11,6 %. А в декабре 2019 г., как подсчитал Международный экономический форум возобновляемых источников энергии (IWR) в Мюнстере, ветрогенераторы (на суше и в море) произвели в два раза больше электричества (14,6 млрд кВт/ч), чем все оставшиеся немецкие АЭС (7,2 млрд кВт/ч). Такие хорошие результаты обеспечили

сильные ветра, которые были этой теплой зимой. Осенью также часто штормило и очень плодотворными со стороны ветроэнергетики выдались сентябрь и октябрь.

Большая часть альтернативной энергии в Германии производится на ветровых станциях. Эксперты определили, что действующие на Северном и Балтийском морях немецкие ветропарки безотказно производят электроэнергию в течение 363 дней в году, т. е. почти круглый год. Кроме силы ветра, в Германии электроэнергию также производят с помощью солнца, воды и биомассы. Из-за большой работоспособности люди поддерживают требования «Куксхафенского призыва». Этот документ был принят в сентябре 2017 г. Правительства прибрежных федеральных земель, предпринимательские объединения и профсоюзы обратились к правительству Федеративной Республике Германии с просьбой рассмотреть разрешение до 2030 г. установить в территориальных водах страны ветрогенераторов, общей мощностью не в 15, а в 20 ГВт, с возможностью дальнейшего увеличения лимита к 2035 г. до 30 ГВт. На данный момент мощность каждой оставшейся действующей сейчас семи немецких атомных электростанций составляет всего лишь 1,3–1,5 ГВт.

Если принять к сведению то, что к 2022 г. Германия намерена закрыть все АЭС, стоит предполагать постепенного увеличения процента альтернативных источников. Уже в 2021 г. возобновляемая энергетика может стать ведущей на рынке страны.

Работа любой системы преобразования энергии коммунального масштаба представляет угрозы безопасности. Ветрогенераторы не используют топливо и не загрязняют атмосферу при нормальной работе, но все же представляют угрозу, связанную с их строительством, эксплуатацией и обслуживанием.

Против постройки новых ветрогенераторов выступают экологи, указывая на угрозу морским экосистемам, а также многие жители прибрежных районов опасаются изменений морского пейзажа и в результате этого уменьшение туристов в этих районах. В то же время установка ветряков на суше также имеет сопротивление со стороны местного населения, которые опасаются этих новшеств и настаивают на увеличении минимального расстояния между ветрогенераторами и жилыми домами. Природоохранные организации также обеспокоены тем, что в местах установки ветрогенераторов будут вырубать леса.

Группа экспертов в 2009 г. сделали обзор, в котором более углубленно изучили эффекты негативного воздействия на здоровье людей, которые живут очень близко к ветрогенераторам. Показатели их отчета говорят о том, что ветрогенераторы напрямую не наносят вреда здоровью.

Переключение на возобновляемые источники энергии – положительное направление, потому что за счет этого уменьшается загрязнение внешней среды, а люди смогут больше не зависеть от исчерпываемых ископаемых.

Литература

1. Мякишев Г.Я., Синяков А.З., Слободсков Б.А. Физика. Электродинамика 10–11 классы. Профильный уровень: учебник. М.: Дрофа, 2010. 480 с.
2. Сидорович В. Мировая энергетическая революция. Как возобновляемые источники энергии изменят наш мир. М.: Альпина Паблишер, 2015. 208 с.
3. Ушаков В.Я. Возобновляемая и альтернативная энергетика: ресурсосбережение и защита окружающей среды. Томск: СПБ Графикс, 2011. 137 с.
4. Повный А. Современные аккумуляторные батарейки – достоинства и недостатки [Электронный ресурс]. URL: http://electrik.info/obzor/1133-sovremennye-akkumulyatornye-batareyki.html (дата обращения: 17.09.2020).

УДК 621.316

МОНИТОРИНГ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Е.В. Иванова[1], М.Ш. Гарифуллин[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]EvgeniyaIv.1997@yandex.ru

Рассматривается состав цифровых подстанций, основные аспекты их проектирования и особенности мониторинга электрооборудования. Особое внимание уделено автоматизированным системам мониторинга, влияющим на профилактическое обслуживание, контроль и диагностику оборудования, а также повышает безопасность и эффективность эксплуатации подстанции.

Ключевые слова: цифровая подстанция, мониторинг, электрооборудование, диагностика, надежность.

Внедрение современных цифровых технологий является неотъемлемой частью развития электроэнергетических систем и сетей. В связи с этим, создание современных цифровых подстанций, обеспечивающих сбор, передачу и обработку информации является актуальной задачей.

Основой любой цифровой подстанции (ЦПС), которая состоит из интеллектуального первичного и вторичного оборудования, являются протоколы обмена данными, обеспечивающие эффективное использование информации о процессах на подстанции и повышение согласованности действия различных видов оборудования [1].

Одна из главных задач ЦПС – создание необходимого комплекса вторичного оборудования с поддержкой цифровых протоколов, – на сегодняшний день осуществима. Тем не менее, остается еще ряд организационных и технических вопросов, без решения которых переход на «цифру» во вторичных системах не может быть осуществлен. В частности для создания типовых проектов необходимо учесть следующие основные факторы: обеспечение функциональной совместимости устройств различного назначения и различных производителей и надежность передачи данных по цифровым сетям, отсутствие стандартизированных программных комплексов для автоматизированного проектирования. К достоинству можно отнести:

– объем монтажных и наладочных работ сокращен;

– типизацию решений (схемных и функциональных): сокращенное число функциональных цепей и клеммных рядов в релейных отсеках ячеек;

– уменьшение времени проектирования: 100 % оперативных переключений производится дистанционно, применяя видеоконтроль операций [2].

Несмотря на достаточно высокую стоимость внедрения современных цифровых подстанций, их преимущества неоспоримы:

– отсутствие электрической связи между первичным и вторичным оборудованием: не требуется решения вопросов о передаче повышения напряжения и обеспечения заземления в двух точках; электромагнитная помеха с первичного оборудования не может передаваться во вторичные цепи;

– упрощенные вторичные присоединения: большинство электрических кабелей заменено малым количеством оптоволоконных кабелей;

– объединённая информационная платформа: интегрированные системы мониторинга, регулирования напряжения, релейной защиты и реактивной мощности VQC, системы предотвращения выполнения неправильных операций;

– повышенное качество измерения.

Однако где есть преимущества, всегда существуют и недостатки:

– проблемы кибербезопасности;

– повышенная сложность и новизна стандарта;

– требование полного переобучения персонала.

К основным системам мониторинга оносят:

1) устройства SAMU («Stand-Alone-Merging-Unit»), которые устанавливают рядом с традиционными измерительными трансформаторами тока и напряжения;

2) систему АСКУЭ, обеспечивающую хранение, сбор, обработка и передачу данных, полученных от индивидуальных и коллективных приборов учёта. Данные выводятся на мониторы и сохраняются в базах;

3) систему управления АСУ ТП, которая обеспечивает автоматизированный сбор и обработку информации, необходимую для оптимизации управления технологическим объектом в соответствии с принятым критерием;

4) SCADA-систему, которая является программно-аппаратным комплексом для сбора данных и диспетчерского контроля. Совместно с ней применяется система SCADACam

В качестве протокола передачи данных на современных цифровых подстанциях используют универсальный протокол МЭК 61850 обеспечивающий возможность самодиагностики оборудования и других систем, установленных на подстанции, в режиме реального времени. [3]

В заключении можно сделать вывод, что современные системы и устройства для мониторинга электрооборудования на подстанциях проходят обновления и проверки на совместимость. От установленного оборудования зависит то, как будет работать инфраструктура, обслуживание и контроль, это повысит безопасность и эффективность эксплуатации цифровой подстанции.

Литература

1. Об инновационном проекте «Умная сеть» / И.Ш. Фардиев [и др.] // Энергетика Татарстана. № 3. 2010. С. 5–12.

2. Медведева Е.А. Острые углы цифровизации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 4. С. 18–20.

3. Воркунов О.В., Зайнутдинов Э.И. Программные средства для автоматизированного проектирования электрических сетей // Вестник современных исследований. 2018. № 5-3 (20). С. 397–399.

УДК 621.311.001.57

ПРИМЕНЕНИЕ СТАНДАРТНЫХ БИБЛИОТЕК PYTHON ДЛЯ АНАЛИЗА ОСЦИЛЛОГРАММ СИГНАЛОВ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ВОЛНОВОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ

И.И. Иркагалиева[1], Р.Г. Хузяшев[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
irkagalieva2001@mail.ru, 142892@mail.ru

Описано применение стандартных библиотек программной среды Python для анализа осциллограмм сигналов переходного процесса программно-аппаратного комплекса волнового определения места повреждения. Обработка данных осуществляется с помощью языка программирования Python.

Ключевые слова: сигнал переходного процесса, язык программирования Python, волновое определение места повреждения, распределение.

При любых изменениях в электрической цепи (включении, выключении, коротком замыкании), называемых коммутациями, в ней возникают переходные процессы. Переходным называется процесс, возникающий в электрической цепи при переходе от одного установившегося режима работы к другому. При переходных процессах могут возникать большие перенапряжения, электромагнитные колебания, которые способны нарушить работу систем устройств, вплоть до выхода их из строя. С другой стороны, переходные процессы несут определяющую информацию об источнике сигналов переходного процесса.

К причинам сигналов переходного процесса (СПП) относятся частичные разряды, грозовые перенапряжения, плановые коммутации, аварийные коммутации.

Программно-аппаратные комплексы (ПАК), регистрирующие СПП, используются для диагностики электрооборудования. Диагностика заключается в регистрации и оцифровывании показаний датчиков сигналов переходного процесса. Оцифрованные значения пересылаются в удаленный сервер для дальнейшей обработки. Для определения места возникновения сигналов в ПАК используется волновой метод определения места повреждения (ВОМП). Волны, генерируемые в месте повреждения, расходятся к подстанциям A и B и достигают их в течение нескольких микросекунд. Для правильного определения места повреждения требуется использование двух синхронизированных по времени устройств

(например, по GPS), установленных на обеих концах линии. Устройство определяет момент времени, когда волна доходит до подстанций *A* и *B*, затем эти моменты времени используются для расчета расстояния до места повреждения [1].

С помощью языка программирования Python разработана программа для обработки экспериментальных осциллограмм [2] с целью определения существенных параметров сигналов, что важно для определения причин их возникновения.

Использованы следующие стандартные библиотеки:

1) **pandas** – предоставляет специальные структуры данных и операции для манипулирования числовыми таблицами и временными рядами;

2) **numpy** – предоставляет базовые методы для манипуляции с большими массивами и матрицами;

3) **seaborn** – библиотека визуализации данных;

4) **matplotlib** – библиотека двумерной графики, с помощью которой можно создавать высококачественные рисунки различных форматов.

В результате обработки экспериментальных осциллограмм (рис. 1) построено связанное распределение мгновенных амплитуд осцил

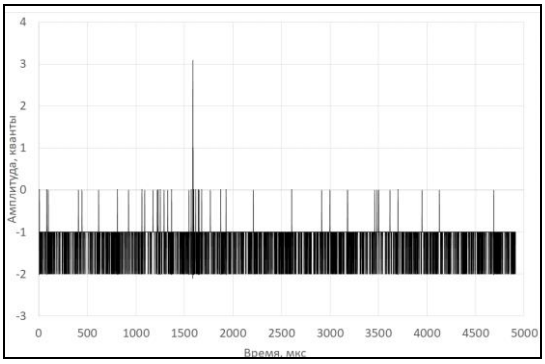


Рис. 1. График осциллограммы ch1

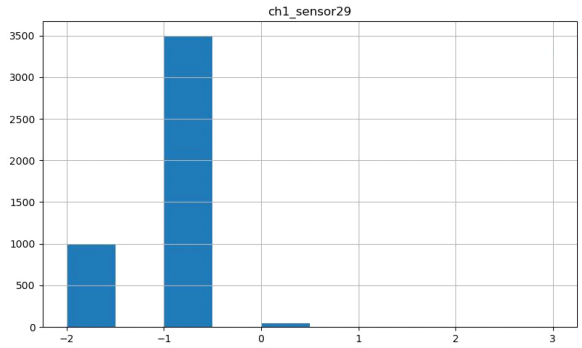


Рис. 2. Распределение мгновенных амплитуд осциллограммы ch1

Для построения распределения использована функция **hist()** в модуле **pyplot** библио-теки **matplotlib**:

```
import pandas as pd
import numpy as np
import seaborn as sns
import matplotlib.pyplot as plt
import csv
import re
import warnings
warnings.filterwarnings("ignore")
a = pd.read_csv('test1.csv')
print(a.hist(),plt.show())
```

Литература

1. Кржиштоф Глик, Рижард Ковалик, Дезире Дофин Расоломампьенона. Определение мест повреждения волновым методом в линиях электропередач [Электронный ресурс]. URL: https://www.bo-energo.ru/upload/iblock/4bc/4bc71c2c72ebf37c95bcc1f2b53760b0.pdf (дата обращения: 14.09.2020).

2. Практическая реализация волнового метода определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10) кВ / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. Т. 2, № 53. С. 98–107.

УДК 629.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРУЗОВОГО ТРОЛЛЕЙБУСА ДЛЯ ЛОГИСТИЧЕСКИХ ЦЕНТРОВ

М.А. Истопленников[1], П.П. Павлов[2], Н.Ж. Закирова[3]
[1,2,3] ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань
[1]istoplennikov97@mail.ru, [2]pavlov2510@mail.ru, [3]Zakirova_nargiza29.01.96@mail.ru

Предложено использовать парк подвижного состава городского электрического транспорта (ГЭТ) в сфере грузового транспорта. На первом этапе предполагается использование троллейбусов, выработавших эксплуатационный ресурс, модернизированных под грузовой транспорт для перевозки различных видов груза из логистического центра.

Ключевые слова: троллейвоз, электрический транспорт, Siemens.

Грузовой троллейбус или троллейвоз – разновидность электрического транспорта с питанием от контактных проводов, которые используют для грузовых перевозок [1, 2].

Развития экологически чистого электрического транспорта (ЭТ) в России является одной из актуальных задач и в этой сфере уже сделано много законодательных инициатив, запущены федеральные программы и пилотные проекты. Задача развития ЭТ является одним из ключевых показателей эффективности работы регионов России.

Троллейвозы использовали в различной индустрии: в горном также строительном процессе с целью подвоза оборудования, а также товара, в населенных пунктах их применяли с целью буксировки повреждённых пассажирских троллейбусов, для оказания техпомощи, а также с целью ремонтных работ троллейбусных электросетей.

Первоначальные советские грузовые троллейбусы начали появляться в тридцатые годы прошедшего столетия. Это были модифицированы в пассажирские машины. Применялись подобные грузовики с целью личных потребностей троллейбусных депо. Со временем область использования подобных машин начала увеличиваться и эксплуатационники подумали о применении троллейвозов в этих участках, где контактной сети никак не существовало. В Особенности важной данная проблема начала проявляться в ситуациях недостатка горючего в период войны. В частности, во городе Москве, были созданы первоначальные настоящие грузовые троллейкары – троллейбусы, оборудованные вспомогательным комплектом аккумуляторов, вследствие чему они имели возможность отклоняться на значительные дистанции от контактной сети [3].

В проекте предусматривается использование троллейвозов или троллейбусов, переоборудованных из пассажирских в грузовой, для перевозки из логистических центров, расположенных за городом в ближайшие, расположенные в городе [4].

Основные достоинства проекта:

– развитие экологически чистого ЭТ в РТ;

– создание рабочих мест и новой статьи дохода для предприятий ГЭТ;

– выравнивание нагрузки энергосистемы при транспортировки груза в ночное время;

– уменьшение шумового загрязнения в ночное время.

– малые капитальные затраты при использовании существующего парка ГЭТ.

– обслуживание и ремонт на базах предприятий ГЭТ.

Модернизация пассажирского троллейбуса заключается в следующем:

1) демонтаж перил, поручней и всех кресел;

2) установка в задней части троллейбуса дверей для перевозки длинного и габаритного грузов;

3) установка дополнительного отсека для аккумуляторов.

Если рассмотреть схему движения троллейбусов на 2020 г. и расположение логистических центров как в Казани, так и за ее пределами, то при правильном использование и доработке схем движения троллейбусов, за небольшой промежуток времени можно окупить затраты.

Так как проект находится на стадии идеи, изучается зарубежный опыт, просчитываются материальные затраты на различные варианты грузовой техники и т. п.

Фирма Siemens приступила к программе вместе со фирмой Scania поставить для трех электрифицированных грузовиков Германии пятнадцать экспериментальных седельных тягачей на проверку. Постановление

было общепринято на уровне Федерального министерства окружающей среды, охраны природы также ядерной безопасности Германии (BMU) согласно результатам открытого тендера.

Сперва тестирования начнутся в Гессене в автобане А5. Тут закончено создание пятикилометровой магистрали с надлежащей инфраструктурой. Контактные линии проложены в двух направленностях.

Последующим участком будет электрифицированный отрезок автобана А1 вплоть до порта Любек, с мощной стационарной зарядной станцией, что запланирована в порту. Данная часть участка открылась в летний сезон 2020 г.

В Конечном Итоге, 3-й участок электрифицированной автомагистрали будет проложен в Баден-Вюртемберге (федеральная трасса В462) в начале 2021 г.

Пятнадцать грузовых машин Scania будут оборудованы пантографами, созданными фирмой Siemens. Токоприемное спецоборудование располагается на раме позади кабины с целью зарядки грузовика в период движения. Автомобили станут эксплуатироваться транспортными фирмами в реальных автотранспортных операциях [3].

Согласно исследованиям, электрифицированные автомобильные дороги являются альтернативой по сокращению выбросов CO_2.

Литература

1. Максимов А.Н. Городской электротранспорт. Троллейбус: учебник. М.: ИЦ «Академия», 2004. 256 с.

2. Аухадеев А.Э., Киснеева Л.Н., Павлов П.П. Инновационный подход в организации системы городского электрического транспорта современного мегаполиса: бионическая концепция // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2013. № 2. С. 56–58.

3. Богдан Н.В., Атаманов Ю.Е., Сафонов А.И. Троллейбус – теория, конструирование, расчёт / под ред. Н.В. Богдана. Мн.: Ураджай, 1999. 345 с.

4. Бутаков В.М., Аухадеев А.Э., Павлов П.П. Развитие теории транспортных систем на основе методологических достижений современной науки // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2017. № 3-4. С. 27–30.

5. Юдин В.Д., Самойлов Д. С. Городской транспорт: учебник для вузов. М.: Стройиздат, 1975. 287 с.

УДК 338.486.5

УЧЕТ ГЕНЕРАЦИИ ВИЭ С СИСТЕМОЙ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ КРАТКОСРОЧНОМ ПЛАНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

И.Р. Калимуллин[1], Э.Н. Кильматов[2]
[1,2]Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа
[1]KalimullinIR@rb.so-ups.ru, [2]Kilmatov-EN@rb.so-ups.ru

Предложен метод учета генерации объектов ВИЭ функционирующих совместно с системой накопления электрической энергии. Актуальность тематики заключается в отсутствии на данный момент методов учета генерации для существующих и запланированных к строительству гибридных электростанций. Предложенный метод позволит с высокой точностью определять генерацию гибридных электростанций и повысит точность планирования электроэнергетических режимов.

Ключевые слова: планирование электроэнергетических режимов, возобновляемые источники энергии, системы накопления энергии

В настоящее время в Республике Башкортостан после строительства Нижней Бурзянской и Верхней Бурзянской СЭС завершается наладка самых мощных на территории СНГ систем накопления электроэнергии (СНЭ). Новый комплекс с двумя накопителями электроэнергии, суммарной емкостью 8 МВт·ч, рассчитан на полностью автоматизированную работу и способен работать как параллельно с сетью, так и в автономном режиме.

Вопрос учета генерации объектов ВИЭ, функционирующих совместно с СНЭ, возникает в связи с тем, что подобные электростанции – это весьма новое направление развития ЕЭС России и методы учета их генерации на данный момент не разработаны.

Если брать во внимание то, что в перспективе подобные комплексы планируется оснастить элементами искусственного интеллекта и системы получат способность анализировать уровень освещенности на СЭС [1], то можно рассмотреть интересный, с точки зрения точности планирования режимов, вариант учета генерации гибридного комплекса.

Способность солнечной электростанции с СНЭ автоматически подбирать оптимальный режим работы с определением периодов, когда нужно запасать энергию, а когда выдавать в сеть, предоставит возможность настраивать алгоритм работы комплекса СЭС+СНЭ на работу с поддержанием заданного графика нагрузки.

Наглядная иллюстрация предложенного алгоритма работы гибридной электростанции представлена на рисунке. В качестве примера рассматривается суммарный график генерации Нижней Бурзянской и Верхней Бурзянской СЭС.

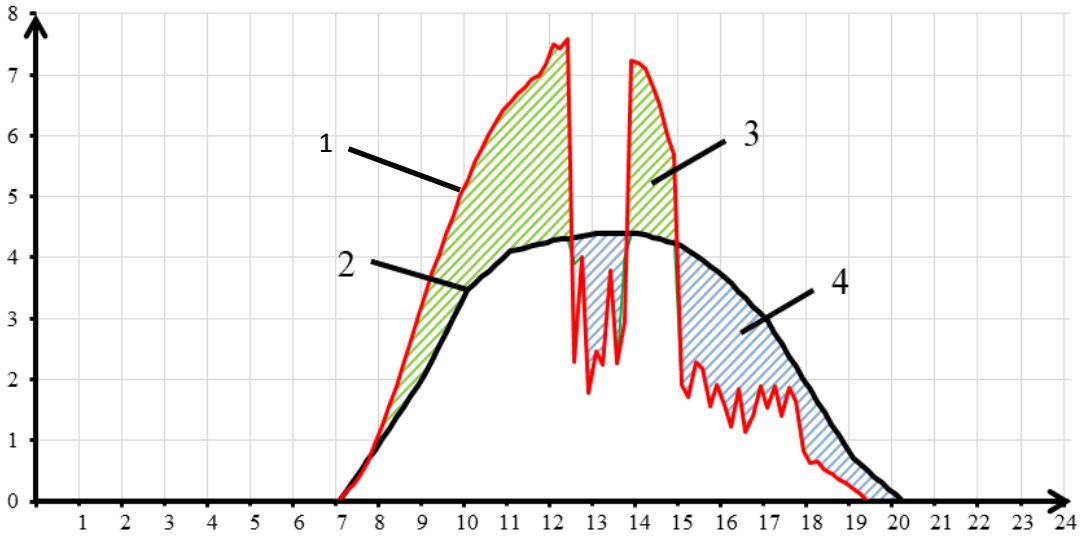


График генерации Бурзянских СЭС: *1* – фактическая генерация СЭС; *2* – плановый график генерации; *3* – объем накопления электроэнергии; *4* – объем выдачи накопленной электроэнергии в сеть

В качестве максимального объема СНЭ для выравнивания графика принято 4 МВт·ч. Использовать весь объем накопителя для выравнивания графика недопустимо по причине необходимости осуществления накопителями главной цели – обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей. Оставшиеся в резерве 4 МВт·ч, в ситуациях аварийных отключений питающей сети, могут обеспечить гарантированное питание наиболее важных потребителей в течение 4 часов [2].

Плановый график генерации Бурзянских СЭС построен с учетом возможности использования выделенного диапазона СНЭ для поддержания планового графика генерации в моменты увеличения либо снижения фактической генерации. Учитывая, что в качестве источника генерации гибридных комплексов применяются объекты ВИЭ, в качестве исходной информации при прогнозировании их генерации целесообразно использовать фактические данные прошлых аналогичных периодов и принимать полученный график на предстоящий расчетный период. В рассматриваемом примере с Бурзянскими СЭС, введенными в работу в 2020 г., в качестве исходной информации приняты данные генерации за август 2020 г. График генерации определен усреднением фактических

нагрузок СЭС за месяц. Подобный алгоритм является наиболее оптимальным при рассматриваемом методе планирования, так как при планировании для каждого месяца года будут определены оптимальные средние графики нагрузок. Далее к полученному графику, в объеме выделенного объема СНЭ для выравнивания графика, с максимальным объемом 4 МВт·ч были добавлены максимальные и минимальные уровни регулировочного диапазона.

Эффективность работы гибридного комплекса при его работе по предложенному алгоритму можно увеличить путем добавления дополнительных функций. Например, при работе комплекса в дни с высокой инсоляцией, когда аккумуляторные батареи СНЭ заряжались в течение дня, осуществлять выдачу части накопленной энергии в пиковые часы вечернего максимума, обеспечивая энергосистему дополнительной электроэнергией и снижая нагрузку в прилегающей сети.

При планировании режимов работы гибридных электростанций нужно учитывать аварийные ситуации в тупиковых участках энергосистемы, где установлены подобные объекты. При аварии на единственной питающей ЛЭП какого-либо тупикового участка энергосистемы и прекращении его энергоснабжения, нагрузку на себя могут взять ВИЭ с СНЭ до завершения устранения этой аварии.

Таким образом, предложенные алгоритмы при планировании графика нагрузок комплексов ВИЭ с СНЭ позволят уменьшить зависимость режимов работы электростанции от метеоусловий, при этом сохраняя возможность обеспечения бесперебойного питания потребителей. Помимо этого, появляется возможность увеличения эффективности работы комплекса путем внедрения дополнительных функций, например, во время пикового потребления обеспечивать энергосистему дополнительной электроэнергией.

Литерату

1. Новосибирские инженеры создали самые мощные в России накопители энергии емкостью 8 МВт·ч [Электронный ресурс]: URL: https://www.nstu.ru/news/news_more? idnews=122343 (дата обращения: 11.09.2020).

2. Калимуллин И.Р., Коротков А.Б. Определение принципов использования накопителей электрической энергии большой емкости, выполненных совместно с солнечной электростанцией // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. X Междунар. науч.-техн. конф. Иркутск, 2019. Т. 3. С. 76–79.

УДК 620.91

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СЭ-150

Н.П. Местников[1], А.М-Н. Альзаккар[2], Э.Г. Нуруллин[3]
[1]ФГАОУ ВО «СВФУ», г. Якутск
[2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[3]ФГБОУ ВО «КГАУ», г. Казань
[1]sakhacase@bk.ru, [2]ahmadalzakkar86@gmail.com, [3]nureg@mail.ru
Науч. рук. Н.С. Бурянина

Представлены результаты экспериментальных исследований при изучении электроэнергетических процессов солнечной электростанции мощностью 150 Вт (далее – СЭ-150) с приведением графических интерпретаций и зависимостей физических величин в виде уравнений регрессии.

Ключевые слова: уравнение регрессии, графическая интерпретация, мощность, угол наклона, световой поток, освещенность.

Обзор по нетрадиционным источникам энергии показывает, что в настоящий момент существуют разнообразные виды и способы получения электроэнергии. Однако, опыт и практика эксплуатации объектов нетрадиционных источников энергии показывает, что наиболее рациональными, эффективными и востребованными являются ветровая и солнечная энергетика с возможностью параллельной генерации электроэнергии с последующим созданием комбинированных электростанций для потребителей 3-й категории надежности электроснабжения с приоритетом на Дальневосточные регионы Российской Федерации, где активно функционируют децентрализованные системы электроснабжения и существуют приемлемые точки в целях создания комбинированного электроснабжения для потребителей различного уровня.

Вместе с тем при анализе показателей солнечной радиации на территории России установлено, что средний показатель годовой солнечной инсоляции составит 3,5 кВт·ч/м^2 в средней полосе России и 4,0–4,5 кВт·ч/м^2 в южной полосе России. Также при анализе показателей продолжительности солнечной радиации на территории России установлено, что наиболее высокий параметр продолжительности составляет более

2 000 ч/год на территории южной полосы России и в центре северной части Дальнего Востока России, где находится наиболее северный субъект Российской Федерации – Республика Саха (Якутия). Однако в основной части территории России отмечается от 1 700 до 2 000 ч/год продолжительности солнечного сияния, что и является главным параметром для средней эффективности генерации электроэнергии от солнечных панелей [4].

В этой связи разработан и собран прототип солнечной электростанции модели СЭ-150 в виде солнечной панели мощностью 150 Вт, представленной на рисунке.

Внешний вид СЭ-150

В ходе сборки вышеуказанной электростанции разработана программа и методика проведения эксперимента по расчету зависимости показателей генерации (напряжение, ток и мощность) от угла наклона солнечной панели относительно поверхности земли.

В рамках выполнения экспериментов применяется следующее оборудование, такие как: солнечная электростанция с мощностью 150 Вт, измерительные приборы (мультиметр, смартфон с функцией углометра и ноутбук).

В таблице приведены результаты экспериментов с применением солнечной электростанции модели СЭ-150 при облачной погоде с 16:00 до 17:00 часов.

Результаты опытов по определению объема генерации солнечной панели в зависимости угла наклона

α, град	*I*, А	*U*, В	*P*, Вт	α, град	*I*, А	*U*, В	*P*, Вт
31,00	3,32	13,75	45,65	39,00	3,52	14,06	49,49
32,00	3,34	13,90	46,43	40,00	3,52	14,06	49,49
33,00	3,36	13,90	46,70	41,00	3,52	14,07	49,53
34,00	3,43	13,93	47,78	42,00	3,52	14,06	49,49
35,00	3,44	13,95	47,99	43,00	3,48	14,07	48,96
36,00	3,45	13,92	48,02	44,00	3,49	14,06	49,07
37,00	3,47	13,98	48,51	45,00	3,49	14,06	49,07
38,00	3,47	13,95	48,41				

Литература

1. Кундас, С.П., Позняк, С.С., Шенец, Л.В. Возобновляемые источники энергии. Мн.: МГЭУ им. А.Д. Сахарова, 2009. 390 с.

2. Кузык Б. Партнерство государства и бизнеса: перспективы в сфере возобновляемых источников энергии // Проблемы теории и практики управления. 2008. № 7. С. 19.

3. Местников Н.П., Нуруллин Э.Г., Разработка децентрализованной системы электроснабжения для фермерских хозяйств // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: матер. III Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. Альметьевск, 2018. С. 224.

УДК 621.314.212

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОВЕДЁННЫХ РЕМОНТОВ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В.И. Миннигареев[1], М.Ш. Гарифуллин[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]vlad.minnigareev@yandex.ru, [2]g_marsels@mail.ru

Проведён анализ влияния проведённых ремонтов на техническое состояние трансформаторов. В результате проработки данных по проведённым ремонтам силовых трансформаторов в филиала ОАО «Сетевая компания» был сделан вывод о том, что после проведения ремонтов трансформаторы имеют очень высокий процент повторных отказов, при этом часть отказывает более трех раз.

Ключевые слова: трансформатор, ремонт, повторные отказы, надёжность, экономика.

Энергетическая безопасность и надежность электроснабжения промышленных предприятий во многом определяются работой силовых трансформаторов, обеспечивающих согласование комплекса с системой и преобразование ряда параметров электроэнергии в требуемые для дальнейшего ее использования. Высокая степень износа трансформаторов создает потенциальную опасность как для потребителей, так и для обслуживающего персонала.

По статистике, в России подавляющее большинство трансформаторов находится к эксплуатации уже более 25 лет, несмотря на то, что установленный ГОСТом срок службы – 25 лет [1].

В настоящее время нет предпосылок к тенденции по обновлению трансформаторного парка предприятий. В первую очередь, это связано с дороговизной оборудования. Ремонтировать имеющееся оборудование на порядок дешевле. Однако с каждым годом эксплуатационный ресурс такого оборудования понижается, а вероятность серьезного повреждения, которое может привести к недоотпуску электроэнергии, а также к увеличению потерь, и, как следствие, к убыткам – возрастает.

В качестве альтернативы полноценной замене трансформаторного парка служит проведение текущих и капитальных ремонтов оборудования. Это позволяет устранить имеющиеся неполадки в работе, уменьшив риск отказа трансформаторов. Кроме того, с экономической точки зрения проведение ремонтов на порядок дешевле полной замены оборудования по истечению его срока службы, нормированного ГОСТом и заводом-изготовителем.

Анализ данных по проведенным ремонтам демонстрирует высокую вероятность повторного отказа оборудования. Результаты говорят о том, что в среднем, примерно один из пяти отремонтированных трансформаторов повторно выйдет из строя в короткий промежуток времени [2].

Результаты анализа статистических данных:

1) вероятность повторного отказа составляет 19,33 %;

2) 3 % трансформаторов за период были отремонтированы не менее трех раз;

3) вероятность отказа в результате повторения одного и того же дефекта – 6 %;

4) не выявлено закономерностей между дефектами, приводящими к ремонту и повторными отказами.

Решение данной проблем заключается в последовательном структурном обновлении всего трансформаторного парка ОАО «Сетевая компания», в повышение уровня подготовки и опыта специалистов организаций, занимающихся как капитальным, так и текущим ремонтом оборудования [3].

За последние 11 лет наблюдается тенденция ежегодного увеличения количества ремонтов трансформаторов, а также повторных отказов после проведения ремонтов. В случае, если не предпринимать никаких мер, тенденция будет стремительно развиваться, число ремонтов и повторных ремонтов будет расти с каждым годом, а эксплуатационный ресурс трансформаторов продолжит неуклонно снижаться.

Обновление трансформаторного парка может создать для сетевых компаний существенные экономические трудности в краткосрочном периоде, однако в долгосрочной перспективе данная мера приведет к повышению надежности всего энергетического комплекса. Окупаемость вложений может быть достигнута путём экономии на ремонтах оборудования, а также на минимальном недоотпуске электроэнергии. При составлении правильной экономической стратегии и расстановке приоритетов, процесс обновления трансформаторного парка будет сглаженным и максимально экономически выгодным процессом.

Литература

1. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей / М.Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. 2005. № 11. С. 69–75.

2. Справочник по электротехническим материалам. М.: Энергоатомиздат, 1986. 368 с.

3. О повреждении обмоток силовых трансформаторов и диагностике их геометрии методом низковольтных импульсов / А.Ю. Хренников [и др.] // Электро. 2004. № 5. С. 13–18.

УДК 621.315.6

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ ИЗОЛЯТОРОВ НА ОТКЛЮЧЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110–220 кВ

З.К. Назмиева[1], М.Ш. Гарифуллин[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]zilya.96@mail.ru, [2]g_marsels@mail.ru

Представлен анализ аварийных отключений воздушных линий электропередачи 110–220 кВ из-за повреждений изоляторов в электросетевых предприятиях Республики. Проведен сбор и анализ статистических данных по повреждаемости ВЛ 110–220 кВ за 2017–2019 гг. и определена доля отказов, связанных с повреждением изоляторов в электросетевых предприятиях Республики Татарстан.

Ключевые слова: изолятор, электрические потери, физический износ, аварийное отключение.

Значительная доля отключений воздушных линий электропередачи (ВЛ), согласно данным Министерства энергетики Российской федерации, связана с отказами изоляторов из-за их неудовлетворительного технического состояния. В этой связи важной представляется задача анализа статистики по отключениям воздушных ЛЭП по электросетевым предприятиям в Республике Татарстан (РТ) с выработкой мероприятий по снижению количества таких отключений.

Для надежного снабжения всех потребителей РТ электрической энергией и обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли первостепенное значение имеет модернизация производственных объектов энергосистемы. Для бесперебойной работы крупных промышленных предприятий важно обеспечить надежное функционирование системы их внешнего электроснабжения и энергосистемы республики в целом, так как пробой, вызванный дефектом изолятора, оказывает значительное влияние на передачу и распределение электроэнергии. Из-за невыполнения своевременных задач по обнаружения и устранению дефектов на изоляторах происходит отключения потребителей разных категорий. Под риск отлючения попадают все категории потребителей электроснабжения, при этом в РТ увеличивается число отлючений потребителей второй категории (рис. 1).

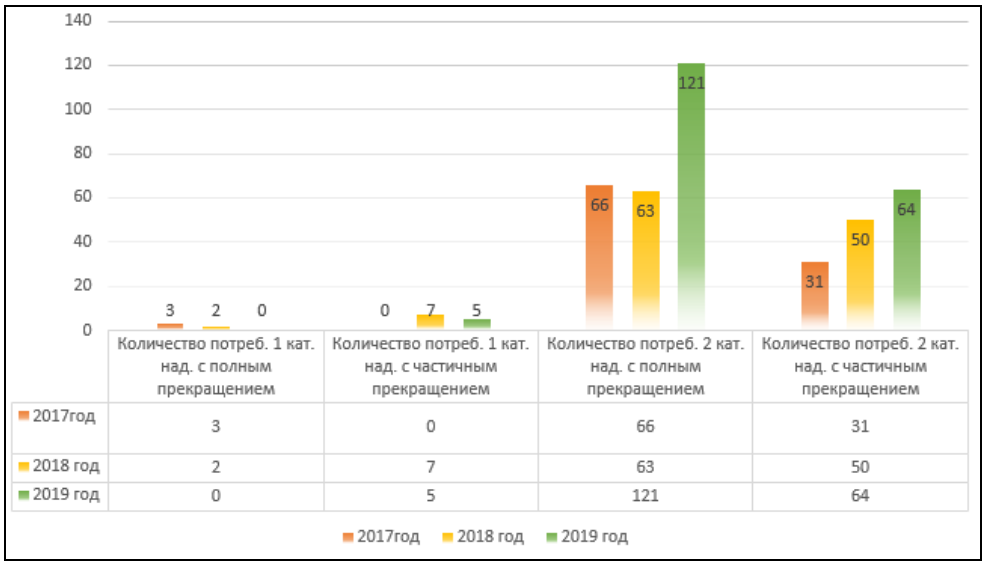


Рис. 1. Количество отключенных потребителей второй и первой категории надежности электроснабжения

По итогам анализа отключения, которые произошли на электросетевых предприятиях РТ в период с 2017 по 2019 гг. (205 повреждений ВЛ 110–220 кВ), связаны с повреждением изоляторов (рис. 2).

Рис. 2. Причины аварийных отключений ВЛ 110–220 кВ из-за повреждений изоляторов за 2017–2019 гг.

Отключения ВЛ 110–220 кВ, связанные с повреждениями изоляторов, составляют по РТ 21 % от всех отключений ВЛ. Анализ показал, что частой причиной отключений ВЛ является повреждения, связанные с неисправностью оборудования (13 %). Так же в процессе эксплуатации изоляторов на электрическую прочность влияет загрязнение и увлажнение их поверхности (8 %). Отключения, связанные с воздействием птиц (8 %) подтверждаются тем, что при осмотрах находят остатки несгоревших экскрементов на изоляторах. Частой причиной отключений также являются повреждения, отчасти связанные со снижением электрической прочности изолирующих конструкций. Это проявляется в экстремальных метеоусловиях: гололедно-ветровые нагрузки (7 %), грозовые перенапряжения (12 %), по невыявленным причинам (11 %).

В ходе исследования выявлены районы с интенсивными промышленными загрязнениями, где целесообразно устанавливать изоляторы из закаленного стекла с RTV-покрытием. Применяя современные технологии, с помощью мобильного приложения для электросетевых предприятий можно автоматизировать подачу результата осмотра (моментальная фото фиксация, заявка на ремонт), выявить дефекты и неисправности на ранней стадии.

Литература

1. Хорольский В.Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения: учеб. пособие. М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2014. 128 с.
2. Рейх Е.Н., Сыченко В.Г., Ким Е.Д. Анализ методов и средств диагностирования для оценки состояния изоляторов контактной сети // Електрифікація транспорту. 2012. № 4. С. 54–62.
3. Баширов Р.А. Выявление аварий на полимерных изоляторах. Методы обнаружения и индикаторы: дис. … канд. техн. наук. Санкт-Петербург, 2017. 205 с.
4. Кувайцев В.И. Высоковольтные изоляторы: метод. указания к лабораторному практикуму по ЭЧС. Оренбург: ГОУ ОГУ, 2004. 24 с.

УДК 676.254

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ И СТЕПЕНИ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ БУМАЖНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Г.Ф. Нигматуллина[1], Р.А. Саляхутдинов[2], В.К. Козлов[3]

[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]fandamovna@mail.ru, [2]Hard_modes@mail.ru, [3]kozlov_vk@bk.ru

Рассматривается изменение свойств бумажной изоляции за время эксплуатации маслонаполненного трансформатора. Рассмотрели снижение степени полимеризации и увеличение влагосодержания бумажной изоляции. Изучили методы проверки пригодности изоляции.

Ключевые слова: бумажная изоляция, степень полимеризации, влагосодержание, маслонаполненный трансформатор, сушка.

Трансформатор всегда находится во включенном состоянии, поэтому на его изоляцию действует электрическое поле. Бывают случаи перенапряжения трансформатора при коммутационных процессах в сети, а также короткие замыкания, импульсные перенапряжения, возникающие вследствие грозовых атмосферных разрядов. Обмотки трансформатора и его токоведущие части при работе нагреваются. Таким образом, весьма актуальным на данный момент является правильный выбор изоляционных промежутков, с целью увеличения срока эксплуатации.

Целью нашей работы является нахождения экспериментальным путем влагосодержания и степени полимеризации бумажной изоляции для определения срока эксплуатации трансформатора.

Для выполнения данной работы необходимо:

1) собрать данные о видах изоляции;

2) изучить методы определения качества изоляции;

3) определить степени полимеризации бумажной изоляции;

4) изучить воздействия влаги на изоляцию обмоток трансфор-матора.

В ходе работы выяснили, что при содержании влаги в бумаге, скорость ее разложения увеличивается пропорционально процентному содержанию воды. Это явление работает при содержании в бумаге влаги в диапазоне от 0,3 до 7 %. Влияние влаги усиливается при ускоренном разложении бумаги. При содержании влаги 2 % старение бумаги происходит быстрее в 6–16 раз, а при 4 % – в 12–45 раз чем при 0,3 %.

У новых трансформаторов влагосодержание изоляции составляет не более 0,5 %. При эксплуатации трансформатора в зависимости от нагрузочных условия влагосодержание может увеличиться до 5 %. При таких условиях трансформатор может проработать от 25 до 30 лет, а степень полимеризации при этом не менее 360.

Величина разрушения бумажной изоляции мы определили по показателям степени полимеризации.

Степень полимеризации у новой бумажной изоляции составляет 1100. Благодаря этому изолирующая бумага не рвется при механических работах.

Со временем эксплуатации трансформатора СП снижается. В большинство случаев снижение СП происходит из-за содержания влажности, содержания кислорода, а также увеличения температуры. Чем ниже СП,

тем больше разрушается бумага. Нижний предел СП равен 200, поэтому такая бумага не выдерживает механических воздействий, возникающие в трансформаторе.

Существует несколько способов определения СП для бумажной изоляции.

1. Образцы бумаги, взятые из трансформатора, выведенного из работы, растворяют в растворителе и замеряют вязкость полученного раствора. Чем выше вязкость, тем выше показатель СП и механическая прочность бумаги. Этот метод некорректен, так как бумага должна полностью раствориться в растворе, в противном случае вязкость будет ниже, чем должно быть, в результате значение показателя СП будет занижено.

2. Оптический метод определения СП. На чистый образец бумаги 15×9 мм^2 наводится оптический зонд и производится калибровка. Далее измеряется интенсивности образцов, взятых из трансформаторов, измеряется коэффициент отражения образца. В следствии производится расчет СП. Плюсы этого метода заключаются в том, что не требуется дополнительных условий, которые бы искажали показатели.

Вывод: благодаря новым методам определения степени полимериизации, не выводя трансформатор из эксплуатации, можно выявить СП, тем самым следить за сроком службы маслонаполненного трансформатора.

Литература

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 211 с.

2. Ершов Б.Г., Комаров В.Б., Лютько Е.О. Измерение степени полимеризации бумажной изоляции силового оборудования в электроэнергетике и электроэнергетической промышленности // Измерения в современном мире – 2013: сб. науч. тр. 4-й Междунар. науч.-практ. конф. Санкт-Петербург, 2013. С. 21–24.

3. Козлов В.К., Сабитов А.Х. Экспресс-метод определения степени полимеризации бумажной изоляции трансформаторов в лабораторных условиях // СибОптика-2015: матер. Междунар. науч. конф. Новосибирск, 2015. Т. 1. С. 189–192.

4. Козлов В.К., Сабитов А.Х., Низамутдинов Б.Р. Исследование процесса старения бумажно-масляной изоляции в видимом диапазоне // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2015. № 3-4. С. 81–85.

УДК 621.313.32

УПРОЩЕНИЕ МОДЕЛИ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ ТОПОЛОГИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

Т.И. Петров[1], А.Р. Сафин[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]tobac15@mail.ru

Синхронные двигатели все чаще используются в промышленности и их необходимо сделать более энергоэффективными. Для этого можно оптимизировать ротор синхронного двигателя, изменив конструкцию, получив лучший вариант за счет топологической оптимизации. Но стандартная конструкция синхронного двигателя достаточно сложна для расчетов методом конечных элементов, поэтому необходимо ее максимально упростить.

Ключевые слова: оптимизация, ротор, синхронные машины, постоянные магниты, электропривод.

Для упрощения необходимо сделать все элементы максимально простыми с геометрической точки зрения (прямоугольники, по возможности прямые и т. д.). А для расчета сделать не полную модель, а наименьший сектор, для которого можно адекватно рассчитать топологическую оптимизацию. Для этого необходимо рассчитать магнитный момент для стандартной конструкции для каждого этапа структурных изменений и сравнить эти значения. Если есть небольшое расхождение в данных, необходимо будет правильно выбрать сектор и подтвердить адекватность модели путем сравнения. Все эти расчеты следует проводить для прогнозируемой модели, которая должна быть получена после топологической оптимизации.

Давно известно, что синхронные двигатели с постоянными магнитами (СДПМ) имеют лучшие технические характеристики, чем обычные асинхронные двигатели, но с экономической точки зрения они намного дороже [1]. Одна из причин – высокая стоимость редкоземельных магнитов, которые используются в синхронных двигателях с постоянными магнитами [2]. Таким образом, если вы используете меньше магнитов, мы можем сократить срок окупаемости и сделать использование синхронных двигателей более привлекательным.

По конструкции ротора синхронные двигатели можно разделить на два типа:

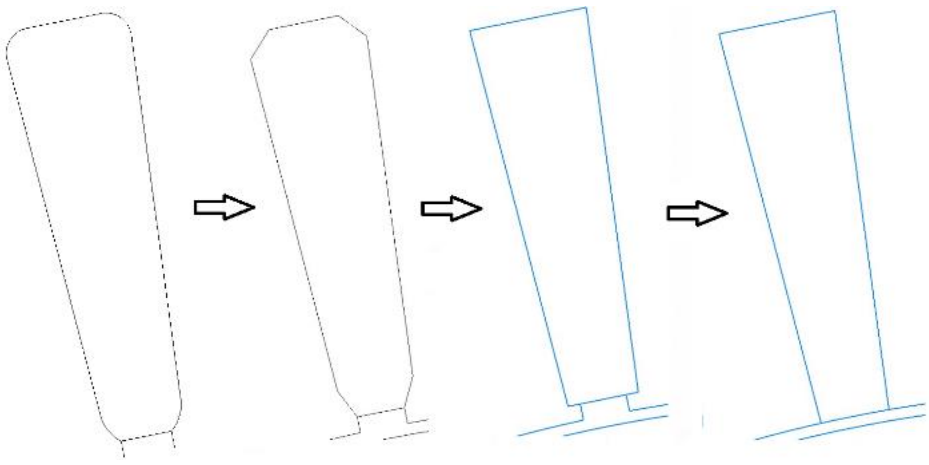
– синхронный двигатель с поверхностными постоянными магнитами;

– внутренний синхронный двигатель с постоянными магнитами.

Встроенные магниты могут обеспечить более высокий крутящий момент, но их сложнее изготовить, и используется то же количество магнитов, что и для поверхностных магнитов [3]. Однако можно сделать ротор таким образом, чтобы в нем располагались магниты не просто в форме трапеции или прямоугольников, а произвольной формы, чтобы уменьшить количество магнитов. А чтобы определить оптимальную конструкцию ротора, необходимо использовать топологическую оптимизацию и перебирать варианты не только путем перечисления, но и с помощью генетического алгоритма. Однако если попытаться оптимизировать стандартную конструкцию синхронного двигателя, то возникнут трудности с количеством конечных элементов, и необходимо максимально упростить элемент конструкции. насколько это возможно, что будет показано в этой статье.

Модификация модели синхронного двигателя будет следующей:

1. Измените конструкцию пазов. Перейдем от сложной конструкции пазов к самой простой по геометрии (см. рисунок). Разница между моментами первого и последнего варианта составляет 9 %, а форма графика изменения момента во времени сохраняется, так что можно утверждать, что это упрощение можно использовать.



Изменение конструкции паза

2. В программе ELCUT наиболее точный крутящий момент вычисляется с использованием шага автоматической выборки сетки, и, таким образом, для двигателя количество элементов сетки составляет около 100 000, что делает невозможным расчет топологический оптимизации. Поэтому считается возможным сделать сетку с ручным шагом выборки 2,5 мм, форма графика изменения во времени также сохраняется.

Важно уточнить, что при оптимизации мы будем сравнивать изначальную конструкцию и конструкцию после оптимизации; поэтому нам не важна точность полученного крутящего момента, но важно увеличение его значения.

3. Учитывая симметрию двигателя, вы можете взять половину двигателя и проверить, уменьшается ли крутящий момент примерно на половину. В расчете мы получили уменьшение в 2,2 раза, сохранив форму графика, и исходя из формы магнитного поля, мы пришли к выводу, что можно использовать сектор под углом 45 градусов.

Топологическая оптимизация дает представление о магнитной системе, т. е. приблизительную картину расположения магнитов. Затем вы можете оптимизировать конструкцию, варьируя ширину и высоту магнитов, чтобы добиться практической реализации конструкции ротора.

В этой статье показано, как перейти от сложной стандартной конструкции синхронного двигателя с постоянными магнитами к простейшей (сектор 45°).

Адекватность модели остается на высоком уровне, и с этой моделью можно проводить топологическую оптимизацию с помощью генетического алгоритма. Скорость расчетов увеличится с помощью программного обеспечения более чем в 10 раз.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-37-90134.

Литература

1. Vasiliev B.E., Magerramova L.A. Analysis of the possibility of using topological optimization in the design of uncooled turbine blades // Vestnik SGAU. 2015. Vol. 14, Is. 3-1. Pp. 139–147.

2. Li C., Kim I.Y. Multi-material topology optimization for automotive design problems // Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. Part D: Journal of Automobile Engineering. 2018. Vol. 232, Is. 14. Pp. 1950–1969.

3. The Prospects of Using a Synchronous Machine with Permanent Magnets in the Oil Industry / T.I. Petrov [et al.]. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8546157 // Proc. of XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering. Novosibirsk, 2018. Pp. 336–338.

УДК 621.039-78

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕПЛОПЕРЕНОСА В ПАССИВНОЙ СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ ЭЛЕКТРОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ АЭС ПРИ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ

К.О. Пономарев
ФГАОУ ВО НИ «ТПУ», г. Томск
kop.tpu@gmail.com

Представлены результаты экспериментального исследования процесса теплопереноса в термосифоне в условиях нагрева, характерных для шкафа электронного оборудования реакторной установки АЭС при аварийной ситуации. Обоснована возможность отвода теплового потока до 5.1 кВт/м^2 от шкафа электронного оборудования пассивной системой охлаждения с обеспечением регламентной температуры теплонагруженной поверхности.

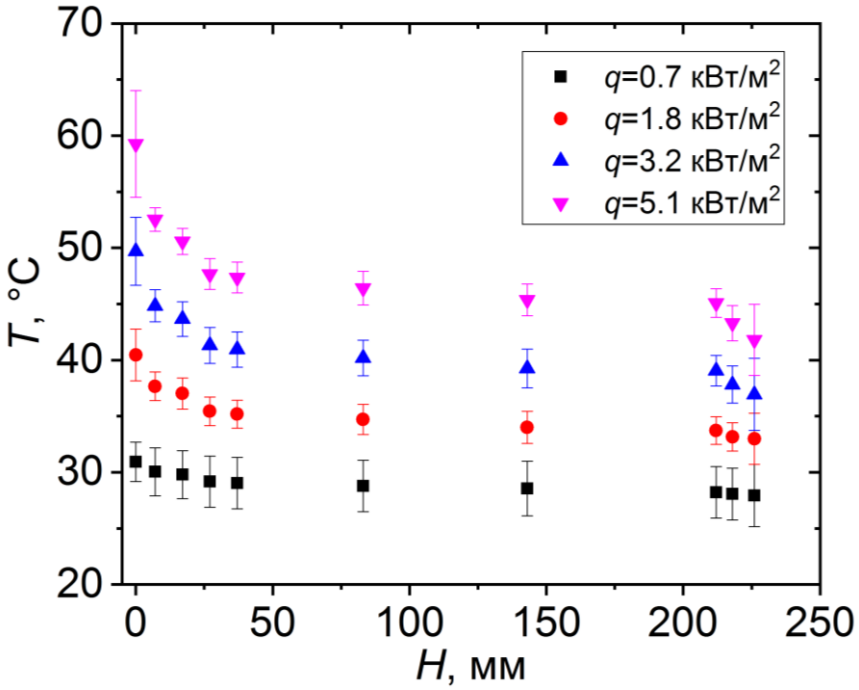
Ключевые слова: эксперимент, теплоперенос, термосифон, шкаф электронного оборудования.

Особенностью реакторных установок является то, что их безопасный режим работы достигается обеспечением регламентного температурного режима работы отдельных элементов и систем. Примером одного из таких элементов является шкаф электронного оборудования типа УТМ-02 – устройства электротехнического модульного. В подобных шкафах находится электронное оборудование, чувствительное к температурным режимам.

Одним из эффективных методов отвода теплоты от теплонагруженной поверхности шкафа является применение пассивной системы охлаждения на базе термосифона (ТС). Известно [1–3], что термосифоны применимы при отводе теплового потока от электронного оборудования (например, микросхемы, светодиоды, тиристоры и т. д.). Также установлено [4, 5], что ТС может быть применен при отводе теплоты от станций связи, шкафов и контейнеров с электронным оборудованием, отсеков с аккумуляторными батареями и т. п. Термосифон является надежной системой охлаждения, так как не требует затрат электроэнергии. Однако недостаточно исследований, направленных на изучение температурного поля в таком теплообменном устройстве в условиях отвода относительно невысоких тепловых потоков, характерных для электронного оборудования реакторной установки АЭС при аварийной ситуации.

Целью работы является обоснование возможности отвода теплоты от электронного оборудования реакторной установки АЭС при аварийной ситуации.

Экспериментальное исследование проводилось на установке – закрытом двухфазном термосифоне. Температуры в характерных точках термосифона на его оси симметрии регистрировались с помощью термопар ДТПК031-0.5/0.05/1.5 (ОВЕН, Россия). Ниже приведены распределения температур по высоте термосифона (H) при тепловых потоках (q): 0,7; 1,8; 3,2 и 5,1 кВт/м^2, соответствующих температурам поверхности нагревателя –40, 60, 80 и 100 °С, соответственно (см. рисунок).



Распределения температур по высоте термосифона

На приведенном рисунке точки соответствуют температурам: нижней крышки ТС (T_0); слоя жидкости в испарителе (T_1); пара в испарительной (T_2–T_4), адиабатной (T_5–T_6) и конденсационной (T_7) частях; конденсата в конденсаторе (T_8) и верхней крышки ТС (T_9).

Установлено, что с ростом теплового потока увеличиваются температуры по всей высоте термосифона. При q = 5,1 кВт/м^2 перепады температуры по высоте испарителя, транспортной (адиабатной) зоны и конденсатора составляли 12,7, 1,2 и 3,5 °С, соответственно. На основе результатов (см. рисунок) экспериментальных исследований выдвинута гипотеза о том, что регулирование интенсивности теплопереноса в термосифоне возможно управлением процессами в испарителе.

Согласно правилам устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-008-89), а также ГОСТу 26830-86 температура внешней поверхности шкафа в обслуживаемом помещении не должна превышать 45 °С. В помещениях ограниченного доступа – 60 °С. Показано, что при плотности теплового потока от 3,2 до 5,1 кВт/м^2 температура поверхности нагрева без термосифона составляла от 60 до 100 °С. Такие условия соответствуют аварийной ситуации режима работы шкафа электронного оборудования. При установке термосифона на нагревательный элемент, имитирующий поверхность такого шкафа, температура поверхности нагрева уменьшилась с 60 до 40,5 °С, с 80 до 49,7 °С и со 100 до 59,3 °С. Зарегистрированные температуры соответствуют регламентным температурам поверхности шкафа электронного оборудования, расположенного в обслуживаемом помещении (45 °С) и помещении ограниченного доступа (60 °С).

По результатам экспериментального исследования обоснована возможность отвода термосифоном теплоты от электронного оборудования реакторной установки АЭС при аварийной ситуации.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90137.

Литература

1. Thermal resistance of a thermosyphon filled with R410A operating at low evaporator temperature / K.S. Ong [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2016. Vol. 106. Pp. 1345–1351.

2. Two-phase closed-loop thermosyphon for electronic cooling / C.C. Chang [et al.] // Experimental Heat Transfer. 2010. Vol. 21, Is. 2. Pp. 144–156.

3. Двухфазные теплопередающие системы для охлаждения светодиодных светильников / В. Кисеев [и др.] // Полупроводниковая светотехника. 2011. Т. 3, № 11. С. 27–31.

4. Sundaram A.S., Seeniraj R.V., Velraj R. An experimental investigation on passive cooling system comprising phase change material and two-phase closed thermosyphon for telecom shelters in tropical and desert regions // Energy and Buildings. 2010. Vol. 42, № 10. Pp. 1726–1735.

5. Two-phase thermosyphon loop for cooling outdoor telecommunication equipments / A. Samba [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2013. Vol. 50, Is. 1. Pp. 1351–1360.

УДК 621.311.001.57

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

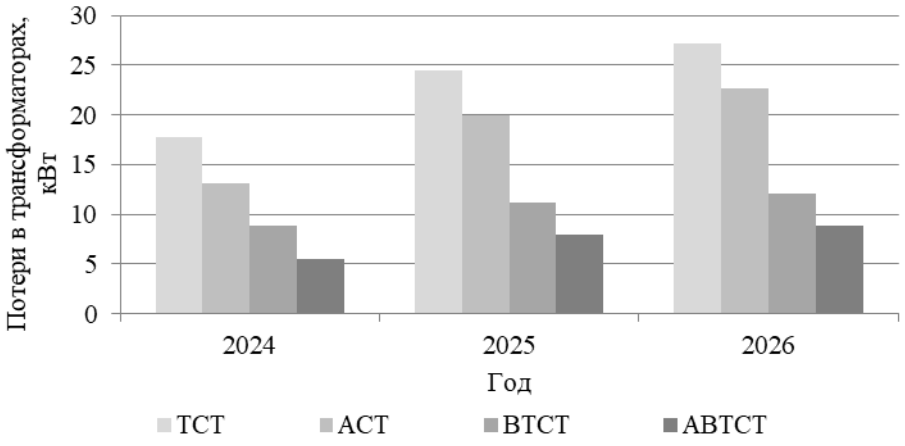
А.В. Проничев[1], А.А. Казанцев[2], Е.М. Шишков[3]
[1]Филиал ФГБОУ ВО СамГТУ в г. Новокуйбышевске, г. Новокуйбышевск
[2]ФГБОУ ВО СамГТУ, г. Самара
[1]teyoma@bk.ru, [2]kazantzev@63.ru, [3]e.m.shishkov@ieee.org

В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов следующих инновационных решений: использование эффекта сверхпроводимости, внедрение аморфных ферромагнитных материалов и применение комбинированных конструкций силовых трансформаторов, сочетающих в себе перечисленные выше решения. Была оценена эффективность применения инновационных трансформаторов по сравнению с масляными. Результаты моделирования показали, что энергоэффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем энергоэффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода.

Ключевые слова: трансформатор, энергосбережение, потери, энергоэффективность, аморфные магнитные материалы, высокотемпературные сверхпроводниковые материалы.

В последние годы во всех отраслях экономики отмечается значительный рост объема и плотности электропотребления в системах электроснабжения (ЭСН). С учетом жестких требований по его качеству и надежности наиболее эффективным и кардинальным решением этой проблемы является применение инновационного электрооборудования (ЭО). Все это особенно актуально для напряженных и ответственных ЭСН нефтяных месторождений. В современных условиях потери активной мощности можно существенно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов следующих инновационных решений: использование эффекта сверхпроводимости; внедрение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов для; применение комбинированной конструкции, сочетающей в себе использование аморфных магнитопроводов, и материалов, которые обладают эффектом высокотемпературной сверхпроводимости для изготовления обмоток СТ (АВТСТ).

Для фрагмента сети некоторого нефтяного месторождения на напряжение 35 кВ была смоделирована замена традиционных масляных трансформаторов (ТСТ) на планируемых к вводу трансформаторных подстанциях с учетом перспективных нагрузок с учетом профиля дизайна добычи нефти на АСТ, ВТСТ и АВТСТ. Расчеты потерь мощности были выполнены в программном комплексе RastrWin3. Анализировались продольные и поперечные потери активной мощности в силовых трансформаторах на объектах проектирования. Была оценена эффективность применения АФТ, ВТСТ и АВТСТ по сравнению с традиционными масляными. Графически результаты расчетов потерь активной мощности для всех видов трансформаторов, планируемых к вводу в сети 35/6 кВ, представлены на рисунке. При расчетах учитывалась разная загрузка трансформаторного оборудования в зависимости от перспективного профиля дизайна добычи нефти месторождения.



Результаты расчетов потерь мощности в трансформаторах при использовании их различных видов

Из рисунка видно, что энергоэффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем энергоэффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода и обмоток. Использование инновационных конструкций позволяет снизить потери активной мощности относительно трансформаторов традиционного исполнения на 17 % для АСТ, на 55 % для ВТСТ и 67 % для АТСТ.

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.

Литература

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. Новосибирск, 2014. 22 с.

3. Development of a 1250-kVA superconducting transformer and its demonstration at the superconducting substation / Dai S. [et al.] // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2016. Vol. 26, Is. 1. Pp. 1–7.

4. HTS transformer: Construction details, test results, and noted failure mechanisms / Lapthorn A.C. [et al.] // IEEE Transactions on Power Delivery. 2011. Vol. 26, Is. 1. Pp. 394–399.

УДК 621.311.163

ВНЕДРЕНИЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ТИРИСТОРНЫХ ВОЗБУДИТЕЛЕЙ ВЗАМЕН СТАРЫХ

А.В. Прядко[1], А.Р. Хасанов[2], И.А. Муратаев[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]leha.pryadko@yandex.ru, [2]almaz.khasanov.1992@mail.ru

Рассмотрен вопрос замены тиристорных возбудителелй на более современные, благодаря чему повышается энергоэффективность электроприводов.

Ключевые слова: тиристорный возбудитель, регулируемый электропривод, модернизация, возбудитель, переменный ток.

Рост объемов производства в сырьевых и перерабатывающих отраслях промышленности страны, обусловленный увеличением инвестиций, сопровождается модернизацией действующего и внедрением нового оборудования. Оживился интерес к современным системам полупроводникового электропривода, реализованы и находятся в стадии внедрения достаточно крупные проекты, в различных отраслях внедряются электроприводы крупнейших мировых производителей, таких как Siemens, Mitsubishi, ABB, General Elektrik, Allen-Bradley, применяется оборудование производителей из стран СНГ: НТЦ «Приводная техника», НПП «ЭОС» и др.

Следует отметить тот факт, что обоснование необходимости применения регулируемых электроприводов как средства увеличения ресурса машин и оборудования, повышения эффективности производства, а также экономии энергоресурсов является, в основном, пройденным этапом, и в настоящее время актуальны вопросы конкретной реализации и преодоление возникающих при этом теоретических и практических проблем.

Основные тенденции внедрения современных систем привода в России в целом совпадают с мировыми и сводятся к следующему:

– активное расширение областей применения регулируемых электроприводов переменного тока с синхронными электродвигателями;

– внедрение мощных синхронных регулируемых электроприводов;

– вытеснение электроприводов постоянного тока из традиционных сфер их применения;

– расширение возможностей систем управления электроприводами, включая реализацию функций локальной автоматики и управления технологическими процессами.

В то же время имеются и свои особенности, обусловленные экономическими и техническими причинами. В связи с высокой стоимостью комплектных электроприводов, содержащих полупроводниковые преобразователи и специализированные электродвигатели, и ограниченными финансовыми возможностями модернизация на действующих производствах обычно производится с использованием имеющихся типовых электродвигателей. Поэтому, например, в металлургической промышленности, где на существующих прокатных станах применяются преимущественно приводы постоянного тока, модернизация идет путем замены тиристорных преобразователей на более совершенные. В горнодобывающей промышленности, на открытых горных работах основное направление совершенствования электропривода по системе Г-Д, которым оснащены наиболее распространенные экскаваторы типа ЭКГ, – это замена возбудителей на магнитных усилителях или электромашинных возбудителей на тиристорные.

Аналогичными методам ведутся работы по внедрению полупроводниковых электроприводов переменного тока как на функционирующих производствах, так и на части новых. Это стало возможным после появления высоконадежных преобразователей переменного тока на базе широтно-импульсной модуляции с частотой несущей 1–20 кГц, обеспечивающих практически неискаженную синусоидальную форму напряжения и тока, что позволило использовать при модернизации типовые асинхронные и синхронные электродвигатели. Однако при реализации таких проектов необходимо учитывать следующие факторы: диапазоны регулирования скорости и изменения нагрузок; наличие рабочих режимов пуска на «упор»; тип применяемого преобразователя частоты.

Литература

1. Ключев В.И. Теория электропривода: учеб. для вузов. 2-е изд., пе-реараб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2016. 704 с.

2. Микитченко А.Я. Разработка и исследование частотно-управляемого асинхронного электропривода по системе НПЧ-АД для машин предприятий горнодобывающей промышленности: дис. … д-ра. техн. наук. Москва, 2015. 274 с.

3. Микитченко А.Я., Остриров В.Н. Современное состояние и тенденции развития электроприводов горных машин для открытых разработок // Привод и управление. 2014. № 1-2. С. 5–14.

4. Павленко С.В. Системы тиристорный возбудитель-генератор-двигатель отечественного производства для экскаваторов лопат. Сравнительный анализ и опыт эксплуатации // Привод и управление. 2016. № 1-2. С. 57–64.

5. Лузянин А.М. Микитченко А.Я., Греков Э.Л. Системы управления экскаваторными электроприводами производства ОАО «Рудоавтоматика» // Привод и управление. 2017. № 1-2. С. 50–55.

УДК 621.32

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ СВЕТОВОГО ПОТОКА СВЕТОДИОДНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ

Н.А.Савин [1], А.Р. Денисова [2], Н.К.Афонина [3]

[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]KOLAY_AK@mail.ru, [2]denisova_ar@mail.ru, [3]nadiaafonina1406@gmail.com

Представлена информация об энергоэффективности системы автоматического регулирования световым потоком искусственного освещения. В частности, описывается принцип действия данной системы и график потребления светодиодным светильником электроэнергии в зависимости от естественной освещенности от окна.

Ключевые слова: светодиодный светильник, автодиммирование, искусственное освещение, энергоэффективность

Один из способов энергосбережения, а также повышения зрительного комфорта сотрудников, который рассмотрен в данной работе, является автоматическая система регулировки искусственного освещения

ADL-SYSTEM. Данная система является системой комбинированного освещения, и ее использование в промышленных, административных и офисных помещениях является весьма актуальным. Функционирование автоматической регулировки базируется на плавном изменении выдаваемой световой мощности светильников, в зависимости от естественной освещенности под ним.

Плавность регулирования светового потока, и как следствие горизонтальной освещенности рабочей поверхности, является большим преимуществом использования данной системы. Это управление осуществляется не снижением питающего напряжения сети, что недопустимо при использовании светодиодных ламп, а с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

Автоматическое регулирование светового потока светильника происходит после оценки освещенности под специальным датчиком диммирования, который встроен в каждый светильник. Сигнал от датчика входит в модуль управления, который преобразует его в электрический сигнал, подверженный ШИМ и через управляющий ключ (усилитель) усиленный сигнал ШИМ поступает на драйвер светильника, который и осуществляет регулирование мощности светового потока светильника. На рис. 1 представлена блок-схема устройства управления светильником.

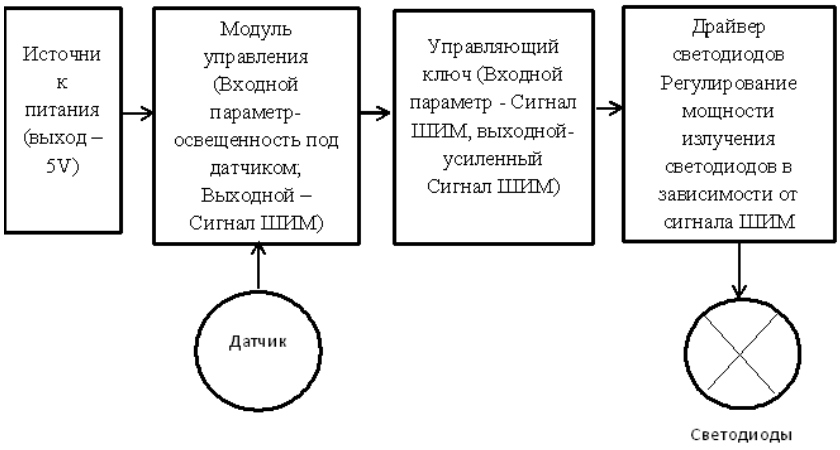


Рис. 1. Блок-схема устройства управления светильником

Для определения энергоэффективности данной системы в учебной аудитории, площадью $S = 35,4$ м^2, имеющее окно, площадью $S_{\text{окна}} = 3,42$ м^2, была установлена осветительная установка с комбинированным освещением, состоящая из $n_{\text{св}} = 6$ светодиодных светильников, мощностью $P_{\text{св}} = 40$ Вт каждый с индивидуальным автодиммированием.

Были проведены замеры освещенности с помощью люксметра под каждым светильником при различном уровне естественного освещения от окна, произведено фиксирование показаний счетчика электропотребления каждым светильником и всей группой светильников в целом. Эта последовательность действия была сделана и при зашторенном окне (имитация ночи), то есть все светильники выдавали наибольший световой поток, потребляя по 40 Вт.

По результатам данного эксперимента были построены графики зависимости потребления электроэнергии каждым светильником (ось абсцисс) от различной естественной освещенности от окна (ось ординат). Пример графика изображен на рис. 2.

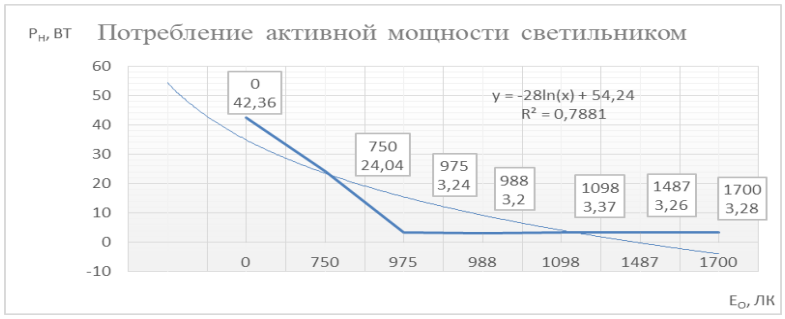


Рис. 2. Пример графика потребления активной мощности

Проанализировав полученные графики, был сделан вывод, что наибольшее влияние естественная освещенность оказывает на регулировку светового потока светильника № 1 и № 2, что вполне логично, так как они ближе всего расположены к окну.

Потребление мощности, следовательно, и регулировка светового потока светильников происходит плавно, по логарифмической и экспоненциальной закономерности (на графике представлены линии трендов и их уравнения, а также величина достоверности аппроксимации R^2), что подтверждает возможность не ступенчатого регулирования освещения данной системой.

Литература

1. Об утверждении требований к осветительным устройствам и электрическим лампам, используемым в цепях переменного тока в целях освещения [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 10 ноября 2017 г. № 1356. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 11.00.2020).

2. Денисова А.Р., Роженцова Н.В. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях: учеб. пособие. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. 247 с.

УДК 62-503.55

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЯЗЫКОВ СТАНДАРТА МЭК 61131-3

Ю.Б. Самигуллина[1] , А.В. Купоросов[2], А.Е. Сидоров[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]yulduz.sam11@mail.ru, [3]skuporosov@mail.ru

Предложена автоматизированная система управления приборами учета тепловой энергии и теплоносителя с использованием языков стандарта МЭК 61131-3, предназначенная для устранения проблемы в тепловой системе здания за счет регулирования клапанов, находящихся на подающем и обратном трубопроводах.

Ключевые слова: автоматизированные системы управления, приборы учета, тепловая энергия, датчик, регулирование клапана.

Непрерывность процесса выработки и потребление большого количества тепловой энергии принуждают к постоянному контролю параметров теплоносителя тепловой сети и правильности распределения тепловой энергии по отдельным потребителям.

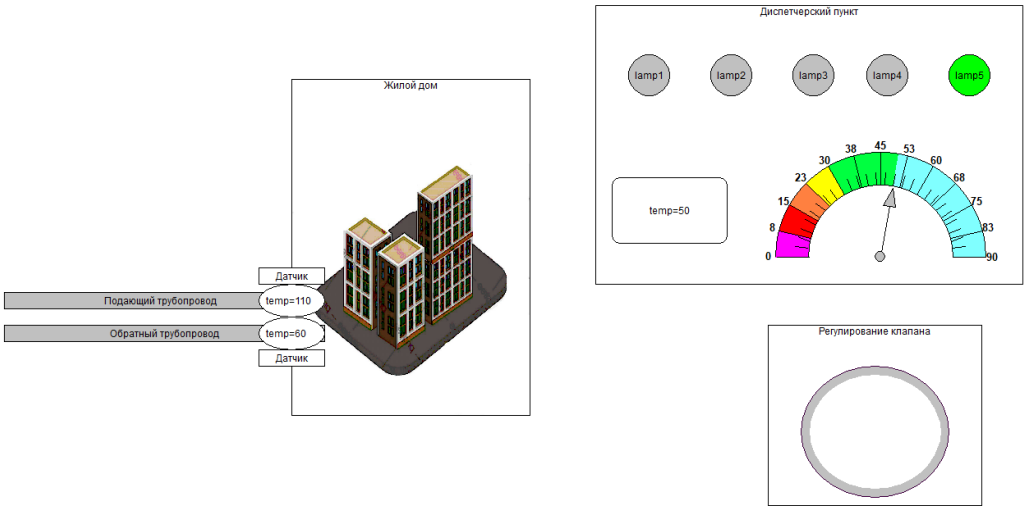
В последнее время, как показывает практика, особенно остро возникла проблема энергосбережения, в частности, сбережения тепловой энергии. Данная проблема обычно возникает в межсезонье, (особенно это ощущается весной) когда в системах отопления большинства зданий, имеющих «зависимую» схему подключения, например, через элеватор, происходит «перетоп», что не только создает дискомфорт, но и влечет за собой непредвиденные расходы [1].

Технически причина данного «перетопа» может быть исключена только регулированием потребления внутри здания, поэтому в данной статье разработана и реализована программа по регулированию клапана, находящегося на подающем трубопроводе, посредством сравнения температуры подающего и обратного трубопроводов [4].

Эффективность использования тепловой энергии любым потребителем определяется разностью температуры, измеряемой в подающем и обратном трубопроводах. Следовательно, чем данная разница температур в системе отопления при определенной температуре окружающей среды выше, тем рациональнее употребляется доставленная потребителю тепловая энергия, и естественно, выше доходы теплоснабжающей организации и генерирующей компании. Другими словами, гораздо прибыльнее продать 1 Гкал тепловой энергии при разнице температур в системе теплосети не более чем 8 °С. В последнем случае при продаже 1 Гкал тепла затраты на транспортировку теплоносителя будут почти на порядок выше. При этом следует учитывать еще и то обстоятельство, что ввиду отсутствия идеальных теплоизаляционных материалов, происходят неизбежные потери тепловой энергии в теплотрассе при транспортировке [2].

Таким образом, можно полагать, что повышение разниц температур в подающем и обратном трубопроводах неизбежно ведет к снижению тепловых потерь в теплотрассе. В связи с вышеизложенным, можно делать вывод, что теплоснабжающие организации и генерирующие компании, как правило, требуют от потребителей строгого соблюдения графика температуры возвращаемого теплоносителя и предусматривают весьма существенные штрафные санкции, порядка 50–70 тыс. руб., за его нарушение [3].

Разработанная система управления приборами учета тепловой энергии состоит из датчика температуры на подающем трубопроводе, датчика температуры на обратном трубопроводе, вычислителя разности температур, программируемого логического контроллера 100R-L, автоматики для регулирования клапана и оборудования, расположенного в диспетчерском пункте (см. рисунок).



Визуализация программы, разработанный в программе CODESYS V 2.3

Принцип действия заключается в том, что датчик, находящийся на подающем трубопроводе, непрерывно измеряет температуру горячей воды на входе в здание, в то время как датчик, находящийся на обратном трубопроводе, аналогично измеряет температуру на выходе из здания. Данные датчики передают данные вычислителю разности температур, который и определяет работу автоматики для регулирования клапана, также направляет данные в диспетчерский пункт [5].

В работе разработаны алгоритмы решения задачи (см. таблицу).

Зависимость положения клапана от разности температур

Разность температур, °С		$0 \le t \le 7{,}5$	$7{,}6 \le t \le 15$	$15{,}1 \le t \le 22{,}5$	$22{,}6 \le t \le 30$	$t \ge 30{,}1$
Положение регулирующего клапана	открыт на, %	30	40	50	60	70
	закрыт на, %	70	60	50	40	30
Сигнальная лампа		1	2	3	4	5

Учитывая тот факт, что непредвиденные затраты на штрафные санкции со стороны теплоснабжающей организации составляют порядка 50–70 тыс. руб. в год, а затраты составят примерно 145 тыс. руб., можно сделать вывод, что реализация проекта по разработке автоматизированной системы управления приборов учета тепловой энергии и теплоносителя с использованием языков стандарта МЭК 61131-3 и ее внедрению окупаются уже через 2–3 года.

Литература

1. Анисимов Д.Л. О концептуальной модели организации учета тепловой энергии. Коммерческий учет энергоносителей // Матер. XI Междунар. науч.-практ. конф. / сост. В.И. Лачков. Санкт-Петербург, 2000. С.66.

2. Кузник И.В. Централизованное теплоснабжение. Проектируем эффективность [Электронный ресурс]. М., 2007. 100 с. URL: http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo_ru_teplosnabzhenie_2007.pdf (дата обращения: 14.09.2020).

3. Каргапольцев В.П., Лупей А.Г. О некоторых методах «экономии» при ведении коммерческого учета воды и тепла // Законодательная и прикладная метрология. 2004. № 4. С. 22–27.

4. Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя [Электронный ресурс]: утв. постановлением Правительства РФ от 18 ноября 2013 г. № 1034. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 14.09.2020).

5. Пырков В.В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование. К.: ІІ ДП «Такі справи», 2007. 252 с.

УДК 621-313

АВТОНОМНАЯ ЗАРЯДНАЯ СТАНЦИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Б.И. Сафиуллин[1], Д.И. Тухбатуллина[2], Р.А. Рашитова[3], А.Э. Аухадеев[4]

[1,2,3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]gougle2011@yandex.ru, [2]dtukhbatullina@inbox.ru, [3]r.rashitova97@mail.ru

В настоящее время электротранспорт общего пользования пользуется всё большей популярностью, при этом основным сдерживающим фактором развития является недоступность зарядных станций для потребителей, что связано с дороговизной установки таких зарядных станций и высокая плотность застройки в крупных городах, которая не позволяет установить зарядные станции в местах, требуемых для потребителей. Одним из способов решения данной проблемы является внедрение автономных зарядных станций быстрого развертывания в густонаселенных местах.

Ключевые слова: зарядная станция, аккумулятор, автономное питание, структурная модель.

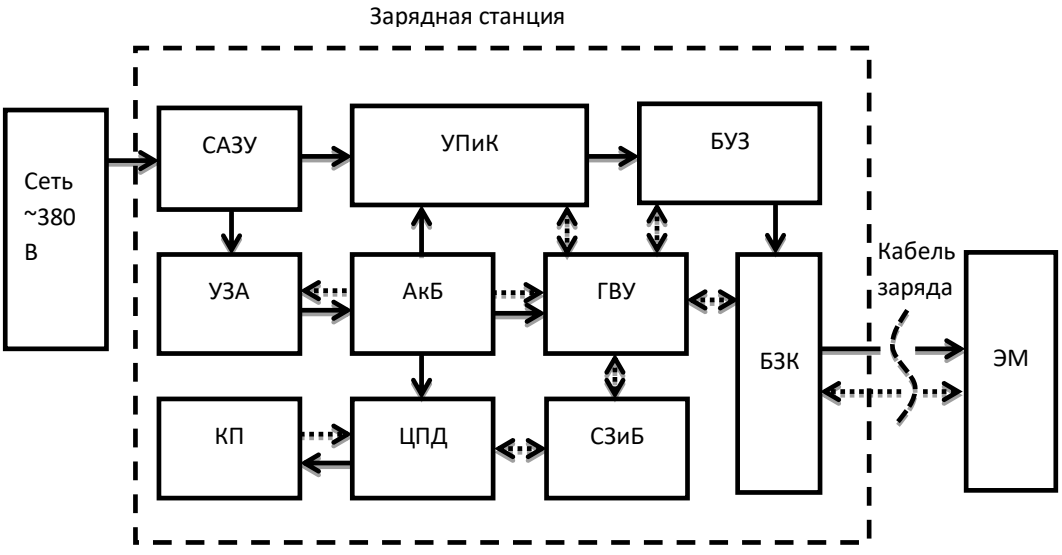
На сегодняшний день существует несколько типов зарядных устройств. Типы зарядных устройств классифицируют способ и конструкторские особенности. Широко распространенным является тип зарядных устройств Mode 3. Данный тип зарядной станции использует трехфазную сеть переменного тока 380 В, с пиковой отдаваемой мощностью 30 кВт. С возможностью подключения к данному типу зарядки комплектуются все современные выпускаемые электромобили. Данные станции выпускаются в виде отдельного устройства, устанавливаемое на стене или опоре.

Общая структурная схема зарядной станции с автономным питанием представлена на рисунке. На данной структурной схеме стрелками указано направление передачи энергии и информации. Сплошной линией

изображены силовые линии и линии питания, пунктирной линией обозначены каналы передачи информации, штриховой линией выделены блоки, установленные в корпусе зарядной станции.

В качестве режимов заряда электромобилей предлагается использовать тип Mode 2 и Mode 3 ввиду их распространенности и возможности подключения к большинству электромобилей. Зарядную станцию предполагается использовать как экстренный или дополнительный источник, когда нет возможности припарковать автомобиль возле стационарной зарядной станции. По этой причине предлагается установить суммарную емкость зарядной станции, равной 30 кВт·ч, из которых 10 кВт·ч выделяются на собственные нужды станции, и оставшиеся 20 кВт·ч на заряд электромобиля, что составляет 130 км, при средней энергоэффективности 0,15 кВт·ч/км.

Трехфазное напряжение сети 380 В проходит через систему автоматической защиты устройства (САЗУ) и попадает в устройство заряда аккумулятора и устройства преобразования и коммутации (УПиК). В качестве накопителей электроэнергии в системе предлагается использовать тяговые аккумуляторы от электромобилей, что позволит решить актуальную проблему их утилизации после выработки рабочего ресурса. В данном блоке реализуется возможность зарядки автомобиля напрямую от сети, при подключении станции к сети 380 В. Данный функционал позволяет реализовывать параллельный заряд аккумуляторов самой зарядной станции и аккумуляторов электромобиля, что позволяет не простаивать зарядной станции во время накопления энергии. Электрическая блок-схема УПиК представлена на рисунке.



Упрощенная структурная схема автономной зарядной станции

В схеме постоянное напряжение с аккумуляторной батареи подается на трехфазный инвертор, выполненный на МОП-транзисторах. Цепь переключения источника заряда представляет собой электронный ключ выполненный на двух ключах на IGBT-транзисторах. Далее напряжение проходит через цепи фильтрации. Данный узел необходим по ряду причин: в сети 380 В имеется большое количество помех, наводимых в линии от систем беспроводной связи, так и от потребителей в данной сети. После напряжение подается на управления зарядом, в котором устанавливаются режимы заряда аккумуляторной батареи автомобиля. Связь с главным вычислительным узлом необходима для реализации систем защиты по перезаряду и глубокого разряда аккумулятора, защиты цепей от несоответствия параметров сети 380 В стандартным значениям.

Ввиду специфики устройства, а именно наличие электропривода передвижения зарядной станции, а так же возможности нахождения зарядной станции на дорогах общего пользования, разработан блок системы защиты и блокировки устройства (СЗиП). В данном блоке предусмотрена блокировка системы питания привода колес, и система отслеживания векторов ускорения движения зарядной станции в пространстве. Блокировка колес привода колес необходима во периоды подключения станции к сторонним устройствам. Движение зарядной станции во время подключения может привести к механическому повреждению разъемов и кабеля, что может привести к короткому замыканию в цепи, что не допустимо.

Литература

1. Грищук Д.В. Разработка мобильной зарядной инфраструктуры для электромобилей на базе системы тягового электроснабжения городского электрического транспорта // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: тез. докл. XXV Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантовМосква, 2019. С. 437.

2. Тухбатуллина Д.И., Рашитова Р.А., Сафиуллин Б.И. К вопросу об утилизации электрических аккумуляторных батарей, выработавших эксплуатационный ресурс // Междисциплинарность научных исследований как фактор инновационного развития: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. Уфа, 2020. С. 104–109.

3. Проблемы организации процесса утилизации электрических аккумуляторных батарей электротехнических комплексов / Д.И. Тухбатуллина [и др.] // Научное пространство: актуальные вопросы, достижения и инновации: сб. науч. тр. XVII Междунар. науч.-практ. конф. Анапа, 2020. С. 144–148.

УДК 621.314.224

ЭФФЕКТ ФАРАДЕЯ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ В ОПТИЧЕСКИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ТОКА

Д.А. Смирнов[1], А.Х. Сабитов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]99DaniiL1999@mail.ru

Рассматривается устройство оптического трансформатора тока (ОТТ) и его виды; описывается эффект Фарадея и способ его применения в оптических трансформаторах тока; рассматриваются основные методы определения фарадеевского вращения

Ключевые слова: эффект Фарадея, ОТТ, фарадеевское вращение, сенсорная электроника.

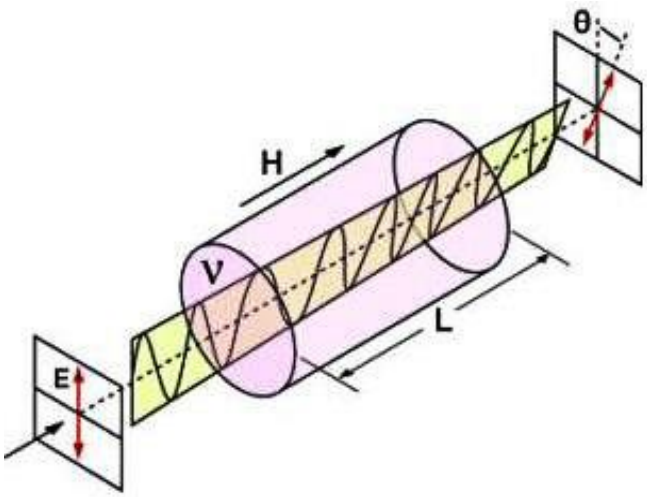
Плоскость поляризации линейно поляризованной световой волны будет вращаться, когда волна распространяется через магнитооптическую среду, которая помещена в магнитное поле. Этот эффект известен как эффект Фарадея. Угол поворота плоскости поляризации описывается уравнением:

$$\theta = VHL, \quad (1)$$

где V – постоянная Верде среды; H – напряженность магнитного поля, параллельная направлению распространения света; L – расстояние, которое проходит свет в среде [1]. Константа Верде зависит от свойств среды и изменяется в зависимости от температуры и длины волны света [2].

Эффект Фарадея – это фактически круговое двулучепреломление, индуцируемое магнитным полем (см. рисунок) [3]. Линейно поляризованную световую волну можно рассматривать как суперпозицию правой и левой циркулярно поляризованных световых волн. Эти два компонента будут испытывать различные показатели преломления в магнитооптической среде, которому подвергается магнитное поле. В результате возникает разница в скоростях прохождения двух компонентов через среду. Таким образом, плоскость поляризации результирующего линейно поляризованного света будет иметь вид вращения [1]. Если право поляризованный свет распространяется в направлении магнитного поля,

то скорость света будет уменьшаться. Скорость право поляризованного света, распространяющегося в противоположном направлении магнитного поля будет увеличиваться. Противоположно относится к лево поляризованному свету [4].



Эффект Фарадея

ОТТ состоят из следующих частей: сенсорные головки, в которых размещены чувствительные элементы; сенсорная электроника и волоконно-оптические кабели, соединяющие сенсорную электронику с сенсорными головками [5]. Большинство из них обычно интегрируется с сенсорной электроникой [6]. ОТТ можно разделить на две группы в зависимости от материала, который используется для чувствительного элемента: волоконно-оптические датчики тока и объемные стеклянные оптические датчики тока [7].

Оптический трансформатор тока (ОТТ) применяет эффект Фарадея для измерения тока в первичной обмотке [2]. Поляризованный свет передается через чувствительный элемент, который обычно размещается вокруг первичной обмотки. Таким образом, свет будет распространяться вдоль магнитного поля, порождаемого током в первичной обмотке [3]. Существуют два основных метода для измерения фарадеевского вращения света в магнитном поле – поляриметрический и интерферометрический [5].

Поляриметрическое обнаружение основано на измерении угла поворота Фарадея линейно поляризованного света, распространяющегося через чувствительный элемент ОТТ. Если чувствительный элемент заключает в себе первичную обмотку, уравнение (1) может быть объединено с уравнением Ампера, выражая уравнение в виде линейного интеграла. Угол вращения Фарадея может выражаться в виде уравнения:

$$\theta = VNI, \quad (2)$$

где V – постоянная Верде чувствительного элемента; H – напряженность магнитного поля параллельно направлению распространения света; N – число витков чувствительного элемента вокруг первичной обмотки; I – это ток в первичной обмотке.

Если чувствительный элемент заключает в себе первичную обмотку, то угол поворота Фарадея будет пропорционален измеряемому току. Угол поворота Фарадея не может быть обнаружен напрямую. Поэтому он преобразуется в интенсивность света, которую можно обнаружить.

Альтернативным способом измерения угла поворота Фарадея является измерение дифференциального фазового сдвига, который образуется между право и лево циркулярно поляризованным светом, распространяющимся через чувствительный элемент. Этот способ называется интерферометрическим обнаружением. Как и при поляриметрическом обнаружении, фазовый сдвиг должен быть преобразован в интенсивность света, чтобы его можно было обнаружить [1].

Литература

1. Optical fiber current sensor research: Review and outlook / R. Wang [et al.] // Optical and Quantum Electronics. 2016. Vol. 48, Is. 9. Pp. 1–22.

2. Zvezdin A.K., Kotov V.A. Modern Magnetooptics and Magnetooptical Materials (Condensed Matter Physics). 1st ed. CRC Press, 1997. 404 p.

3. Samimi M.H., Akmal A.A.S., Mohseni H. Optical current transducers and error sources in them: A review // IEEE Sensors Journal. 2015. Vol. 15, Is. 9. Pp. 4721–4728.

4. Current sensing techniques: A review / S. Ziegler [et al.] // IEEE Sensors Journal. 2009. Vol. 9, Is. 4. Pp. 354–376.

5. Rahmatian F. Optical instrument transformers // PAC World. 2018. Is. 43. Pp. 18–25.

6. Schmid J., Kunde K. Application of non-conventional voltage and currents sensors in high voltage transmission and distribution systems // Proc. of the IEEE International Conference on Smart Measurements of Future Grids. 2011. Pp. 64–68.

7. Grattan K.T.V., Ning Y.N. Optical current sensor technology // Optical Fiber Sensor Technology: Applications and Systems / Eds.: L.S. Grattan and B.T. Meggitt Springer, 1999. Vol. 3. Pp. 183–223.

УДК 621.311.161

ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ РАБОТЫ SMART GRID СЕТЕЙ НА ПОДСТАНЦИИ 10 КВ

А.А. Соловьёва[1], Е.А. Миронова[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]solovyova.alyona@mail.ru

Представлена новая концепция Smart Grid, в результате применения которой есть возможность повысить эффективность всей энергосистемы в целом и отдельных энергообъектов. Также рассматривается АСУТП как решение проблем, связанных с качеством электроэнергии и оперативности управления.

Ключевые слова: интеллектуальная сеть, Smart Grid, АСУТП.

Энергосбережение – это полезное применение электрической энергии, т. е. это меры, которые направлены на повышение энегоэффективности топливно-энергетических ресурсов. С 2009 г. в России действует Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» [1]. Основными положениями в данном законе являются: запрет на использование энергорасточительных товаров; ограничения на использование ламп накаливания; маркировка товаров по энергоэффективности; обязательный переход на расчеты за энергоресурсы по приборам учета; требования по энергоэффективности к строящимся зданиям, строениям, сооружениям; требования к содержанию общего имущества многоквартирных домов и т.д.

В 2014 г. была утверждена государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» [2]. Целью данной программы – обеспечить страну топливно-энергетическими ресурсами, повысить эффективность их использования и снизить антропогенное воздействие топливно-энергетического комплекса на окружающую среду.

По данным проведенным исследованиям, в России имеется существенный потенциал энергосбережения, который позволит снизить объемы потребления энергоресурсов на 45 % к текущему уровню. Одним из важных направлений в сфере энергосбережения и энергоэффективности

является совершенствование и повышение эффективности использования энергоресурсов в промышленности. Повышение эффективности использования энергоресурсов приведет к их высвобождению. Это обойдется российской экономике в три раза дешевле, чем увеличение производства [3].

Сейчас в России популяризируется инновационная организационно технологическая платформа – Smart Grid (Умные сети электроснабжения). Данная платформа была разработана США и странами Евросоюза.

Новые разработки в сфере технологий активно-адаптивных сетей позволят значительно повысить энергетическую эффективность электросетевого комплекса. Создание интеллектуальных сетей позволит:

– повысить надежность, безопасность и эффективность электрической сети;

– развить и интегрировать распределенную генерацию, в том числе и возобновляемые источники энергии;

– использование интеллектуальных технологий для мониторинга состояния сети и управления сетью;

– интегрировать «умные» приборы учета и устройств потребителям;

– развертывать и интегрировать технологии хранения электроэнергии и снять пики нагрузки.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) является одним из основных решений перечисленных проблем. Их внедрение позволит максимально повысить качество и оперативность управления [4].

АСУТП на подстанциях является низовым уровнем системы управления Единой национальной электрической сетью. Они напрямую связаны с технологическим оборудованием. В рамках АСУТП происходит:

– сбор первичной информации по всем технологическим процессам;

– решение задач метрологического обеспечения;

– выполнение процедур прямого регулирования;

– выполнение дистанционного управления оборудование;

– выполнение работ по сбережению ресурсов.

Из этого следует, что эффективность технологических процессов, по существу, обеспечивается на уровне АСУТП.

Литература

1. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон Рос. Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 27.09.2020).

2. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» [Электронный ресурс]: утв. постановлением Правительства Рос. Федерации от 15 апреля 2014 г. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 27.09.2020).

3. Гаврилович Е.В., Данилов Д.И., Шевченко Д.Ю. «Умные сети» Smart Grid – перспективное будущее энергетической отрасли России // Молодой ученый. 2016. № 28 (2). С. 55–59.

4. Соснин О.М. Основы автоматизации технологических процессов и производств. М.: Академия, 2017. 240 с.

УДК 621.316

ВНЕДРЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ВЛ-10 КВ КОТЛАССКОГО РЭС АРХАНГЕЛЬСКОГО ФИЛИАЛА ПАО «МРСК СЕВЕРО-ЗАПАДА»

А.Г. Хайдуков[1], А.М. Маклецов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]andreix777@mail.ru

Предложен к рассмотрению пример внедрения геоинформационной системы определения мест повреждений на воздушные линии 10 кВ Котласского РЭС – Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» для повышения надежности электроснабжения потребителей Котласского района Архангельской области. Представлен прогнозируемый эффект от внедрения геоинформационной системы.

Ключевые слова: геоинформационная система определения мест повреждений, индикатор повреждения ВЛ, трансмиттер, надежность электроснабжения потребителей.

Цель разработки: повышение надежности работы объектов Котласского РЭС и электроснабжения потребителей, посредством геоинформационной системы (ГИС) определения мест повреждений (ОМП) на воздушных линиях 10 кВ (ВЛ), позволяющих обеспечить:

– сокращение сроков ввода в работу ВЛ после аварийного отключения;

– повышение уровня наблюдаемости распределительных сетей 10 кВ;

– сокращение периодов вынужденного прекращения работ, а также количества аварий и отказов.

Предполагаемое место внедрения ГИС определения мест повреждений выбрана ПС 35/10 кВ «Харитоново» с разветвленной распределительной сетью 10 кВ, расстояние более 40 км от места базирования оперативно-выездной бригады (ОВБ). Состав ГИС определения мест повреждений ПС 35/10 кВ «Харитоново» следующий:

– индикаторы повреждения ВЛ (ИПВЛ), предназначенные для выявления однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) и коротких замыканий (КЗ) на ВЛ;

– трансмиттеры (приемопередатчики) – это устройства, предназначенные для сбора информации с ИПВЛ и её дальнейшей передачи на верхний уровень, питание которых осуществляется от солнечной батареи;

– программное обеспечение топографического ОМП – это ГИС ОМП ВЛ-10 кВ по показаниям датчиков, предназначенная для удаленного мониторинга состояния ВЛ посредством получения информации от трансмиттеров, установленных на опорах ВЛ по GSM-каналу. КЗ и место их возникновения определятся с помощью установленных на провода ВЛ однофазных ИПВЛ и трансмиттера, установленного на опоре. ИПВЛ содержит датчики тока и напряжения. Алгоритм детектирования междуфазных КЗ следующий (см. рисунок): устройство реагирует на наброс тока более 120 А с последующим спадом тока и напряжения до нуля. По спаду тока до нуля контролируется работа выключателя на ПС. Таким образом, ИПВЛ отстроен от ложных срабатываний при внешних КЗ, при набросах тока нагрузки. При срабатывании ИПВЛ активирует модуль светодиодной индикации и осуществляет передачу информации в трансмиттер по радиоканалу на частоте 2,44 ГГц. Радиус действия канала передачи данных «ИПВЛ – трансмиттер» составляет 25–30 км. Трансмиттер осуществляет ретрансляцию полученных от ИПВЛ данных в ПТК «ГИС ОМП» по GSM- каналу.

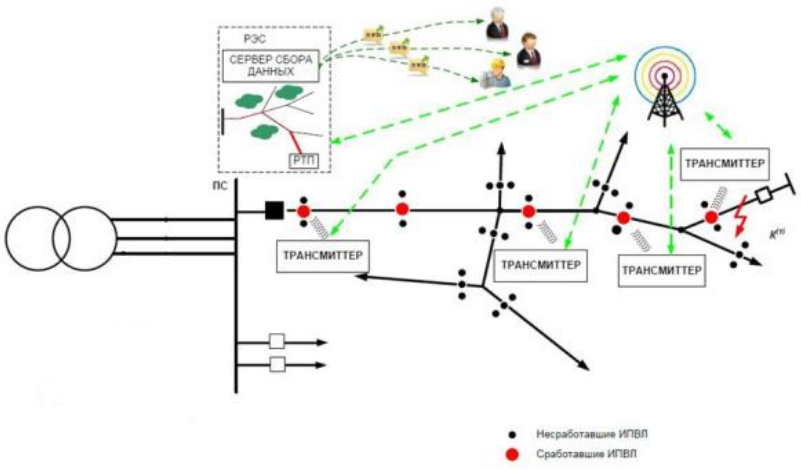


Схема передачи информации ГИС

Геоинформационная система – программа обработки информации, поступающей по GSM-каналу от трансмиттера и ИПВЛ, установленных на ВЛ-10 кВ устанавливается на рабочем месте диспетчера РЭС, оповещает диспетчера о месте, виде, времени возникновения повреждения, осуществляет SMS или e-mail оповещение персонала, визуализирует места повреждения на географической подложке (предусматривается возможность использования существующей подложки РГИС). РГИС – региональная геоинформационная система, внедренная в ПАО «МРСК Северо-Запада», отображающая электросетевые объекты (подстанции, воздушные линии) с привязкой к местности по геокоординатам. При работе ИПВЛ на АРМ диспетчера РЭС отображается информация о сработавших датчиках распределительной сети 10 кВ ПС 35/10 кВ «Харитоново» с привязкой к действительной дорожной сети. Указанная система позволяет диспетчеру оперативно направлять бригады ОВБ на конкретный участок повреждения воздушной линии, позволяет разработать кратчайший маршрут передвижения бригад. При наличии нескольких повреждений на воздушной линии указанный фактор играет решающую роль в деле скорейшего восстановления электроснабжения потребителей.

Основными достоинства системы является надежность, система работает в постоянном режиме, после потери питания система восстанавливается автоматически при возобновлении питания, длительный срок службы батареи (батареи обеспечивают работу устройства в ждущем режиме до 10 лет), стоимость комплекса.

Эффекты от внедрения ГИС:

– снижение операционных расходов, направленных на отыскание мест повреждений (уменьшение маршрута ОВБ для отыскания повреждений) и снижение диспетчерской нагрузки;

– уменьшение времени локализации повреждённого участка с трех с половиной часов до одного часа;

– снижение величины недоотпуска электроэнергии, обусловленное скоростью восстановления электроснабжения после возникновения аварийной ситуации;

– уменьшение времени воздействия повышенного напряжения на электросетевое оборудование ВЛ-10 кВ при ОЗЗ и, как следствие, сокращение его износа;

– обеспечение реализации концепции цифровой трансформации.

Литература

1. Брауде Л.И., Шалыт Г.М., Григоряш В.И. Экономическая эффективность внедрения средств определения мест повреждений линий электропередачи // Электрические станции. 1978. № 3. С. 46–48.

2. Иванов А.Н., Голубев С.В., Подшивалин А.Н. Система «ОМП Бреслер» // Релейщик. 2009. № 3. С. 16–18.

3. Рекеев А.В., Макаров А.В. Автоматизированная система ОМП 6–35 кВ г. Чебоксары [Электронный ресурс]. URL: https://relematika.ru/ (дата обращения: 17.09.2020).

4. Принцип работы систем ОМП воздушных линий [Электронный ресурс]. URL: https://relematika.ru/ (дата обращения: 17.09.2020).

УДК 621.316

ВНЕДРЕНИЕ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НА ЯЧЕЙКЕ ЛИНЕЙНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ КОТЛАССКОГО РЭС АРХАНГЕЛЬСКОГО ФИЛИАЛА ПАО «МРСК СЕВЕРО-ЗАПАДА» В ЦЕЛЯХ СНИЖЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

А.Г. Хайдуков[1], А.М. Маклецов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]andreix777@mail.ru

Предложен к рассмотрению пример внедрения телемеханики на ячейке линейного выключателя воздушной линии (ВЛ) 10 кВ Котласского РЭС Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в целях снижения эксплуатационных затрат и для повышения надежности электроснабжения потребителей Котласского района Архангельской области. Представлены прогнозируемые результаты внедрения телемеханики на ячейке линейного выключателя ВЛ-10 кВ Котласского РЭС, выразившиеся в снижении как показателя SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) – не более 14 часов в год (среднее время отключения одного потребителя в системе), так и эксплуатационных затрат в части аварийного, ремонтного и оперативного обслуживания ВЛ-10 кВ.

Ключевые слова: телемеханика на ячейках секционирования воздушных линий 10 кВ, индекс SAIDI, надежность электроснабжения потребителей.

Основными проблемами, приводящими к относительно низкой надёжности сети 10 кВ являются:

– наличие оборудования, требующего длительных регламентных работ и имеющего невысокую надёжность;

– отсутствие телеуправления находящимися в сети коммутационными аппаратами, что в разы повышает время локализации аварийного участка;

– ограниченное использование деления линии на участки, что увеличивает время локализации аварии.

В связи с вышеперечисленными проблемами предлагается реконструкция оборудования ВЛ-10 311-12 «Калинина» в части установки оборудования телемеханики на ячейке линейного выключателя ЛВ-148 «Рысья», тип ячейки К-112 с установленным вакуумным выключателем, встроенными трансформаторами токи и трансформатором напряжения.

Для решения указанной задачи необходимо выполнить следующие мероприятия.

Выполнить на ячейке ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 311-12 «Калинина» КРЭС:

1) установку и подключение коммуникационного модуля ЭНКМ-3-220-А2В1Е1-GT-422;

2) прокладку контрольных кабелей, для подключения вторичных цепей ТС, ТУ, ТИ от коммуникационного модуля ЭНКМ-3-220-А2В1Е1-GT-422 до промежуточного клеммника установленного в релейном отсеке ячейки ЛВ-148 «Рысья»;

3) установку и подключение измерительного преобразователя ПЦ6806;

4) установку, подключение и настройку модуля модема IP GSM/GPRS;

5) установку и подключение внешней антенны;

6) подключение цепи электропитания аппаратуры телемеханики и модуля модема;

7) подключение вторичных цепей ТС, ТУ, ТИ в коммуникационном модуле ЭНКМ-3-220-А2В1Е1-GT-422 и на промежуточном клеммнике релейного отсека ячейки ЛВ-148 «Рысья» в объёмах согласованных с оперативно диспетчерской группой Котласского РЭС;

8) организацию и настройку канала приёма-передачи данных ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 311-12 «Калинина» на диспетчерский пункт Котласского РЭС.

Выполнить на диспетчерском пункте Котласского РЭС корректировку:

1) баз данных ОИК «Систел» для ячейки ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 311-12 «Калинина» Котласского РЭС;

2) схем в АРМ диспетчера РЭС с привязкой параметров ТС, ТУ, ТИ ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 311-12 «Калинина» Котласского РЭС.

По известной методике определяются показатели SAIDI до и после внедрения телемеханники на ячейке секционирования ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 311-12 «Калинина» Котласского РЭС.

Сводные показатели надежности по ВЛ-10 311-12 «Калинина» Котласского РЭС следующие:

Фидер	SAIDI, ч/год	
	до реконструкции 2019 г.	после реконструкции
ВЛ-10 кВ 311-12 «Калинина»	64,4	14,0

Внедрение телемеханики на ячейке ЛВ-148 Котласского РЭС является технологически оправданным мероприятием (см. рисунок):

1) позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии и повышает надежность электроснабжения потребителей;

2) значительно сокращает эксплуатационные расходы, связанные с необходимостью выезда ОВБ для оперирования линейным выключателем с целью проведения как плановых или ремонтных работ, так и при переключениях, связанных с локализацией аварийных отключений. Так, при расстоянии 28 км от места базирования среднее время подъезда ОВБ к ЛВ-148 составляет 35 мин.

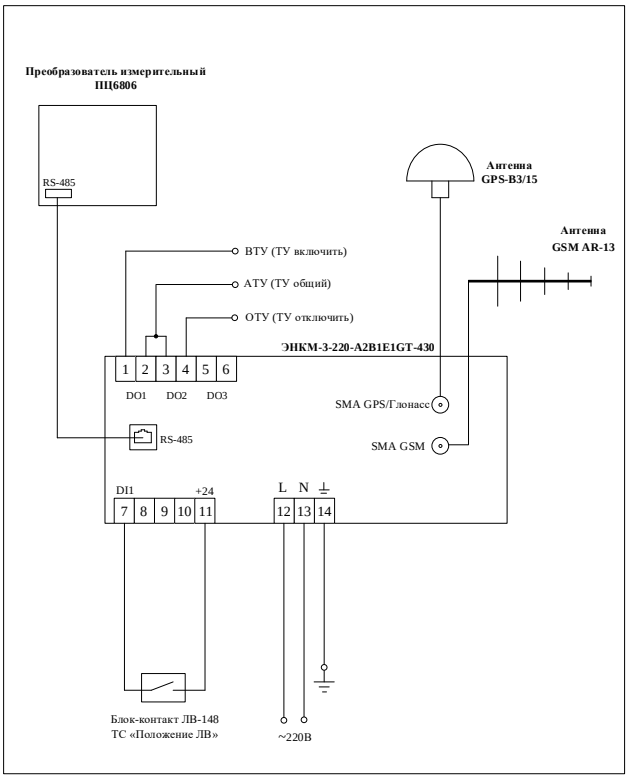


Схема внедрения оборудования телемеханики на ячейке линейного выключателя ЛВ-148 «Рысья» ВЛ-10 кВ 311-12 «Калинина»

Литература

1. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения. М.: Горячая линия – Телеком, 2014. С. 112–130.

2. Власенко С.А., Тряпкин Е.Ю. Элементы автоматизированных устройств: учеб. пособие. Хабаровск, Изд-во. ДВГУПС, 2015. 89 с.

3. Почаевец В.С. Защита и автоматика устройств электроснабжения: учебник для техникумов и колледжей ж.-д. транспорта. М.: УМЦ ЖДТ, 2007. 191 с.

4. Смурнов Е.С. Автоматизация и диспетчеризация систем электроснабжения. М.: Лаборатория Книги, 2010. 102 с.

УДК 621.3.061

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

А.А. Цветкова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
nedegradant@mail.ru
Науч. рук. А.Н. Цветков

Рассмотрены понятие, принцип работы и способы подключения, а также стоимость различных видов устройств защитного отключения (УЗО) и выбор оптимального варианта устройства защитного обеспечения по различным критериям.

Ключевые слова: устройства защитного отключения, предприятие, безопасность, постоянный ток, переменный ток, автомат, дифавтомат.

При ударе током человеку может быть нанесен ущерб в зависимости от величины силы тока. Действие электрического тока на человека и последствия приведены в табл. 1.

Наибольшее распространение распределительные электрические сети имеют на производстве, поэтому жизненно необходимым устройством на больших и малых предприятиях считается устройство защитного отключения (УЗО).

УЗО – это средство защиты человека от поражения электрическим током.

Таблица 1

Действие электрического тока на человека и последствия

Ток, мА	Переменный то частотой 50 Гц	Постоянный ток
0,6–1,5	Порог ощущения – слабый зуд, пощипывание кожи	Не ощущается
2–4	Сильное дрожание пальцев	Не ощущается
5–7	Судороги во всей кисти руки	Порог ощущения – зуд, нагрев кожи
10–15	Неотпускающие токи, непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.	Значительное усиление ощущения нагрева, сокращение мышц рук
20–25	Сильные боли, дыхание затруднено	Еще большее усиление ощущения нагрева, судороги
50–80	Паралич дыхания через несколько секунд, сбои в работе сердца	Неотпускающие токи, то же, что при переменном токе силой 10–15 мА
100	Фибрилляция сердца через 2–3 с, дыхание прекращается	Паралич дыхания при длительном протекании тока

Принцип работы УЗО следующий: устройство пропускает через себя ток, идущий из сети в нагрузку и обратно, измеряя его количество. Если количество проходящего тока не меняется – устройство функционирует в нормальном режиме. Изменение количества проходящего тока свидетельствует о том, что произошла утечка, УЗО автоматически отключается, предотвращая поражение электрическим током персонала, возможный нагрев проводников, искрение, пожар.

УЗО выпускаются в однофазном двухполюсном исполнении и трехфазном четырехполюсном. УЗО могут применяться только в сетях типа TN-S с разделенным рабочим нулевым и защитным проводниками с глухозаземленной или изолированной нейтралью, в противном случае не гарантируется надежная работа устройства.

По конструкции основных контактов УЗО являются выключателем нагрузки и не защищают электрическую сеть от перегрузок и коротких замыканий. Но существует разновидность УЗО, называемая дифференциальным автоматическим выключателем, который представляет собой два устройства, совмещенные в одном корпусе: УЗО и автоматический выключатель.

Различают УЗО защиты от поражения электрическим током с чувствительностью величины тока утечки 10 или 30 мА и противопожарные с чувствительностью 100 мА и более. По принципу действия устройства определения утечки различают электромеханические и электронные УЗО.

Из-за высокой точности изготовления устройства определения утечки, стоимость УЗО довольно высокая, поэтому при проектировании устройств распределения электроэнергии необходимо стремиться выбирать оптимальную схему расстановки устройств.

Два самых распространенных варианта использования защитного оборудования: УЗО + автомат; УЗО + дифавтомат.

Использование дифавтоматов в три раза дороже, чем связка УЗО + автоматы. Однако в формировании простой схемы, где используется только один выключатель в щитке, что случается довольно редко, дифавтомат имеет два преимущества перед связкой УЗО + автомат: дифавтомат дешевле связки УЗО + автомат и экономит место на DIN-рейке.

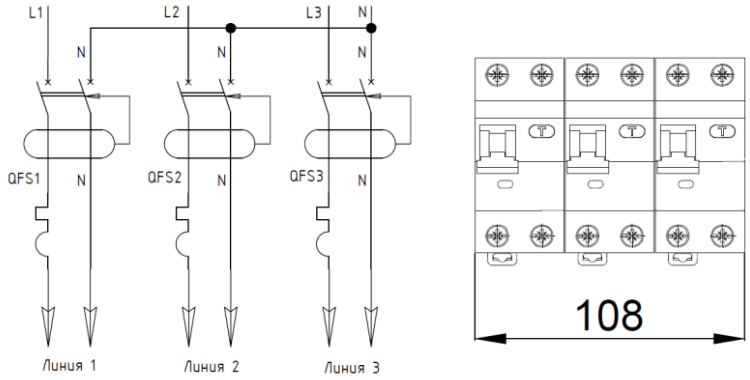
В остальных случаях использование связки автомат + УЗО дешевле и практичнее дифференциального автомата. В табл. 2 указаны стоимости выключателей различного типа.

Таблица 2

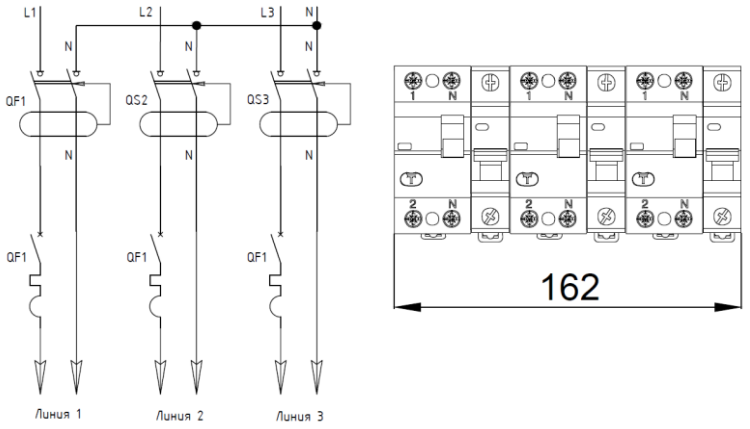
Сравнительные стоимости различных типов выключателей серии EASY9 производства Schneider Electric

Наименование	Назначение	Стоимость
Выключатель дифференциального тока (УЗО) 2п 40А 30мА AC EASY 9 (EZ9R34240)	Однофазное УЗО	1 877,36
Выключатель дифференциального тока (УЗО) 4п 40А 30мА AC EASY 9 (EZ9R34440)	Трехфазное УЗО	3 359,82
ВДТ селект. EASY9 (УЗО) 2П 40А 300мА AC-S 230В (EZ9R67240)	Однофазный дифференциальный автоматический выключатель	3 534,61
Выключатель автоматический однополюсный 25А С 4.5кА EASY 9	Однофазный автоматический выключатель	194,22

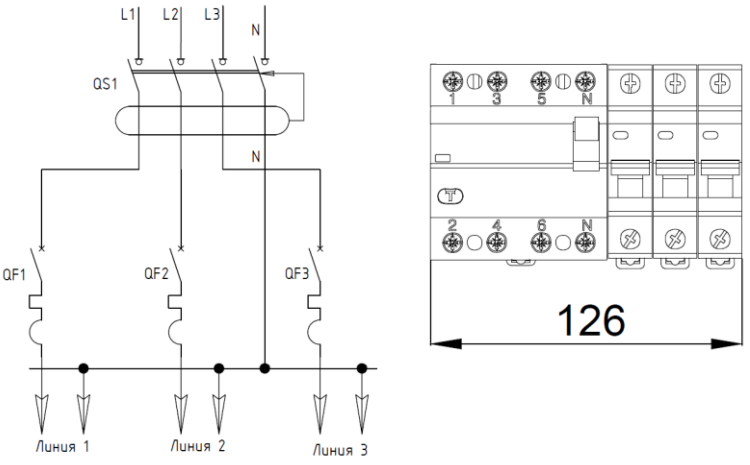
На практике, при проектировании схем распределительных устройств очень часто возникает вопрос оценки стоимости схемы и ее габаритов. На рис. 1 показаны различные варианты формирования в распределительном устройстве трех отходящих линий.



а



б



в

Рис. 1. Схема и габаритный чертеж формирования трех отходящих линий с применением:

а – однофазных дифференциальных автоматических выключателей;

б – однофазных УЗО и автоматических выключателей;

в – трехфазного УЗО и однофазных автоматических выключателей

Схема, изображенная на рис. 1, *а* состоит их трех дифференциальных автоматических выключателей, представляющих собой УЗО и автомат в одном корпусе, стоимость такого комплекта согласно табл. 2 при условии применения аппаратов серии EASY9, составит:

$$3\ 534{,}61 \cdot 3 = 10\ 603{,}83 \text{ руб.}$$

При этом такое решение требует всего лишь 108 мм свободного пространства на DIN-рейке.

На рис. 1, *б* показана схема, реализованная на трех однофазных УЗО и трех однофазных автоматических выключателях, стоимость такого комплекта составит:

$$1\ 877{,}36 \cdot 3 + 194{,}22 \cdot 3 = 6\ 214{,}74 \text{ руб.}$$

Требуемое свободное место на DIN-рейке – 162 мм.

Схема, изображенная на рис. 1, *в*, реализована на одном трехфазном УЗО и трех однофазных автоматических выключателях, стоимость такого варианта составит:

$$3\ 359{,}82 + 194{,}22 \cdot 3 = 3\ 942{,}48 \text{ руб.}$$

Требуемое свободное место на DIN-рейке – 126 мм.

По результатам анализа схем, представленных на рис. 1 можно сделать следующие выводы:

– первая схема (рис. 1, *а*) самая дорогая, но в то же время самая компактная;

– вторая схема (рис. 1, *б*) менее дорогая, но требует больше всего свободного места в распределительном устройстве;

– третья схема (рис. 1, *в*), имея самые низкие затраты, занимает не намного больше места, чем первая и в то же время данная схема менее надежная, так как при появлении утечки хотя бы в одной линии, произойдет отключение сразу трех линий. То есть при наличии условий, требующих минимизировать объем распределительного устройства, необходимо учитывать фактор увеличения стоимости, а при наличии условий, требующих минимизировать затраты, необходимо учитывать фактор снижения надежности.

Таким образом, наиболее оптимальной можно считать вторую схему (рис. 1, *б*).

Выводы:

1) применение УЗО на производстве является обязательной мерой в современном мире для обеспечения безопасности персонала;

2) при стремлении снизить затраты на реализацию схем защиты, необходимо учитывать такие факторы как увеличение требуемого свободного места и снижение уровня надежности схем.

Литература

1. Выключатели EASY9 производства Schneider Electric [Электронный ресурс]. URL: https://www.etm.ru/ (дата обращения 07.09.2020).

2. Установка трёхфазного УЗО [Электронный ресурс]. URL: https://220v.guru/elementy-elektriki/shema-pravilnoy-ustanovki-uzo-v-odnofaznoy-seti.html (дата обращения: 07.09.2020).

3. Действие электрического тока на человека и последствия [Электронный ресурс]. URL: http://prom-nadzor.ru/content/deystvie-elektricheskogo-toka-na-organizm-cheloveka (дата обращения: 28.08.2020).

УДК 629.424.18

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

Н.Н Щикунов[1], А.А. Елисеева[2]

[1,2]ФГАОУ ВО ИСТиД (филиал) «СКФУ», г. Пятигорск

[1]schickunow.nickolay@yandex.ru

В настоящее время во всех областях электроэнергетики происходит активный рост потребления электроэнергии. Увеличение влияния данного экономического фактора на используемое сложное и дорогостоящее трансформаторное оборудование привело к необходимости максимизации использования его ресурса. Трансформаторное оборудование является ответственным элементом любой электрической сети. На его работу влияют как внешние воздействия (грозовые и коммутационные перенапряжения, повышение рабочего напряжения, сейсмические воздействия, перегрузки и т. д.), так и внутренние дефекты конструкции, образовавшиеся в результате его эксплуатации (выгорание витков вследствие длительно неотключаемых КЗ на стороне НН, перегрев сердечника при возникновении контура КЗ, засорение трубок охладителя, нарушение контактов и т. д.).

Ключевые слова: электроэнергетика, трансформаторное оборудование, КЗ, АСУ ТП.

Для непрерывного контроля состояния трансформаторного оборудования и нахождения тех или иных дефектов используется множество методов диагностирования. К основным методам можно отнести следующие:

– газохроматический анализ растворенных в масле газов (ГХА);

– измерение и локализация частичных разрядов;

– тепловизионный контроль.

При прохождении производственной практики на подстанции 500 кВ «Пересвет» нами была изучена современная система диагностики трансформаторного оборудования – СУМТО (система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования).

Данная система предназначена для уменьшения рисков возможных отказов дорогостоящего оборудования, сокращения численности обслуживающего персонала и освобождения его от рутинных процедур профилактического контроля.

СУМТО предназначена для решения следующих задач:

– непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов в нормальных предаварийных и аварийных режимах;

– прогнозирования технического состояния трансформаторов;

– интеграции в АСУ ТП энергообъекта.

СУМТО является системой с иерархичной структурой. В данной структуре можно выделить три характерных уровня [2]:

– сбор данных (датчики);

– обработка полученных показаний датчиков и команд управления (ШУМТ-М);

– объединение, хранение, визуализацию и передачу данных в АСУ ТП.

Первый уровень включает в себя все технологические защиты, измерительные системы, датчики и другие контролирующие устройства с аналоговым или цифровым входом (см. рисунок).

Второй уровень в СУМТО реализован в виде микропроцессорного шкафа управления и мониторинга ШУМТ-М. Данные шкафы устанавливаются непосредственно у каждого бака трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов [2].

Шкафы управления и мониторинга трансформаторного оборудования типа ШУМТ-М0хх, рассмотренные нами в процессе производственной практики, обеспечивают выполнение следующих функций:

– прием температурных сигналов от термометров сопротивления типа «Pt100»;

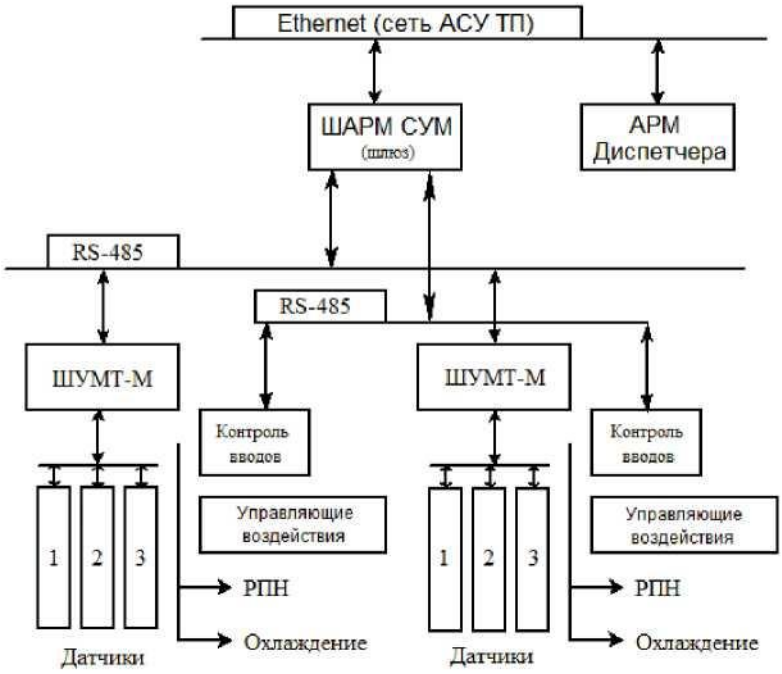


Схема иерархии СУМТО

– прием сигналов от внешних датчиков с аналоговыми выходными сигналами (датчики влажности, температуры обмотки, температуры верхних слоев масла и т.д.) и датчиков с выходным интерфейсом RS-485;

– прием внешних контактных сигналов о состоянии отдельных узлов и агрегатов трансформаторного оборудования;

– контроль тока нейтрали (для АТ);

– дистанционное управление работой РПН и контроль исполнения команд;

– самодиагностику и определение отказавшего узла;

– передачу на верхний уровень системы (СУМТО) информации о состоянии системы охлаждения, а также аппаратуры ШУМТ-М0х-хх.

Шкафы ШУМТ-М0х-хх состоят из следующих взаимосвязанных узлов и систем:

1) внутренняя контроллерная сеть (выполнена на базе стандартного последовательного интерфейса RS-485);

2) центральный контроллер управления [2];

3) система сбора и первичной переработки входной информации (Модули ICP-DAS);

4) система вторичного питания;

5) оптический канал связи с верхним уровнем СУМТО;

6) система приема сигналов от сельсинных датчиков положения РПН фаз *A*, *B*, *C*;

7) система поддержания температуры внутри шкафа;

8) система сервиса и вспомогательное оборудование.

Третий уровень, самый верхний иерархический уровень СУМТО, представляет собой автоматизированное рабочее место оператора (АРМ). Аппаратура данного уровня СУМТО размещается в шкафу автоматизированного места ШАРМ СУМ.

Данные шкафы выполняют ряд следующих функций:

– управление и контроль состояния локальных сетей подсистем мониторинга, управления и диагностики ТО;

– получение диагностических данных, подготовленных устройствами среднего уровня (ШУМТ-М, приборы контроля изоляции и состояния вводов);

– измерение активной и реактивной мощности ТО;

– получение результатов самодиагностики первичных датчиков и ШУМТ-М;

– формирование данных для SCADA системы;

– выполнение в реальном времени расчетных задач.

Шкафы ШАРМ СУМ состоят из следующих узлов и систем:

1) система вторичного электропитания;

2) управляющий промышленный компьютер;

3) система контроля перенапряжения (состоит из плат ИПТН3, датчиков ДТНМ- 01 и блока питания 24 В ДТНМ-01);

4) система контроля и регулирования температуры внутри шкафа (автоматический выключатель, термостат, панель вентиляторов).

Системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования поставляются в виде пакета программ, установленных в промышленные компьютеры шкафа ШАРМ СУМ.

Аналитические модели СУМТО представляют собой программный продукт, индивидуально настраиваемый на оборудование каждой подстанции с учетом количества охваченных мониторингом трансформаторов, наличия тех или иных датчиков на обмотках и баке каждого аппарата [3].

Модели осуществляют первичную обработку показаний установленных датчиков в масштабе реального времени и обеспечивают формирование предупредительного сигнала для оперативного персонала о возникновении недопустимого сочетания (совокупности) условий эксплуатации.

Также в СУМТО реализованы алгоритмы оценки:

– скорости старения витковой изоляции;

– допустимого уровня перегрузок трансформатора;

– пороговой температуры вероятного образования пузырьков водяного пара при перегрузках;

– эффективности работы системы охлаждения;

– остаточного ресурса РПН;

– температуры возможного начала процесса конденсации влаги из масла на поверхности изоляции при быстром охлаждении.

Данные встроенные алгоритмы помогают более точно определить состояние диагностируемого трансформаторного оборудования в тот или иной момент времени [4].

Данная система управления диагностикой и мониторингом является универсальной, выполняя множество диагностических и расчётных функций и имея простое управление. Применение СУМТО снижает риск отказов дорогостоящего оборудования, уменьшает затраты на необоснованные ремонты и обновления, а также повышает безопасность рабочего персонала. Следуя из вышеперечисленного, также повышается качество энергоснабжения потребителей.

Литература

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 216 с.

2. Система управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования СУМТО / А.Г. Мордкович [и др.] // Электро. 2007. № 6. С. 23–28.

3. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1991. 192 с.

4. Хренников А. Силовые трансформаторы. Проблема электродинамической стабильности // Новости электротехники. 2008. № 6. С. 14–18.

УДК 621.313

ПОСТРОЕНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ТЕСТА

А.В. Яшагина
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
yashagina_anya@mail.ru
Науч. рук. О.А. Филина

В наше время наземный электрический транспорт является востребованным, нужно обеспечить безопасность и надежность при перевозке пассажиров. Основным гарантом безопасности является техническая исправность транспорта, повреждённое оборудование должно быть обнаружено и отремонтировано за минимальное

количество времени. В этой статье рассматривается проблема технической диагностики на городском электрическом транспорте. Для решения задачи необходим перевод качественного определения ТС на некоторую количественную основу. Формализация качественных определений является необходимым условием построения формальных (вычислимых) алгоритмов диагностики.

Ключевые слова: диагностика, повышение надежности, технический осмотр, наземный электрический транспорт, неисправность.

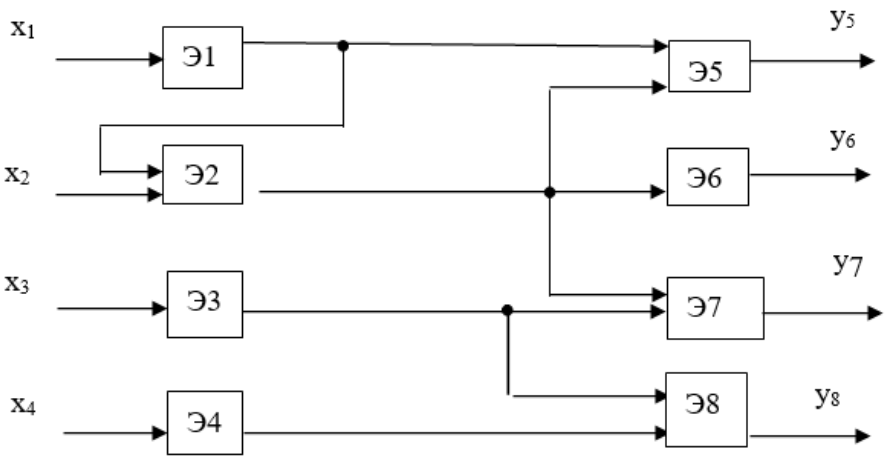
Непрерывные системы железнодорожной автоматики, телемеханики и связи (ЖАТС) имеют особенности, которые позволяют при их анализе отдать предпочтение логическим моделям. Применение логических моделей связано с допусковыми методами контроля, которые характеризуются тем, что заключение о техническом состоянии объекта составляют по результатам оценки значений сигналов в контрольных точках (значений контролируемых параметров объекта). Результаты контроля параметров при этом приводятся к оценкам вида: «в допуске – не в допуске», «в норме – не в норме», иначе говоря, к оценкам двузначного типа (нуль или единица). Отсюда следует, что в этих случаях удобно применять модели логического типа и различные логические методы.

На первом этапе построения логической модели в системе выделяют отдельные функциональные элементы, входы и выходы которых доступны для измерения.

На втором этапе построения модели составляют функциональную схему системы как объекта диагноза, в которой указывают все выделенные элементы и связи между ними.

Расчетная модель. Функциональная схема объекта диагноза (см. рисунок) содержит восемь элементов (Э1…Э8), четыре внешних входных воздействия ($x1…x4$) и формирует четыре выходные реакции – $y5…y8$. Каждый элемент формирует свою выходную реакцию y_i, причем выходные реакции элементов Э5…Э8 совпадают с выходными реакциями схемы. Примем, что $x_i = 1$ и $y_i = 1$, если i-е входное воздействие или выходная реакция j-го элемента являются допустимыми; в противном случае $x_i = 0$ и $y_i = 0$.

При работе с логической моделью предполагается, что на входы объекта поступает единственное входное воздействие, определяемое допустимыми значениями всех входных сигналов.



Функциональная схема объекта диагноза

Функция равна единице, если проверка дает допустимый результат. Пусть F – функция исправного объекта, i – функция i-го состояния неисправного объекта или функция i-й неисправности. При построении теста $T_{\text{п}}$ для каждой неисправности вычисляют проверяющую функцию. Функция $ji = 1$ только на тех проверках, на которых результаты проверок различны для исправной схемы и для схемы с i-й неисправностью. Иначе говоря, она объединяет те проверки, на которых i-я неисправность обнаруживается.

В результате получаем два проверочных теста:

$$T_{\text{п}1} = \pi_6 \times \pi_1 \text{ и } T_{\text{п}2} = \pi_6 \times \pi_5 .$$

Выводы. Была рассмотрена проблема технической диагностике на городском электрическом транспорте и электрооборудовании. Для решения задачи был произведен перевод качественного определения ТС на некоторую количественную основу. Формализация качественных определений является необходимым условием построения формальных (вычислимых) алгоритмов диагностики.

Литература

1. Михайловский А.Е., Яшагина А.В. Разработка программных комплексов контроля и диагностики состояния энергетических объектов с помощью теории шкал // Наноматериалы и нанотехнологии: проблемы и перспективы: сб. матер. VIII Междунар. молод. науч. конф. 2018. С. 369–372.

2. Филина О.А. Повышение эффективности щеткодержателей // В мире научных открытий. 2010. № 6-1 (12). С. 227–230.

3. Филина О.А., Рылов Ю.А., Степанов Е.Л. Исследование ресурса электрощёток тяговых электрических машин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2010. № 1. С. 320–323.

4. Филина О.А., Степанов Е.Л. Техническая диагностика газотранспортного оборудования, городского электрического транспорта и железнодорожного транспорта // Наука и современность. 2014. № 29. С. 200–205.

5. Филина О.А. Техническое состояние изделия и его бездемонтажная диагностика / Наука сегодня: сб. науч. тр. Междунар. науч.-практ. конф. Вологда, 2014. С. 74.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПОДСТАНЦИИ

УДК 621.3.048.1

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДДЕФЕКТНЫХ СОСТОЯНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛЯЦИИ МЕТОДОМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ДИАГНОСТИКИ

А.Д. Арсланов[1], Д.А. Иванов[2], А.А. Потанин[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]arslanovad97@gmail.com

Предложен прототип устройства для определения преддефектных состояний опорных и подвесных высоковольтных изоляторов методом частичных разрядов с использованием ультразвуковой и электромагнитной диагностики. Прибор представляет собой детектор для обнаружения возмущений электромагнитной и ультразвуковой среды определенной интенсивности, которые свидетельствуют о наличии возникновения частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования. Такого рода диагностика служит для обнаружения дефектов изоляции и предотвращения аварийных случаев в работе электроэнергетического оборудования.

Ключевые слова: частичные разряды, ультразвуковая диагностика, электромагнитная диагностика, высоковольтная изоляция, бесконтактная диагностика, контроль изоляции, опорный изолятор, подвесной изолятор.

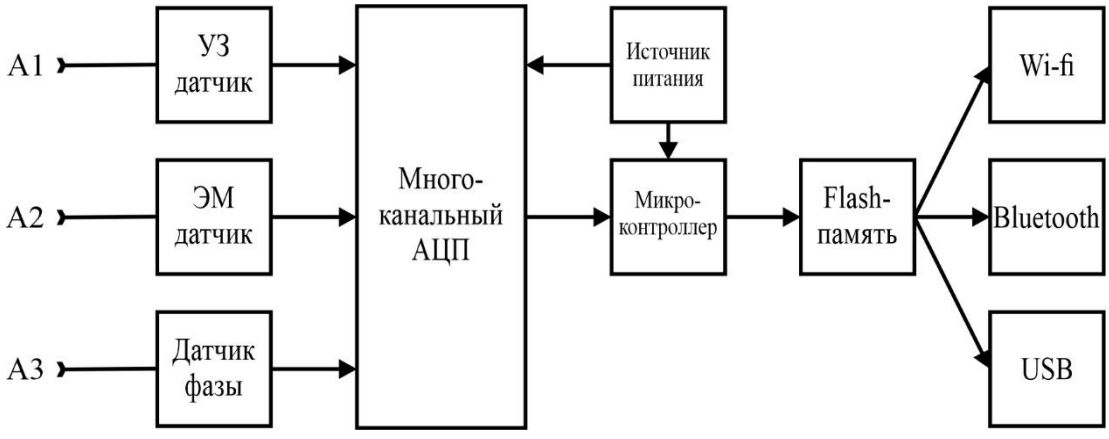
Одной из важнейших задач в современной электроэнергетике является обеспечение надежности работы высоковольтного оборудования. Состояние изоляции энергетических установок относится к числу основных параметров, отвечающих за стабильную работоспособность оборудования высокого напряжения. Из данного утверждения следует, что велика необходимость качественного контроля высоковольтной изоляции [1]. Такая диагностика позволит своевременно обнаруживать участки изоляции, находящиеся в преддефектном состоянии [2], и способствовать предотвращению аварийных ситуаций.

Для осуществления вышеописанных целей предлагается использование дистанционного диагностического устройства, которое позволяет обнаруживать участки изоляции с наличием повреждений по методу частичных разрядов. Устройство предназначено для диагностики технического состояния опорных и подвесных высоковольтных изоляторов.

Частичный разряд – это искровой разряд небольшой мощности, который образуется в областях дефектов структуры высоковольтной изоляции при постоянном воздействии высокого напряжения. Частичные разряды возникают в изоляции оборудования среднего и высокого классов напряжения. Частичным он называется потому, что шунтирует только часть общего изоляционного промежутка. Частичные разряды возникают в зоне дефекта изоляции, с течением времени, по мере развития, они перерастают в искровые разряды, а завершается процесс развития дуговым разрядом. Это явление приводит к повреждению изоляции (появление трещин, разрушение), за тем следует нарушение работоспособности энергоустановок. Такого рода повреждения затем могут привести к долгосрочному и дорогостоящему ремонту, и даже к случаям, когда ремонт оборудования будет уже невозможен.

В основе метода лежит обнаружение поврежденных участков изоляции по возникающим в них частичным разрядам. Для их обнаружения используются ультразвуковой и электромагнитный способы диагностики, так как возникновение разрядов сопровождается соответственно возмущением акустической и электромагнитной сред [3, 4]. В свою очередь, совмещение в одном устройстве двух перекрестных методов позволяет наиболее точно определять местоположение изоляторов, находящихся в преддефектном состоянии.

Диагностическое устройство, блок-схема работы которого приведена на рисунке, функционирует по следующему алгоритму.



Блок-схема работы диагностирующего устройства

Для построения амплитудно-фазовых характеристик распределения частичных разрядов диагностируемых высоковольтных изоляторов, детектор

оставляют во включенном состоянии в непосредственной близости от исследуемой области [5, 6]. Ультразвуковой, электромагнитный датчик и датчик фазы принимают соответствующие сигналы бесконтактным способом с помощью антенн *A*1–*A*3. Сигналы с антенн поступают на соответствующий приемник и усиливаются для дальнейшей обработки. Затем полученные аналоговые сигналы преобразовываются в цифровой вид с помощью многоканального АЦП. Цифровой сигнал на выходе АЦП обрабатывается микроконтроллером и в обработанном виде передается на устройство хранения. Для передачи данных и последующего анализа с помощью стационарного оборудования в устройстве предусмотрены интерфейсы передачи данных Wi-fi/Bluetooth и USB.

Электромагнитный датчик, способный регистрировать высокочастотные разряды, строится на безе RTL-SDR модуля с интерфейсом UART. Для измерения высокочастотных импульсов частичных разрядов рассматриваются частоты от 100 до 2000 МГц.

Прием акустических сигналов, сопровождающих частичные разряды, возникающих на дефектах оборудования, проводят в диапазоне частот от 40 кГц до 1 МГц.

Описанное устройство позволяет предотвращать критические механические повреждения и разрушение высоковольтной изоляции, что в свою очередь повышает устойчивость работы оборудования высокого напряжения. Дистанционные методы диагностики обеспечивают экономическую эффективность и повышают безопасность обслуживающего персонала.

Научные исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках соглашения 075-15-2020-172.

Литература

1. Комплексный метод дистанционного контроля состояния высоковольтных изоляторов / А.В. Голенищев-Кутузов [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2016. № 5-6. С. 87–93.

2. Real-Time Operating Systems for Wireless Modules / D.A. Yaroslavsky [et al.]. DOI: 10.3923/jeasci.2016.1168.1171 // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. Vol. 11. Pp. 1168–1171.

3. Portable complex for remote control of high-voltage insulators using wireless data collection and transmission module / D.A. Ivanov [et al.] // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2018. Vol. 13, Is. 6. Pp. 2358–2362.

4. Methodology of ice coating monitoring on overhead transmission lines considering misalignment using wireless communication channel sensors / D.A. Yaroslavsky [et al.] // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2017. Vol. 12, Is. 22. Pp. 6479–6482.

5. Дистанционная диагностика дефектов в высоковольтных изоляторах в процессе эксплуатации / А.В. Голенищев-Кутузов [и др.] // Дефектоскопия. 2018. № 10. С. 10–14.

6. Дистанционный контроль технического состояния фарфоровых высоковольтных изоляторов / А.В. Голенищев-Кутузов [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20, № 3-4. С. 99–107.

УДК 621.316.14

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОГО ФИДЕРА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ПОСРЕДСТВОМ ДОРАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ НЕСИММЕТРИЧНОГО РЕЖИМА НА ВЕРХНЕМ УРОВНЕ ПОДСТАНЦИИ

Д.А. Ахатов
ООО «Энергозащита», г. Казань
danilakhatov@gmail.com

Разработан способ определения поврежденного фидера в сетях среднего напряжения. В основе алгоритма лежит способ, не описанный ранее ни в одном из учебных пособий по РЗА. Используя лишь устройства телеметрии или интеллектуального учета электроэнергии, можно вычислить на каком из фидеров произошел обрыв или ОЗЗ.

Ключевые слова: однофазные замыкания на землю, распределительные сети среднего напряжения.

На сегодня на многих подстанциях до сих пор используется метод поочерёдного отключения фидеров, для определения поврежденного при возникновении ОЗЗ. Данный способ отыскания земли в сети оправдан, так как ОЗЗ в сетях среднего напряжения не является аварийным режимом и не вызывает протекания сверхтоков, которые оказывают разрушающее воздействие на оборудование. Но данное повреждение необходимо ликвидировать как можно скорее, так как оно вызывает горение дуги

в месте повреждения и повышение фазных напряжений неповрежденных фаз до значений междуфазных, что может вызвать пробой изоляции и привести к междуфазному короткому замыканию или двойному замыканию на землю. Помимо этого ухудшаются показатели SAIDI/SAIFI филиала, обслуживающего данную электроустановку.

Мной был разработан способ определения поврежденного фидера посредством анализа значений токов и напряжений, получаемых с каждого фидера поврежденной секции.

ОЗЗ характеризуется возникновением несимметрии в сети, исходя из чего, логично вычислять поврежденный фидер посредством расчета симметричных составляющих. А именно определением сопротивлений нулевой, обратной и прямой последовательностей на всех фидерах поврежденной секции. В 2019 г. был проведен натурный опыт ОЗЗ на действующем оборудовании 6 кВ, анализируя осциллограммы которого был сделан вывод, что определение поврежденного фидера по выбранным параметрам будет достаточно точным. Ниже представлены измеренные параметры и посчитанные сопротивления по формулам:

$$\begin{cases} Z_1 = U_1 / I_1; \\ Z_2 = U_2 / I_2; \\ Z_0 = U_0 / I_0. \end{cases} \quad (1)$$

Кроме того эти параметры были рассчитаны и проанализированы в программе просмотра осциллограмм Waves (рис. 1).

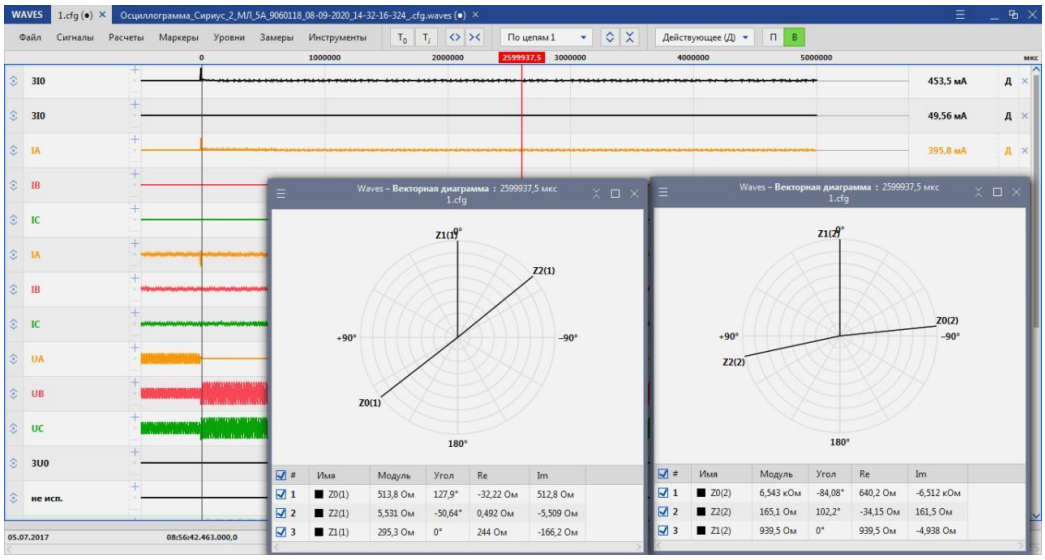


Рис. 1. Векторные диаграммы сопротивлений при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Как видно из результатов расчетов вектора сопротивлений Z_0 и Z_2 поврежденного и неповрежденного фидера лежат в диаметрально противоположных квадрантах и кроме того их величины более, чем в десять меньше значений на поврежденном фидере. Благодаря данным четырем параметрам (величины Z_2 и Z_0 и углы Z_2 и Z_0) можно с большой точностью выявлять поврежденный фидер методом сравнения данных параметров. Так фидер с наименьшими величинами Z_2 и Z_0, и у которого Z_0 будет опережать Z_1 примерно на 90°, а Z_2 будет отставать примерно также на 90° будет с наибольшей степенью вероятности поврежденным.

Представленный выше способ ОПФ пригоден для сетей с изолированной нейтралью. Для сетей же с компенсированной нейтралью необходимо будет использовать алгоритмы расчета наибольшего приращения величин Z_0 и Z_2, а ток же приращение угла сопротивления обратной последовательности, относительно угла напряжения обратной последовательности:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial Z_0}{\partial t}; \\ \dfrac{\partial Z_2}{\partial t}; \\ \dfrac{\partial\left(\varphi_{Z_2} - \varphi_{U_2}\right)}{\partial t}. \end{cases} \qquad (2)$$

Данный способ определения можно применить на тех подстанциях, но которых хотя бы осуществляется сбор и передача на верхний уровень информации о телеизмерениях. Необходимо получить 12 параметров – величины токов, напряжений и углов всех трёх фаз. На сегодняшний день многие подстанции оснащены если не устройствами телеметрии, то устройствами интеллектуального учёта электроэнергии, которые без особых проблем собирают эти данные и передают их на верхний уровень.

Данный способ ОПФ был реализован на ПС 110 кВ Верхний Услон на базе системы мониторинга РЗА с помощью EKRASCADA, в которой программным путем был заложен алгоритм вычисления необходимых параметров и оповещения персонала о поврежденном фидере, путем вывода номера ячейки на мнемосхему (рис. 2).

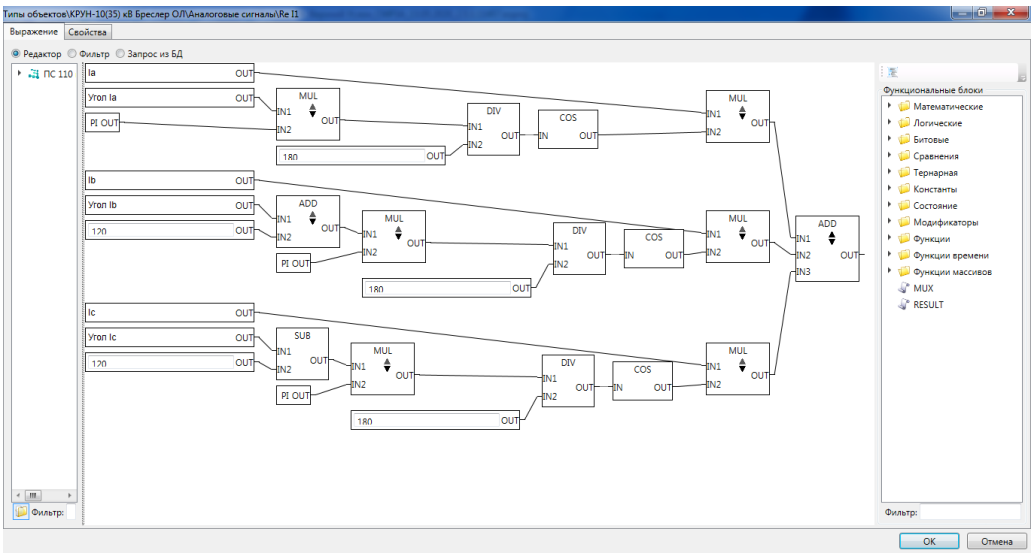


Рис. 2. Часть логики ОПФ, заложенной в СМРЗА ПС 110 кВ Верхний Услон

Литература

1. Чернин А.Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. М.: Госэнергоиздат, 1963. 416 с.

2. Основы теории цепей: учебник для вузов / Г.В. Зевеке [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1989. 528 с.

УДК 621.316.1.05

ВЫБОР МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКЛОУЗЕРА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО КРИТЕРИЯМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

А.А. Багметов[1], В.Г. Сазыкин[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КубГАУ имени И.Т. Трубилина», г. Краснодар

[1]bagmetov.edu@gmail.com, [2]powel@mail.ru

Рассмотрены положения по расчету и корректировке места расположения реклоузера в вариантах распределительной сети с принятыми во внимание факторами практичности обслуживания и повышения надежности электроснабжения потребителей. Уточняется первоочередной перечень сетей для реклоузерного секционирования.

Ключевые слова: распределительная сеть, реклоузер, место установки, показатели надежности SAIFI, SAIDI, ENS.

Распределительные электрические сети напряжением 6–10 кВ в системе электроснабжения (СЭС) являются заключительным звеном на пути передачи электроэнергии потребителям. Воздушные линии (ВЛ) построены по радиальному принципу и являются наиболее часто повреждаемым элементом СЭС. Одним из эффективных мероприятий по повышению надежности подобных СЭС является секционирование ВЛ, направленное на сокращение продолжительности аварийных отключений в результате локализации аварийной зоны. Наиболее эффективным инструментом в решении подобной задачи считается применение секционирующих реклоузеров [1, 2] – интеллектуальных коммутационных аппаратов, объединяющих вакуумный выключатель и микропроцессорную релейную защиту с противоаварийной автоматикой. Главным преимуществом реклоузера является его способность децентрализовано и автоматически определять, и отключать поврежденный участок ВЛ, существенно сокращая продолжительность поиска повреждений на отключенном участке. Кроме того, имеющаяся автоматика восстанавливает большинство отключений ВЛ, связанных с кратковременными короткими замыканиями.

Согласно рекомендациям [2] место установки реклоузера определяется по критерию минимального значения показателя SAIFI (System Average Interruption Frequency Index – коэффициента средней частоты отключений в СЭС, 1/год), которое достигается при равенстве произведения количества потребителей (потребительских трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 6–10/0,4 кВ) на протяжённость фидера со всеми отпайками на каждом из участков ВЛ.

В настоящее время также нормативно [3] используется показатель надежности SAIDI (System Average Interruption Duration Index – коэффициент средней продолжительности отключений, час/год), расширяющий информативность SAIFI учетом продолжительности отключения.

После определения расчетной точки для реклоузера на ВЛ его место расположения должно быть скорректировано по условиям [2]: близости к дорогам; отсутствия связи; неравномерности распределения потребителей по фидеру; невозможности установки реклоузера в конкретном месте.

Данные показатели надежности, ориентированные на потребителя, стимулируют сокращение числа и продолжительности аварийных перерывов в СЭС и достаточно беспристрастно отображают эффективность эксплуатации электрических сетей. Между тем, рассмотренные показатели надежности, фиксирующие количество и продолжительность аварийно отключенных потребителей, не учитывают значений мощности отключаемых ТП, т. е. фактически – недоотпуска электрической энергии.

Следовательно, имеющийся показатель недоотпуска электроэнергии ENS (Energy Not Supplied) [4] сможет дополнить объективность оценки мероприятий по повышению надежности электроснабжения. Суть применения данного показателя заключается в уточнении места разделения фидера на участки в точке размещения реклоузера по критерию равенства длины и нагрузки полученных участков. Поэтому получение нового расчетного значения по критерию ENS может войти в условия коррекции места установки реклоузера [2], рассмотренные выше.

Также при определении места расположения реклоузера особое внимание следует уделить селективности релейной защиты. Выбор уставок релейной защиты реклоузера необходимо осуществлять с учетом тока от шин ТП 0,4 кВ и намагничивающего тока сетевых трансформаторов без избирательности по времени с ограничителями перенапряжения и разрядниками. Необходима отстройка уставки срабатывания защиты реклоузера от тока срабатывания защиты линии [5].

Проведенные авторами расчеты [6, 7] показали, что при последовательном реклоузерном секционировании фидера с односторонним питанием надежность будет зависеть от расположения относительно центра питания ВЛ – чем ближе потребитель, тем выше надежность. После установки реклоузеров недоотпуск электроэнергии будет уменьшаться, количество и продолжительность отключений может изменяться по-разному, а в некоторых случаях остаться неизменным. При последовательном секционировании фидера с двусторонним питанием двумя реклоузерами надежность будет тем выше, чем меньше длина участка ВЛ между двумя реклоузерами. После установки реклоузеров недоотпуск электроэнергии будет также уменьшаться, как и в случае ВЛ с односторонним питанием. Количество и продолжительность отключений будут снижены на каждом участке. Для повышения надежности конкретной группы потребителей следует располагать реклоузеры как можно ближе к рассматриваемой группе.

Особую актуальность проблема сокращения продолжительности отключений с помощью автоматизированных секционирующих аппаратов приобретает для протяженных ВЛ 6–10 кВ (как правило, это не промышленные и не городские сети), проходящих вдали от проезжих частей дорог через сложную пересеченную местность, водные преграды, заболоченные участки и лесные массивы, что затрудняет и усложняет поиск возникших повреждений, а также затягивает сроки ликвидации повреждений. Важно также быстрое отключение поврежденных участков сети (для автоматического восстановления неповрежденной части сети и включения резервного питания) в ночное время, в периоды стихийных бедствий: паводков, обильных снегопадов, ураганов, лесных пожаров и др.

Литература

1. СТО 34.01-2.2-032-2017. Линейное коммутационное оборудование 6–35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.1. Общие данные. М.: ПАО «Россети», 2017. 24 с.

2. СТО 34.01-2.2-033-2017. Линейное коммутационное оборудование 35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). Том 1.2. Секционирующие пункты (реклоузеры). М.: ПАО «Россети», 2017. 22 с.

3. О единой технической политике в электросетевом комплексе: положение ПАО «Россети». М.: ПАО «Россети», 2019. 219 с.

4. IEEE Std. 1366-2012 – IEEE. Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. 2012. 43 p.

5. Евминов Л.И., Селиверстов Г.И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб.-метод. пособие. Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2016. 531 с.

6. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6–10 кВ. DOI: https://doi.org/10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39 // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 1 (38). С. 33–39.

7. Сазыкин В.Г., Багметов А.А. Оптимизация электрической сети по показателям надежности SAIDI, SAIFI с использованием платформы PSS®SINCAL // Промышленная энергетика, 2019. № 11. С. 2–9.

УДК 621.315.175

ОБРАЗОВАНИЕ ГОЛОЛЁДА НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И СПОСОБЫ ЕГО УСТРАНЕНИЯ

Р.Н. Бекмансурова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
puinrusia5@yandex.ru

Описывается природа образования гололёда на проводах ЛЭП, а также последствия этого явления для линии. Рассмотрены способы борьбы с обледенением проводов, выявлены преимущества и недостатки каждого из них.

Ключевые слова: ЛЭП, гололёдообразование, способы устранения.

При температуре от 0 до – 5 °С и скорости ветра от 5 до 10 м/с на проводах ЛЭП образуется гололёд вследствие намерзания переохлажденных капель дождя, мороси или тумана. Толщина обледенения может достигать 300 мм и более, что существенно утяжеляет провод.

Отложение гололеда на линиях электропередачи могут привести к таким последствиям, как разрегулировка проводов и грозозащитных тросов и их сближение между собой; пляска проводов; обрыв проводов и тросов; разрушение опор; перекрытие линейной изоляции ВЛ при таянии [1].

Можно выделить следующие способы борьбы с оледенением проводов:

1. Электротермическое воздействие на ЛЭП – осуществление профилактического нагрева провода или плавки проводов путем повышения тока. Наиболее распространённый способ [2]. Преимущества: менее трудоёмкий и более экономичный. Недостатки: отключение потребителей на время плавки; необходимость постоянного прогрева проводов для предотвращения образования гололеда; высокая стоимость источников высокочастотного тока или выпрямителей тока.

2. Механическое воздействие на ЛЭП – сбивание льда с проводов с помощью специальных приспособлений [3]. Производится рабочими при отключении питания линии с помощью специальных шестов с земли или с корзины автовышки. Достоинства: не требует дорогостоящего оборудования, простая технология. Недостатки: привлечение большого числа рабочих, возможность повреждения провода, производится при отключении питания линии. Также можно срезать лед с проводов с помощью роликов-ледорезов. Достоинства: возможность срезания гололёда в труднодоступных местах. Недостатки: высокая стоимость оборудования; возможность перемещения устройства только в одном пролете; потребность в опытном работнике для управления данными системами; ускоренный износ проводов.

3. Использование проводов ЛЭП с другим конструктивным исполнением – использование провода марки AERO–Z. Использование проводов типа *Z* позволяет получить наружный слой практически идеально гладким. Преимущества использования данных проводов: компактность, высокая механическая прочность, меньший провис провода, меньше подвержен вибрациям при ветровых нагрузках, минимальное гололёдообразование, меньшие потери на корону. Недостатки применения проводов типа *Z*: высокая стоимость, при температуре более 90 °С резко теряет механические свойства [4].

4. Физико-химическое воздействие на ЛЭП – нанесение на провода растворов специальных веществ, замерзающих при более низких температурах, чем вода. Например, можно наносить фторопласт Преимущества: исключается возможность КЗ и возгорания, а также обледенения [5]. Недостатки: трудоёмкий процесс, так как необходима регулярность нанесения покрытия.

Таким образом, каждый из рассмотренных способов имеет свои достоинства и недостатки. Необходимо выявить наиболее эффективный, экономически рациональный и безопасный способ для предотвращения или устранения гололёда на проводах.

Литература

1. Копейкина Т.В. Борьба с образованием гололеда на проводах ЛЭП // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. 2019. № 1 (26). С. 28–31.
2. Никитина И.Э., Абдрахманов Н.Х., Никитина С.А. Способы удаления льда с проводов линий электропередачи // Нефтегазовое дело. 2015. № 3. С. 794–823.
3. Левченко И.И. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 494 с.
4. Линии с проводом AERO-Z и AAACZ — семь преимуществ. Технические характеристики и сравнение с проводами АС [Электронный ресурс]. URL: https://domikelectrica.ru/linii-s-provodom-aero-z-7-preimushhestv/ (дата обращения: 29.05.2018).
5. Санакулов А.Х. Проблемы обледенения электрических и контактных сетей // Социально-экономические и технические системы: исследование, проектирование, оптимизация. 2016. № 2 (69). С. 34–51.

УДК 621.316.925

ВОЗДЕЙСТВИЕ ГРОЗОВОГО ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Р.А.Галиев[1], М.Н. Симонова[2], Э.Ф. Хакимзянов[3], М.Н. Семенов[4]

[1,2,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1,2,3]ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», г. Казань

[3]ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ», г. Казань

[2]simonovamn@energo-razvitie.ru

Рассмотрена возможная причина выхода из строя предохранителя, защищающего вторичные цепи трансформатора напряжения 35 кВ. Для моделирования влияния грозового перенапряжения на вторичные цепи трансформатора напряжения был использование программный комплекс Matlab Simulink.

Ключевые слова: трансформатор напряжения, предохранитель, грозовое перенапряжение, моделирование.

Одним из источников внешних перенапряжений в электрических сетях являются разряды молнии. Грозовое (атмосферное) перенапряжение, делится на два типа:

– прямой удар молнии в токоведущие элементы электрической сети (перенапряжение прямого удара молнии);

– удар молнии вблизи от воздушной линии электропередачи или распределительного устройства (индуктированное перенапряжение), который обуславливается взаимной электромагнитной связью канала молнии с токоведущими и заземленными элементами сети.

Импульсные перенапряжения при ударе молнии в электроустановку достигают нескольких миллионов вольт и определяются параметрами молнии, геометрическими и конструктивными особенностями объекта, режимом нейтрали и величиной сопротивления заземления. Параметры импульса тока при грозовом разряде является случайной величиной и зависят от скорости главного разряда и эквивалентного сопротивления канала молнии. Длительность грозовых перенапряжений – около 100 мкс. Грозовые перенапряжения могут негативно повлиять на состояние измерительных трансформаторов напряжения, вплоть до частичного или полного выхода их из строя. При попадании молнии в линию, измерительный трансформатор частично снижает энергию импульса, но перенапряжение все же попадает во вторичные цепи, используя другие пути: через емкостную связь между обмотками; через индуктивную связь между линиями; через прямую трансформацию межу обмотками; через гальваническую связь; через общее заземление линий с низким и высоким напряжением.

Например, на объекте филиала ОАО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети в 2020 г. во время грозовой активности вышел из строя трансформатор напряжения типа НАЛИ-НТЗ-35-03 в связи с повреждением защитных устройств во вторичных цепях на КРУМ ПС 35 кВ «Чистопольская». Из отчета оперативно-измерительного комплекса ОИК Диспетчер, получены данные по состоянию на момент повреждения вставки.

В программном комплексе MATLAB Simulink, для анализа работы измерительного трансформатора напряжения в режиме грозовых перенапряжений, был смоделирован процесс воздействия грозового импульса на участок энергосистемы 35 кВ на предмет допустимости применения плавкого предохранителя типа XRNP6 40.5/0.3 в измерительных цепях ТН 35 кВ ПС 35 кВ «Чистопольская» (рис. 1). При этом объектом исследования являлись токи и напряжения во вторичных цепях.

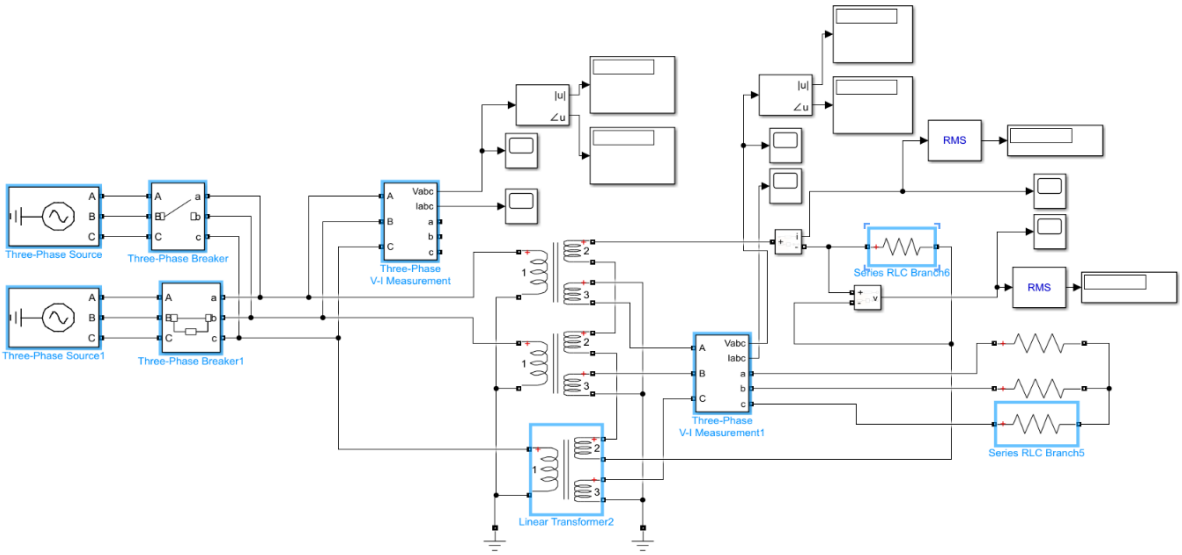
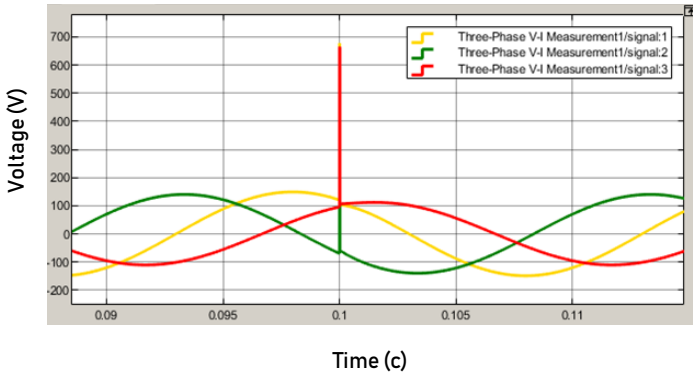
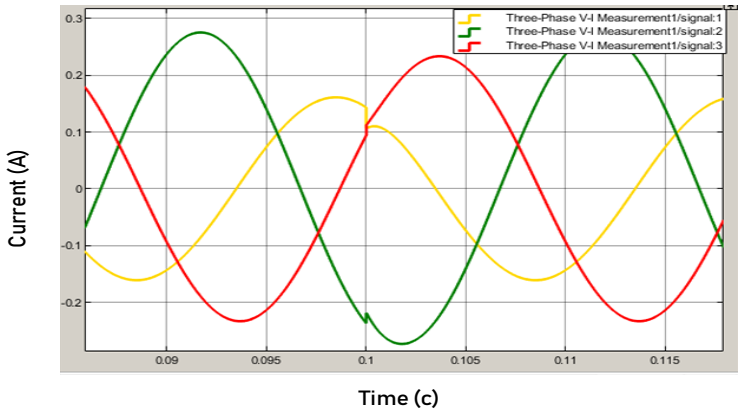


Рис. 1. Модель эквивалентной электрической сети 35 кВ
и измерительного трансформатора напряжения

В результате воздействия грозового перенапряжения на линию электропередачи, во вторичной обмотке трансформатора напряжения, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник», напряжение, с длительностью импульса 8 мкс, увеличивается примерно на 50 %, до величины 70 В. После переходного процесса, за время 2 мс, напряжение принимает изначальную форму, то же самое происходит и с током, который изменяется на величину 0,025 А. На вторичных обмотках трансформатора напряжения прямой последовательности, соединенных по схеме «звезда», имеет резкий скачок амплитуды, длительностью 0,1 мс. В каждой фазе напряжение увеличивается на величину до 380 % от номинального, т.е. до 600 В, а после небольшого переходного процесса за время, равное 2 мс, напряжение возвращается в исходную форму. Аналогично происходит увеличение тока на 15 % до величины 0,4 А (рис. 2).



а



б

Рис. 2 Напряжение (*а*) и ток (*б*) во вторичной обмотке трансформатора напряжения, соединенной по схеме «звезда»

С помощью время-токовой характеристики на рис. 3 можно определить необходимый ток, при прохождении которого сработает предохранитель. В процессе моделирования грозового перенапряжения определили значение тока, протекающего во вторичных цепях трансформатора напряжения, который составил 0,4 А. На время-токовой характеристике видно, что для предохранителя с номинальным током 0,3 А, ток 0,4 А не является достаточным для его срабатывания или будет работать под таким током большое количество времени (~ 10 000 с).

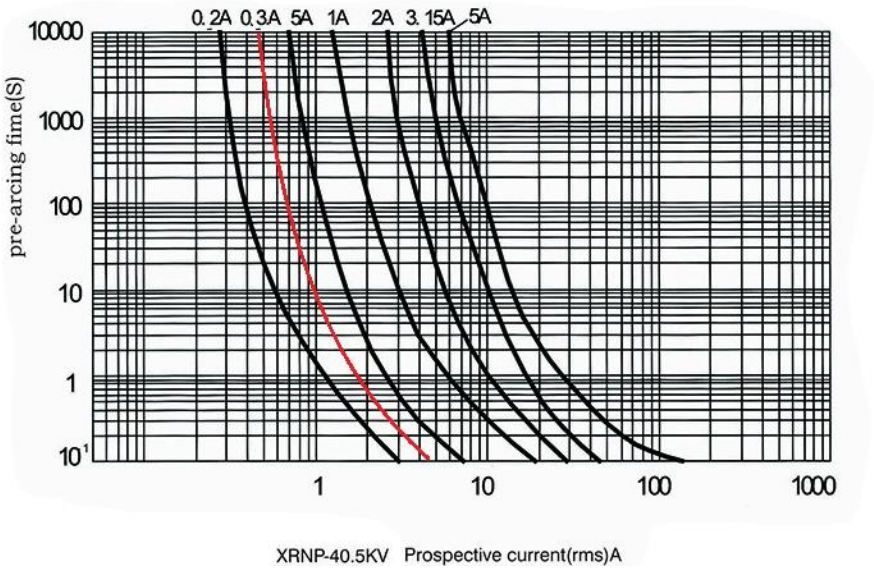


Рис. 3. Время-токовая характеристика отключения плавкого предохранителя

При проведение аналогичной работы с учетом емкостных сопротивлений между первичной и вторичной обмотками и фазами были получены результаты, схожие с предыдущими. Значение токов и напряжений увеличились на 15–20 %.

Проведенное моделирование показало, что грозовое перенапряжение не было причиной выхода из строя предохранителя во вторичных цепях трансформатора напряжения. Увеличение тока было незначительным и недостаточным. Для определения причины повреждения предохранителя во вторичных цепях необходимо проводить другие исследования.

Литература

1. Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные НАЛИ-НТЗ-6(10, 35) УХЛ2, Т2: техн. инф. [Электронный ресурс]. URL: https://intzv.ru/wp-content/uploads/ti/0.ntz.135-002-ti-nali-ntz-6-10-35.pdf (дата обращения: 20.08.2020).
2. Токоограничивающий предохранитель высокого напряжения для защиты трансформатора напряжения: техн. инф. [Электронный ресурс]. URL: http://zhi-guang.com/product_show.php?id=49 (дата обращения: 20.08.2020).
3. Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: учеб. пособие. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2013. 80 с.
4. Грозовые явления и защита систем электроснабжения от атмосферных перенапряжений / Т.Ф. Малахова [и др.] // Вестник Кузбасского государственного техничного университета. 2017. № 4. С. 110–116.

УДК 621.3.048

БЕСКОНТАКТНОЕ УСТРОЙСТВО ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ МЕТОДОМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

Т.Г. Галиева[1], Д.А. Иванов[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1,2]79534929817@ya.ru

Электрическая изоляция является значительной частью всего высоковольтного энергетического оборудования. Анализ отказов показывает, что отказ изоляции является основной причиной более 60% повреждений высоковольтного оборудования. Диагностированию электроизоляции уделяют особое внимание, так как от нее в основном зависит надежность эксплуатации высоковольтного оборудования. Измерение частичных

разрядов (ЧР) получило мировое признание в качестве эффективного диагностического инструмента, обладающего способностью оценивать и контролировать системы изоляции на предмет их целостности в процессе производства и эксплуатации. Использование метод на основе измерения ЧР позволяет обнаруживать локальные дефекты на ранних стадиях развития. Для проведения мониторинга высоковольтных изоляторов предложено создание бесконтактного диагностического устройства на основе комплексного дистанционного метода диагностики текущего рабочего состояния высоковольтных изоляторов посредством одновременной регистрации набора диагностических параметров перестраиваемым по частоте электромагнитным приемником.

Ключевые слова: диагностика изоляционных элементов, бесконтактное диагностическое устройство, электрофизические процессы, твердые диэлектрики, частичные разряды, компьютерная обработка сигналов, надежность, дистанционный контроль, система мониторинга

Частичные разряды являются основным механизмом старения и разрушения твердых изоляционных материалов, подвергающихся высоким напряжениям. Измерение ЧР получило мировое признание в качестве эффективного диагностического инструмента, обладающего способностью оценивать и контролировать системы изоляции на предмет их целостности в процессе производства и эксплуатации [1], кроме того, данный метод позволяет обнаруживать локальные дефекты на ранних стадиях развития. Поэтому измерение и анализ ЧР является перспективным методом диагностики электроизоляции для любого вида электрооборудования [2–5].

ЧР являются результатом возникновения в процессе эксплуатации локальных повышений напряженности электрического поля, которые могут превышать электрическую прочность высоковольтного изолятора (ВИ). Внутри ВИ они могут появиться в трещинах или внутреннем структурном дефекте.

Для определения дефектного ВИ необходимо:

1. Получить данные о наличии ЧР в изоляторе и их характеристиках (количество, интенсивность, временные/фазовые интервалы и т. д.).

2. Обработать полученные данные (отфильтровать от шумовых помех, провести анализ).

3. Выявить тип неисправности ВИ, который вызывает возникновение измеренных ЧР.

Для проведения мониторинга ВИ предусматривается создание бесконтактного диагностического устройства (БДУ) на основе комплексного дистанционного метода диагностики текущего рабочего состояния

керамических и полимерных изоляторов посредством одновременной регистрации набора диагностических параметров перестраиваемым по частоте электромагнитным (50 МГц – 1 ГГц) приемником.

БДУ устанавливаются на каждый фазный провод на одинаковом расстоянии от изолятора соответствующей фазы. БДУ позволяет регистрировать электромагнитное излучение, создаваемое электрическим разрядом, и определять фазу напряжения (рис. 1). Информационные сигналы с БДУ совместно подвергаются накоплению и компьютерной обработке, что значительно повышает надежность определения технического состояния и выявления остаточного ресурса.

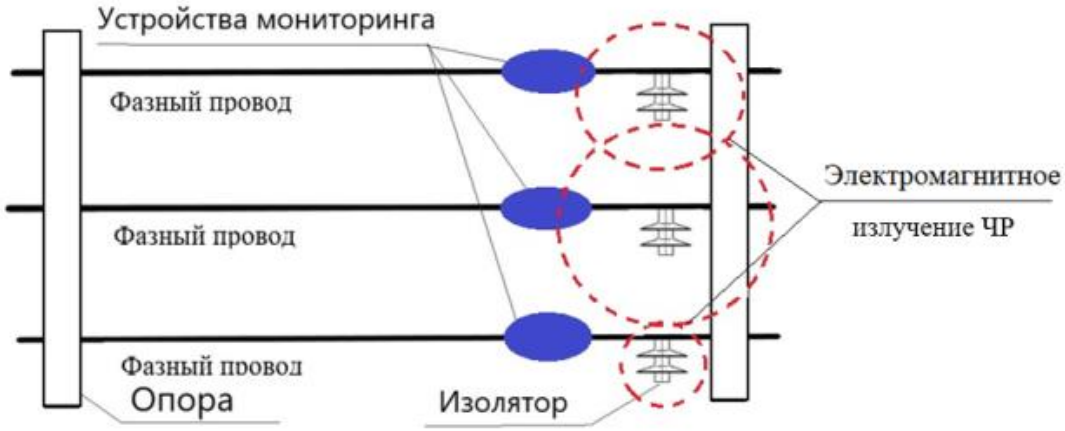


Рис. 1. Бесконтактное диагностическое устройство

Предлагается принципиально новый подход, состоящий в трехэтапном процессе мониторинга. На первом этапе для каждого вида высоковольтных изоляторов с помощью рекомендованного ГОСТом Р 55191-2012 контактного стендового метода устанавливаются предельные значения диагностических параметров, соответствующие нормированным значениям. На следующем этапе установленные контактным методом нормированные диагностические параметры сопоставляются со значениями тех же параметров, измеренными в изоляторах под рабочим напряжением. Как следует из ранее полученных нами результатов по дистанционной диагностике полимерных и керамических (фарфоровых) изоляторов, количество дистанционно измеряемых диагностических параметров может возрастать по сравнению с контактным методом. На последнем этапе с учетом измеренной скорости процесса старения диэлектрических материалов и развития дефектов устанавливается периодичность регистрации набора диагностических параметров и прогнозирование остаточного ресурса.

Описанный подход позволяет повысить эффективность диагностики работающего высоковольтного оборудования и заключается в комплексном дистанционном мониторинге набора параметров, которые характеризуют текущее состояние данного оборудования и его остаточный ресурс.

Разработанная модель оценки остаточного ресурса ВИ путем установления функциональной временной зависимости величин диагностических параметров от изменения технического состояния высоковольтных диэлектрических элементов позволит ученым использовать ее при разработке собственных методов диагностики высоковольтного оборудования.

Бесконтактное дистанционное периодическое измерение набора диагностических параметров с помощью БДУ [6] с последующей компьютерной обработкой и анализом полученных данных позволит формировать заключение о степени работоспособности диэлектрических элементов и обнаруживать дефекты на ранних стадиях появления, формировать заключения о соответствии (или не соответствии) технического состояния требованиям нормативно-технической документации.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90145.

Литература

1. Satish L., Zaengl W.S. Artificial neural networks for recognition of 3-d partial discharge patterns // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 1994. Vol. 1. Pp. 265–275.

2. Low Complexity Wireless Sensor System for Partial Discharge Localisation / Ephraim T. Iorkyase [et al.]. DOI: 10.1049/iet-wss.2018.5075. // IET Wireless Sensor Systems. 2019. Vol. 9, Is. 3. Pp. 158–165.

3. Дистанционный контроль технического состояния фарфоровых высоковольтных изоляторов / А.В. Голенищев-Кутузов [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20, № 3-4. С. 99–107.

4. Комплексная бесконтактная диагностика работоспособности высоковольтных изоляторов / А.В. Голенищев-Кутузов [и др.] // Дефектоскопия. 2019. № 8. С. 34–40.

5. Partial discharge classifications: Review of recent progress / W.J.K. Raymond [et al.]. DOI: 10.1016/j.measurement.2015.02.032 // Measurement. 2018. Vol. 68. Pp. 164–181.

6. Portable complex for remote control of high-voltage insulators using wireless data collection and transmission module / D.A. Ivanov [et al.] // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. 2018. Vol. 13, Is. 6. Pp. 2358–2362.

УДК 620.9

СИСИТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Р.Р. Галимов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
g.radif12@mail.ru
Науч. рук. А.М. Маклецов

Большая энергетика – это уникальная производственная отрасль. Ни одно другое производство не требует столь четкой, скоординированной и согласованной работы вбсех поставщиков и потребителей продукции. Когда продукцией является электроэнергия, все крупные генерирующие предприятия и конечные потребители должны быть интегрированы в единую энергетическую систему.

Ключевые слова: система САВС, распеределительные сети, автоматизация.

Система САВС является частью общей системы автоматизации электроснабжения распределительных сетей 6–20 кВ Smart Grid (Умные сети, Цифровой РЭС), в которую помимо САВС входят интеллектуальный учет, диспетчеризация и другие подсистемы автоматизации процесса управления, обслуживания и контроля распределительных сетей.

Распределительные сети 6–20 кВ представляют собой сильно разветвленную топологию со множеством кольцевых связей, призванных повысить надежность сети в целом. Для исключения завышения уставок РЗ, а также с целью удешевления обслуживания и строительства на ТП устанавливаются выключатели нагрузки с возможностью коммутации нагрузочных токов и без возможности коммутации токов КЗ. На РП и ПС устанавливаются ВВ с терминалами РЗ с возможность коммутации в том числе и токов КЗ.

При возникновении аварийной ситуации КЗ или ОЗЗ необходимо оперативно локализовать поврежденный участок сети и в кратчайшие сроки восстановить электроснабжение потребителей. При этом требуется исключить ошибочные переключения при локализации, а при восстановлении электроснабжение электроснабжения учесть пропускную способность линий и ограничения по мощности силовых трансформаторов центров питания.

При классической реализации поиска повреждения и переключений с привлечением ОВБ на восстановление электроснабжения уходит от 30 до 80 мин. Система САВС разработана для сокращения данного времени до 0,5–1 мин.

В дополнении к функции САВС с использованием оборудования ПТК ARIS МС на объектах автоматизации реализуются функции учета электроэнергии, контроля показателей качества электроэнергии, функции мониторинга режима работы основного и вспомогательного оборудования ТП, РП, ПС, функции передачи данных на верхний уровень SCADA и в ПО учета энергоресурсов.

Комплексный подход к автоматизации энергетических объектов позволяет снизить затраты на внедрение, обслуживание, хранение ЗИП в совокупности со снижением показателей SAIDI, SAIFI (применение САВС), внедрение системы автоматизации на базе ПТК ARIS МС значительно повысит технологичность системы электроснабжения.

Литература

1. Техническое описание системы автоматического восстановления сети (САВС) для сетей 6–20 кВ // ООО «Прософт–Системы». М.: Екатеринбург, 2018. 28 с.

2. СТО 70238424.29.240.20.001-2011. Воздушные линии напряжением 0,4–20 кВ. Условия создания. Нормы и требования. М., 2011. 86 с.

3. Руководство по эксплуатации TER_Rec15_Al1_L5 [Электронный ресурс]. URL: https://www.tavrida.com/ter/support/documents/5/ (дата обращения: 15.09.2020).

4. Руководство по эксплуатации TER_Rec15_Al1_R5 [Электронный ресурс]. URL: https://www.tavrida.com/ter/support/documents/5/ (дата обращения: 15.09.2020)

5. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М., 2007. 552 с.

УДК 621.323

АНАЛИЗ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПС НОВОКУРМАШЕВО

Р.Р. Гиниятуллина
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
rezedaginiyatullina@mail.ru
Науч. рук. В.В. Максимов

Предложены суточные графики активной, реактивной и полной мощности через каждый час (для выявления часового максимума нагрузки), которые показывают изменения нагрузок в течение суток. Исходя из суточных графиков при включении компенсирующих устройств возникает режим перекомпенсации, что приводит к увеличению суммарных потерь мощности и вызывает нежелательное увеличение токовой нагрузки. Это вызвано номинальной мощностью БСК(батареи статических конденсаторов), не учитывающей текущий уровень потребления реактивной мощности. Для исключения негативных последствий режима перекомпенсации, необходимо установить БСК (батареи статических конденсаторов) меньшей мощности.

Ключевые слова: реактивная мощность, суточные графики, графики электрических нагрузок, централизованная компенсация реактивной мощности, БСК (батареи статических конденсаторов)

Рост реактивных нагрузок потребителей обуславливают снижение коэффициента мощности, который приводит к увеличению потерь мощности и электрической энергии, уменьшение пропускной способности элементов электрической сети.

Компенсация реактивной мощности является самым эффективным средством повышения технико-экономических показателей электрических систем, уменьшая все виды потерь. При компенсации реактивной мощности снижаются потери электрической энергии в сетях, разгружаются электрические линии и трансформаторы от перетоков реактивной мощности и одновременно улучшается качество напряжения [1].

В условиях действующего предприятия графики электрических нагрузок помогают выявить основные показатели электрических нагрузок, которые необходимы для проектирования электроснабжения аналогичных производств. Суточные графики показывают изменение нагрузок в течение суток. Суточный графики строят по показаниям счетчиков активной, реактивной и полной мощности через каждый час, либо каждые полчаса (для выявления получасового максимума нагрузки).

На рис. 1 и 2 представлены графики суточного потребления активной, реактивной и полной мощности (с учётом и без учета компенсации реактивной мощности) за характерные зимние сутки.

Суточные графики нагрузок по соображениям практического удобства строятся ступенчатыми. По данным графиков мы наблюдаем характер изменения электрических нагрузок.

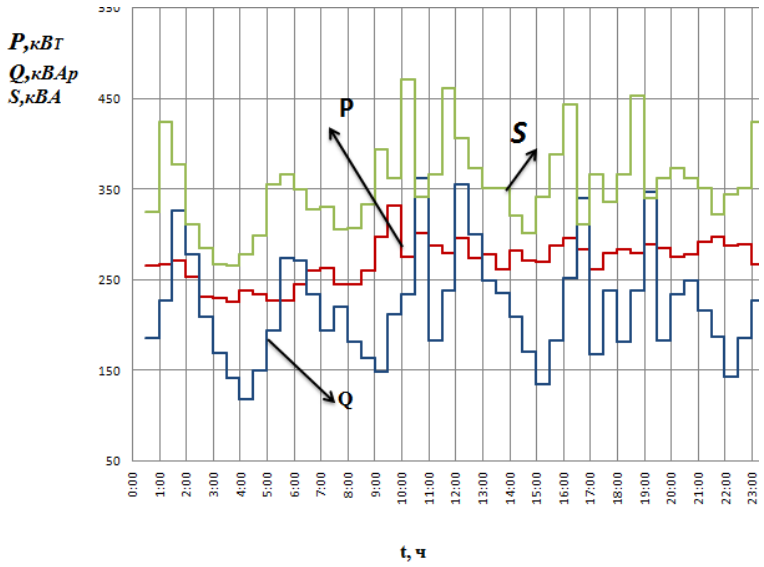


Рис. 1. Суточное потребление активной, реактивной и полной мощности без учета централизованной компенсации реактивной мощности

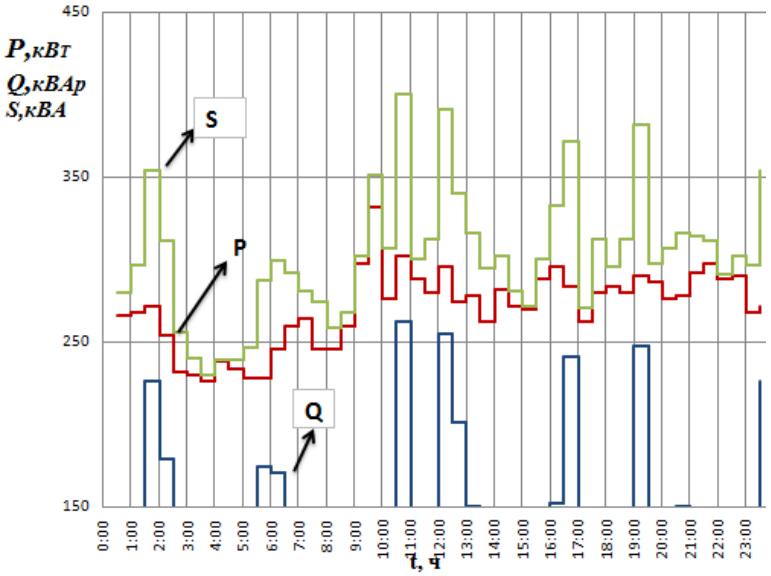


Рис. 2. Суточное потребление активной, реактивной и полной мощности с учетом централизованной компенсации реактивной мощности

Исходя из данных графиков (рис. 1 и 2), при включении компенсирующих устройств возникает режим перекомпенсации, что приводит к увеличению суммарных потерь мощности и вызывает

нежелательное увеличение токовой нагрузки системы электроснабжения. Это вызвано номинальной мощностью БСК(батареи статических конденсаторов), не учитывающей текущий уровень потребления реактивной мощности. Для исключения негативных последствий режима перекомпенсации, необходимо установить БСК(батареи статических конденсаторов), меньшей мощности

Данные полученные по суточным графикам за зимний период представлены в таблице.

Исходные данные суточных графиков

$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, квар	$S_{ср}$, кВА	$P_{мах}$, кВт	$Q_{мах}$, квар	$S_{мах}$, кВА	$P_{мин}$	$Q_{мин}$	$S_{мин}$
Без учета централизованной компенсации реактивной мощности								
270,79	222,21	353,06	332	362	472	226	119	226
С учетом централизованной компенсации реактивной мощности								
270,79	122,21	301,63	332	262	400	226	230	19

Для компенсации реактивной мощности устанавливают новые батареи статических конденсаторов (БКС).

Установка централизованной компенсации реактивной мощности необходима при tgφ > 0,4, согласно приказу № 380 Министерства Энергетики РФ от 23 июня 2015 г.

Средняя потребляемая активная мощность: $P_{ср} = 270,79$ кВт.

Средняя потребляемая реактивная мощность: $Q_{ср} = 222,21$ квар.

При этом

$$\operatorname{tg}\varphi = Q_{ср} \big/ P = 0,82.$$

Необходима установка централизованной компенсации реактивной мощности. Для выбора компенсирующих устройств, рассчитывается реактивная мощность, которую надо скомпенсировать:

$$Q_{к.у.расч} = P_{ном}\left(\operatorname{tg}\varphi_{факт} - \operatorname{tg}\varphi_{треб}\right) = 270,79 \cdot \left(0,82 - 0,4\right) = 13,73 \text{ квар}.$$

Выбирается регулируемая компенсирующая установка УКЛ57-6,3-150 У3 с шагом регулирования 50 квар.

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{после комп}} = \frac{Q_{ср} - Q_{ном.к.у}}{P_{ср}} = \frac{222,21 - 150}{270,79} = 0,262.$$

Литература

1. Рожкова Л.Д., Коновалова Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 528 с.

2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.Г. Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

3. Регулируемые компенсирующие устройства реактивной мощности: справочник / И.Н. Богаенко [и др.]. К.: Техника, 1992. 152 с.

4. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М.: Энергия, 1973. 584 с.

5. Красник В.В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1983. 136 с.

УДК 621.311.001.57

О ХАРАКТЕРЕ ПРИЧИННО-СЛЕДСТВЕННОЙ ЗАВИСИМОСТИ КОЛИЧЕСТВА ПОВРЕЖДЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 КВ С УЧАСТКОМ ПЕРЕСЕКАЕМОЙ МЕСТНОСТИ

Н.Н. Денисова[1], Ю.А. Шатова[2]

[1]Филиал АО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ, г. Пенза

[2]ФГБОУ ВПО «Пензенский государственный университет», г. Пенза

[1]denisova@penza.odusv.so-ups.ru, [2]yulia-shatova@yandex.ru

Выявлена причинно-следственная закономерность возникновения отказов воздушных линий (ВЛ) 110 кВ по статистической информации эксплуатации оборудования в Пензенской энергосистеме, позволяющая получить оценку технического состояния и текущего технологического ресурса.

Получено подтверждение наличия связи между участком местности, который пересекает ВЛ, и причиной ее отключения, в качестве примера рассмотрена надежность работы ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1».

Ключевые слова: надежность, воздушная линия электропередачи, математическая модель отказов, технологическое нарушение, причина отключения, поопорная схема.

Среди персонала электроэнергетических систем часто высказываются предположения о зависимости возникновения повреждений воздушных линий электропередачи (ВЛ) от их расположения на географической местности. При анализе статистики отказов ВЛ 110 кВ Пензенской энергосистемы авторы также столкнулись с подобным фактом [1]. В связи с этим на примере произвольно взятой ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» проведена проверка наличия данной зависимости, результаты изложены далее.

ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» введена в эксплуатацию в 1961 г., выполнена проводом АС-185 в двухцепном исполнении, снабжена грозотросом. ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» имеет протяженность 27,8 км, проходит по участкам с различной географической местностью (в том числе лес, заболоченные участки, овраги и низменности), имеет пересечения с автомобильными магистралями.

Динамика аварийных отключений ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» и соответствующие причины отключений [2] представлены на рис. 1.

Рис. 1. Динамика аварийных отключений ВЛ 110 кВ ТЭЦ – Кижеватово 1

Наиболее часто аварийные отключения ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» в рассмотренный период происходили по причине повреждения элементов ВЛ и перекрытия древесно-кустарниковой растительностью (ДКР), часто возникали отказы из-за набросов посторонних предметов на ВЛ.

Проанализируем причинно-следственную связь участка трассы прохождения ВЛ и соответствующей причины повреждения. Нанесем на поопорную схему ВЛ количество зафиксированных повреждений в соответствующих пролетах (рис. 2).

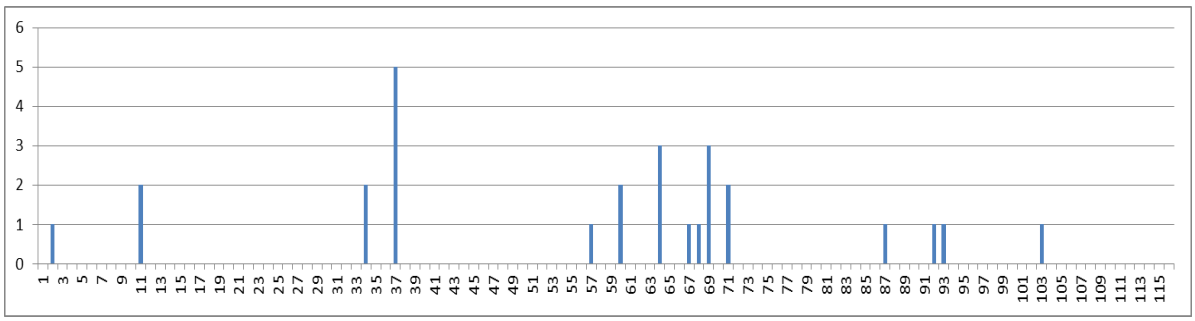


Рис. 2. Частота отказов определенной причины на отдельных участках прохождения ВЛ

Очевидно неравномерное распределение количества повреждений по трассе ВЛ, по количеству повреждений можно выделить три группы участков ВЛ:

1) участки, на которых повреждения не зафиксированы (опоры № 12–34, 38–56, 72–86, 103–115);

2) участки соседних или близко расположенных друг к другу пролетов, на которых было зафиксировано суммарно три и более повреждений (опоры № 57–71, 87–93);

3) участки с максимальным количеством повреждений (опора № 37).

Проанализируем особенности возникновения повреждений ВЛ.

Участки ВЛ, указанные в первой группе, на которых не были отмечены повреждения, проходят по равнинному рельефу, без выраженных особенностей.

На участке опор № 57–71 зафиксирована повышенная частота повреждений (13 отключений). Данный участок ВЛ 110 кВ «ТЭЦ – Кижеватово 1» проходит в лесистой местности. При разбивке повреждений по их характеру выявлено: 6 повреждений произошли из-за перекрытия ДКР при самопроизвольном падении деревьев на ВЛ; 6 повреждений – из-за перекрытия ДКР, произошедшего в результате действий людей.

Максимум повреждений отмечен на графике в районе опоры № 36, где ВЛ проходит по болотистой местности. Установлено, что причиной отключений послужило перекрытие гирлянды фарфоровых изоляторов. В такой же заболоченной местности расположена опора № 34, в районе которой было отмечено 2 повреждения, связанных с воздействием неблагоприятных погодных условий.

Таким образом, подтверждено предположение о влиянии трассы прохождения ВЛ на характер происходящих повреждений и на частоту их возникновения, доказана закономерность появления конкретного вида повреждений на отдельных участках ВЛ, проходящих в соответствующей местности. Так, для лесного характера пересекаемой местности выявлено, что 92,3 % повреждений были вызваны перекрытием ДКР.

Литература

1. Шатова Ю.А., Сибирев И.В., Денисова Н.Н. Анализ статистики аварийных отключений ВЛ 110 кВ // Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы: матер. Междунар. науч.-практ. конф. Саранск, 2019.

2. Денисова Н.Н., Тащилов Е.С. Математическая модель отказов ВЛ 110 кВ Пензенской энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. V междунар. науч.-техн. конф. Томск, 2014. Т. 1.

УДК: 621.3.014.7

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВОЛНОВОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 110 КВ

Н.Г. Егорова[1], И.Л. Кузьмин[2], Р.Г. Хузяшев[3]

[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]Nadyaegorova1997@mail.ru, to_kigor@list.ru, 142892@mail.ru

Приведены осциллограммы сигналов переходного процесса, порожденные коммутационными процессами. Программно-аппаратный комплекс помимо задачи определения места повреждения, позволяет регистрировать место, количество и энергию частичных разрядов, что позволяет мониторить состояние высоковольтной изоляции электрооборудования.

Ключевые слова: сигнал переходного процесса, определение места повреждения, аналогово-цифровой преобразователь, частичные разряды

В настоящее время для определения места повреждения (ОМП) в электрических сетях используют микропроцессорные регистраторы ввиду их малой погрешности. Они фиксируют большой объем данных, интеллектуальная обработка которых позволяет определять не только место повреждения, но и причину возникновения СПП [1].

В апреле 2019 г. на кабельной линии 110кВ «Центральная – Восточная 2» длиной 11,058 км был установлен программно-аппаратный комплекс (ПАК) волнового определения места повреждения (ВОМП). За время эксплуатации было зарегистрировано девять синхронных событий и большое количество одиночных событий. Причины и параметры зарегистрированных синхронных событий представлены в таблице.

Параметры синхронных событий

№ события	Дата-время	Место возникновения	Причина
1	23.04.19-17:28	ПС Центральная	Плановая коммутация
2	27.04.19-00:23	ПС Центральная	Дальняя коммутация
3	08.05.19-16:04	ПС Восточная	Плановая коммутация
4	27.07.19-23:29	ПС Восточная	Грозовые перенапряжения
5	04.10.19-19:34	Муфта-тройник	Частичные разряды
6	06.02.20-19:48	ПС Центральная	Плановая коммутация
7	15.04.20-11:46	Муфта-тройник	Частичные разряды
8	03.07.20-18:39	ПС Восточная	Плановая коммутация
9	28.08.20-22:32	ПС Центральная	Плановая коммутация

Выводы по данным синхронным событиям были сделаны на основе визуальной обработки исходных осциллограмм, представленных датчиками № 23 и 29. На данном этапе исследования выявлены три вида причин возникновения СПП: плановая коммутация, грозовое перенапряжение и частичный разряд.

Пример грозового перенапряжения представлен на рис. 1.

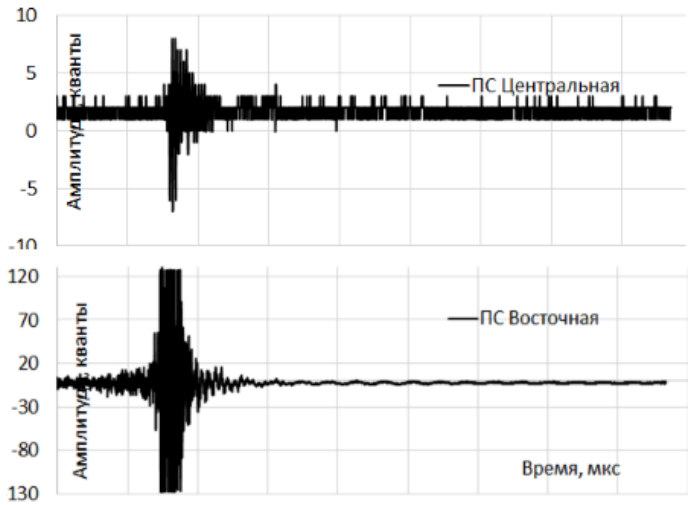


Рис. 1. Осциллограммы СПП, зафиксированные 27.07.19 в 23:29

Большая амплитуда СПП и высокая частота свободных колебаний указывает на источник этого СПП расположенный на шинах ПС Восточная. Наличие сигнала предвестника, амплитуда которого монотонно увеличивается и переходит в резкое нарастание, объясняется моделью развития грозового перенапряжения.

Пример частичного разряда представлен на рис. 2.

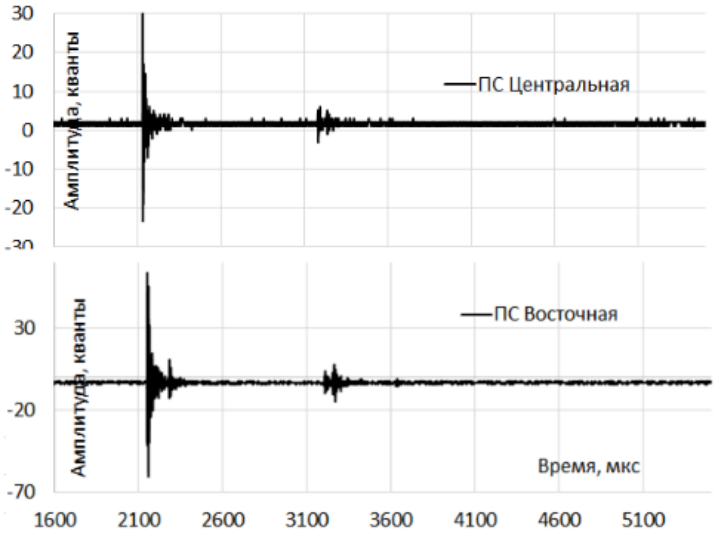


Рис. 2. Осциллограммы СПП, зафиксированные 15.04.20 в 11:46

Это синхронное событие определяется как частичный разряд. Интервал между началами СПП равен 17,4мкс. По скорости распространения и длине КЛ определяем место повреждения относительно ПС Центральное, оно равно 3,96км, относительно ПС Восточная – 3,97км.

Пример плановой коммутации представлен на рис. 3.

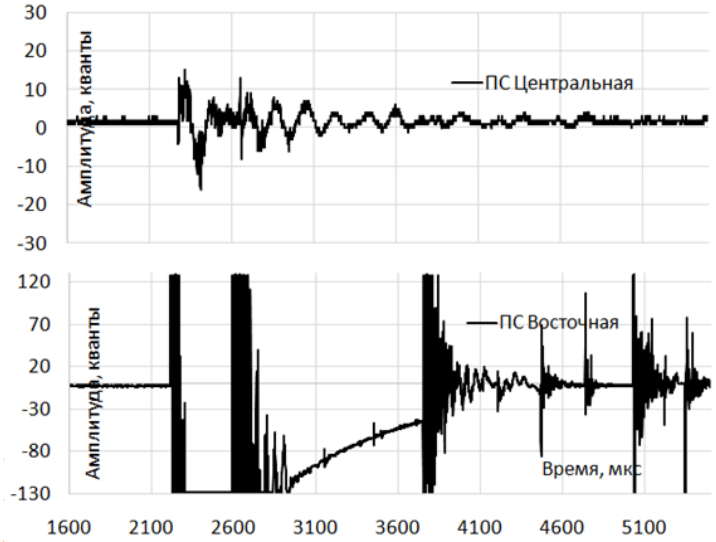


Рис. 3. Осциллограммы СПП, зафиксированные 03.07.2020 18:39:04

Большая величина апериодической составляющей переходного тока и высокая частота свободных колебаний указывает на источник этого СПП расположенный на шинах ПС Восточная.

Приведенные результаты анализа осциллограмм и их параметров указывают на перспективность использования разработанного комплекса при поиске места повреждения и места дефектов высоковольтной изоляции. Актуальность работы заключается в визуализации существенных признаков разных сигналов переходных процессов, что позволит алгоритмизировать процедуру классификации аварийных и неаварийных сигналов, в целях оперативного информирования диспетчера сетей лишь о месте аварийного события [2].

Литература

1. System of the Traveling-Wave Fault Location in 6(10) kV Treelike Distribution Electric Grids / R.G. Khuzyashev [et al.]. DOI:10.1109/PTC.2019.8810663 // Proc. of IEEE Milan Power Tech. 2019. 4 p.

2. Иванов Р.В. Указатели поврежденного участка как интеллектуальные устройства мониторинга, фиксации и локализации аварийных процессов в распределительных сетях 6–10 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. Т. 3, № 54. С. 114–119.

УДК. 621.314.21

ДИАГНОСТИКА И МОНТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

Ю.Н. Загирова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
julia.zagirova@yandex.ru

Силовой трансформатор является одним из главных составляющих электростанций, трансформаторных подстанция (повышающих и понижающих). Именно от него зависит надежность и качество электроснабжения. Силовой трансформатор встречается во множестве различных проектируемых вариантах, дающие возможность реализовывать дополнительные функции, предоставлять конкретные характеристики и помогают использовать во многих условиях и оставаться надежным в окружающей среде несмотря на различные влияющие факторы.

Ключевые слова: силовой трансформатор, повреждение оборудования, диагностика, изоляция, надежность.

Силовые трансформаторы согласно правилам осматриваются с определенными промежутками времени. Такие меры нужны для контроля их службы, моментального определения отклонений в работе и повреждений, вдобавок при надобности оперативного выведения трансформатора из работы, потому что при аварии выполняется отключение потребителя от сети. Отключение промышленных установок, поломка бытовой электроники создают финансовые потери. Существенная убыль возникает в период устранения перерыва в работе электрооборудования. Это связано, прежде всего, с порчей сырья, повреждением оборудования, и, в крайнем случае, ведет к техногенной аварии.

В решении данной проблемы может помочь своевременная полномасштабная диагностика на основе современных методов, являющаяся наиболее эффективным средством повышения надежности работы силовых трансформаторов в электрических сетях. Внедрение информационных систем для реализации оперативной диагностики позволяет обеспечить эксплуатационный персонал информацией, которая сможет помочь спрогнозировать возможные нарушения в работе силовых трансформаторов ещё на стадии их зарождения и позволит заранее подготовить план мер по предупреждению их развития и поддержанию функционирования трансформатора.

Проверив дефекты силовых трансформаторов приходим к тому, что многие дефекты появляются произвольно, что типично для разных видов трансформаторов Особенности эксплуатации влияют лишь на возможность более раннего возникновения неисправности и тяжесть повреждений.

В трансформаторах выделяют такие дефекты, как: повреждение изоляции и обмоток, фарфоровой и внутренней изоляции вводов, активной стали, контактов РПН, вспомогательных аппаратов

Диагностика состояния трансформатора производится совокупно: она предусматривается на этапе изготовления трансформатора, перед непосредственным включение его в работу и в ходе использования. После установки перед вводом в эксплуатацию осуществляется проверка, прописанная в ПУЭ: установление правил включения трансформатора, фиксирование показателей изоляции и сопротивления обмоток постоянному току, мониторинг исправности переключающего устройства и получение круговой диаграммы, проверка бака с радиаторами гидравлическим давлением и функциональность силикагеля, фазировка трансформатора, проверка трансформаторного масла, испытание включением толчком напряжением, равным номинальному.

Систему мониторинга и диагностики следует относительно разбить на стационарную и мобильную. Первую систему необходимо обеспечивать совместно с новыми трансформаторами или устанавливаться в ходе модернизации системы диагностики, мониторинга и защиты. Такая система предоставляется для надежных трансформаторов большей мощности, которые необходимы для бесперебойной и постоянной работы потребителей 1 и 2 категории электроснабжения (по ПУЭ), отличающиеся дороговизной. Существование продвинутой и современной стационарной системы мониторинга повышает время между капитальными ремонтами или срочно вывести его в ремонт, исключая аварии. Вторая же система мониторинга и диагностики обязана быть в наличии у оперативных бригад и организаций, отвечающие за плановый контроль. Обладание такой системой дает возможность уменьшить цену трансформаторов и достоверно и качественно проверять на наличие дефектов и повреждений в силовом трансформаторе.

Один из самых действующих способов увеличения надежности эксплуатация силовых трансформаторов является ввод различных систем диагностики и мониторинга. Устройство, которое поддерживается такими системами, дает возможность обрабатывать информацию:

– о нынешнем состоянии частей трансформатора;

– о повреждениях и причинах, их вызывающих;

– об остаточном ресурсе оборудования;

– о потребности выполнения неотложных работ;

– о периоде выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Литература

1. Силовые трансформаторы. Справочная книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М: Энергоиздат, 2004. 616 с.

3. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Моркнига, 2018. 512 с.

4. Гиберт Д.П. Надежность электрической изоляции. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2006. 61 с.

5. Силовые трансформаторы. Справочная книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М: Энергоиздат, 2004. 616 с.

УДК 621.316.925

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ И АЛГОРИТМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЗАЩИТ С АБСОЛЮТНОЙ СЕЛЕКТИВНОСТЬЮ ЛЭП ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПО КОНЦАМ ЛЭП РАЗНОТИПНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

А.Р. Иманаева[1], А.З. Пушкарева[2]
[1,2]Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа
[1]imanaeva@rb.so-ups.ru, [2]pushkareva@rb.so-ups.ru

В энергосистеме России принадлежность смежных объектов электроэнергетики разным собственникам приводит к тому, что с разных сторон линии электропередачи (далее – ЛЭП) применяются разнотипные устройства релейной защиты. Это создает определенные трудности при выборе параметров настройки и алгоритмов функционирования данных защит, так как в методических указаниях по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования высокочастотных микропроцессорных защит различных производителей особенности их выбора при использовании разнотипных полукомплектов защит по концам ЛЭП описаны не для всех типов устройств релейной защиты. [1, 2]. Разработаны принципы определения параметров настройки отключающего и блокирующего реле сопротивления направленной высокочастотной защиты ЛЭП по условию согласования с защитой противоположной стороны при использовании разнотипных устройств РЗА.

Ключевые слова: защита абсолютной селективности, микропроцессорные устройства релейной защиты, выбор параметров настройки устройств РЗА.

В настоящее время активно проводится модернизация устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА): электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА заменяются микропроцессорными, так как они обладают большим диапазоном дополнительных функций и возможностей, а также имеют лучшие показатели быстродействия и чувствительности. Принадлежность смежных объектов электро-энергетики разным собственникам приводит к тому, что с разных сторон линии электропередачи (далее – ЛЭП) совместно работают разнотипные устройства релейной защиты с абсолютной селективностью. Это создает определенные трудности при выборе параметров настройки и алгоритмов функционирования данных защит.

Высокочастотные защиты ЛЭП являются защитами с абсолютной селективностью и срабатывают только при коротком замыкании (далее – КЗ) на защищаемом участке, ограниченном трансформаторами тока. При выборе уставок указанных защит одним из необходимых условий для исключения излишнего срабатывания при внешнем КЗ является согласование между собой параметров настройки полукомплектов, установленных по концам защищаемой ЛЭП, то есть возможность их правильной совместной работы. В методических указаниях по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования высокочастотных микропроцессорных защит (далее – Методические указания) различных производителей особенности их выбора при использовании разнотипных полукомплектов защит по концам ЛЭП описаны не для всех типов устройств релейной защиты [1, 2].

В настоящей работе попробуем устранить данный недостаток и определить общие принципы выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования высокочастотной защиты при использовании разнотипных полукомплектов защит по концам ЛЭП.

Для примера рассмотрим особенности выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования направленной высокочастотной защиты (далее – НВЧЗ) для ЛЭП с двусторонним питанием (ВЛ 220 кВ ПС А – ПС Б) и разнотипными устройствами РЗА по концам защищаемой линии. На ВЛ 220 кВ ПС А – ПС Б установлены:

– со стороны ПС А – микропроцессорный терминал защиты ШЭ2607 031 производства ООО НПП «ЭКРА» или Ш2600 07.5ХХ производства ООО «Релематика»;

– со стороны ПС Б – панель на микроэлектронной элементной базе ПДЭ-2802.

В микропроцессорных защитах производства ООО НПП «ЭКРА» и ООО «Релематика» помимо аналогичных с ПДЭ-2802 блокирующих и отключающих органов, предусмотрены блокирующие и отключающие органы, которые в ПДЭ-2802 отсутствуют, например, токовые органы с пуском по приращению тока. Для обеспечения корректной работы полукомплектов НВЧЗ блокирующие и отключающие органы, отсутствующие в полукомплекте ПДЭ-2802, должны быть выведены в микропроцессорной защите соответствующими накладками либо «загрублены» до максимальных значений для исключения их срабатывания.

Блокирующие и отключающие органы по сопротивлению в данных защитах имеют отличия. В микропроцессорных защитах параметры настройки данных органов задаются с помощью реактивного (полного) сопротивления и активного сопротивления и имеют графическую характеристику в виде многоугольника. В микроэлектронной защите ПДЭ-2802 органы сопротивления имеют графическую характеристику в виде эллипса, задаваемую с помощью параметров полного сопротивления и угла максимальной чувствительности. При этом при выборе данных параметров настройки уставки отключающего реле сопротивления с одной стороны необходимо согласовывать с уставками блокирующего реле сопротивления с другой стороны.

В Методических указаниях приведены условия согласования для реактивного сопротивления либо для полного сопротивления [2], но отсутствуют условия согласования по активному сопротивлению.

В докладе будет показана необходимость учета при выборе уставок условий согласования данных параметров по активному сопротивлению, а также рассмотрены особенности выбора отключающего и блокирующего реле сопротивления направленной высокочастотной защиты ВЛ 220 кВ ПС А – ПС Б, на которой установлены разнотипные полукомплекты защит (микропроцессорный терминал и микроэлектронная панель ПДЭ-2802).

Для определения параметров настройки отключающего и блокирующего реле сопротивления по условию согласования с защитой противоположной стороны предлагаем руководствоваться приведенными в данном докладе принципами, основанными на графическом и аналитическом методах. Предлагаемые решения позволяют обеспечить согласование параметров настройки устройств РЗА ЛЭП и исключить излишнее срабатывание устройств релейной защиты ЛЭП при коротком замыкании вне зоны действия защиты.

Литература

1. СТО 56947007-29.120.70.032-2008. Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА». М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. 85 с.

2. Терминал направленной высокочастотной защиты линий 110–220 кВ типа «ТОР 300 НВЧЗ 51Х». Рекомендации по расчету уставок [Электронный ресурс]. URL: https://www.bresler.ru/ (дата обращения: 18.09.2020).

3. Разработка рекомендаций по расчету и выбору параметров срабатывания защит на микроэлектронной элементной базе ВЛ 110–750 кВ. Т. 1. Рекомендации по расчету защит ВЛ 110–220 (330) кВ. М.: Энергосетьпроект, 1985.

УДК 621.316.925.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛЭП 110 КВ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ С УЧЕТОМ МНОГОСТОРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ

А.Л. Куликов[1], М.Д. Обалин[2], М.А. Поляков[3]
[1]ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева», г. Нижний Новгород
[2,3]Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, г. Нижний Новгород
[1]inventor61@mail.ru, [2]obalinmd@gmail.com, [3]polyakov_m.a@mail.ru

Рассматриваются вопросы поиска повреждения в разветвленных электрических сетях с несколькими источниками питания. Предложен способ определения поврежденного участка ЛЭП по результатам замеров аварийных токов и напряжений на нескольких подстанциях и поэтапного эквивалентирования схемы электрической сети относительно точки повреждения. Приведены примеры использования предложенного метода в сети 110 кВ Нижегородской энергосистемы.

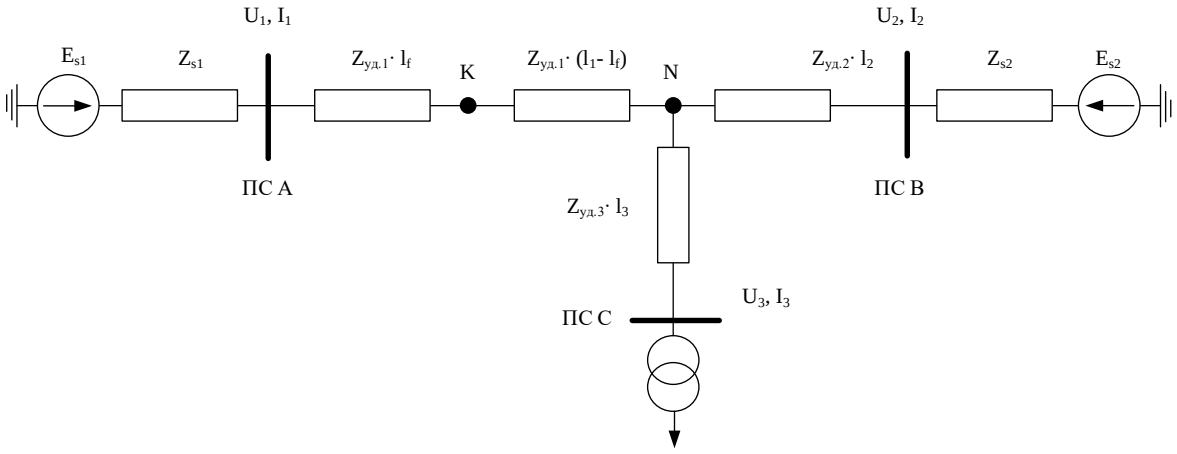
Ключевые слова: определение места повреждения, эквивалентирование, разветвленные электрические сети.

В настоящее время основным способом поиска повреждений в электрических сетях является пеший осмотр линий электропередачи в пределах определенной зоны обхода. При этом используются показания специальных микропроцессорных приборов и сигналы от потребителей. В зависимости от имеющихся сил и средств, устранение повреждения занимает от нескольких часов до нескольких суток.

Перспективными направлениями развития устройств поиска повреждений являются: применение методов волнового поиска повреждений [1, 2], активного зондирование ЛЭП сигналами повышенной частоты [1, 3], централизованный сбор информации с нескольких (цифровых подстанций [4–6], применение математических моделей электросетевых районов [4–6].

Электрическую сеть можно представить в виде графа, при этом реализация определения места повреждения заключается в оценке пути на графе от начального места расчета до предполагаемого места повреждения. Путем поэтапного эквивалентирования графа относительно точки повреждения определяется поврежденный участок сети.

Для пояснения операций способа определения мест повреждения на ЛЭП 110 кВ с ответвлениями воспользуемся примером линии электропередачи, изображенной на рисунке.



Пример линии электропередачи с ответвлением

При наличии ответвления на линии необходимо предварительно определить поврежденный участок (ветвь) линии. Для решения этой задачи используются замеры токов и напряжений, по которым определяются аварийные составляющие токов и напряжений по концам линии. При использовании модели линии, происходит оценка напряжений в месте соединения ветвей линии, напряжения U_1, U_2, U_3 пересчитываются в точку N с использованием известных математических выражений и паспортных параметров линии. По небалансу оценки (сравнения) напряжений U_{1N}, U_{2N}, U_{3N} определяют ветвь, на которой возникло повреждение. Неповрежденные ветви исключают из схемы, путем эквивлентирования относительно поврежденной ветви. По получившейся модели реализуется ОМП по одному известных способов.

Результаты фактического расчета и по предлагаемому способу места повреждения сведены в таблицу. Данные результаты получены на основании сопоставления реального повреждения ВЛ 110 кВ «Борская – Моховые Горы» с отпайкой на ПС «Кварц» в Нижегородской энергосистеме и результатов моделирования.

Результаты расчета проведения испытаний на имитационной модели

Дата	Наименование ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Показания устройства ОМП		Место повреждения, км	
			Подстанция	Расстояние, км	расч.	факт.
19 декабря 2019 г.	ВЛ 110 кВ «Борская – Моховые Горы» с отпайкой на ПС «Кварц»	14,85	ПС 220 кВ «Борская»	13,7 (при отк.); 1,2 (при АПВ)	2,022 1,961 2,022 1,828	1,95

Из сравнения результатов полученных при проведении испытаний предложенного способа ОМП и показаний устройств ОМП, установленных на подстанциях, можно сделать вывод о повышении точности оценки расчета расстояния до места повреждения, при использовании описанного выше способа. Кроме этого, для повышения уверенности в достоверности расчетного места повреждения, предложено одновременное применение нескольких алгоритмов ОМП [4, 5].

Литература

1. ООО НПП «АЛИМП» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: https://alimp.org/solutions/ (дата обращения: 01.09.2020).

2. ООО «НПП Бреслер» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. URL: https://www.bresler.ru/fpd (дата обращения: 01.09.2020).

3. «Traveling Wave Fault Location Monitors» [Электронный ресурс]. URL: https://www.qualitrolcorp.ru/products/fault-location-monitors/ (дата обращения: 01.09.2020).

4. Обалин М.Д., Куликов А.Л., Адаптивное определение места повреждения линии электропередачи по параметрам аварийного режима. Часть 1 // Библиотечка электротехника. 2019. № 9-1 (249). С. 1–74.

5. Обалин М.Д., Куликов А.Л., Адаптивное определение места повреждения линии электропередачи по параметрам аварийного режима. Часть 2// Библиотечка электротехника. 2019. № 10-2 (250). С. 1–80.

6. URL: https://engineering.tamu.edu/electrical/profiles/mkezunovic.html дата обращения: 01.09.2020).

УДК 621.315.175

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.И. Лашманова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
marina_lashmanovaa@mail.ru
Науч. рук. А.Х. Сабитов

Рассматривается проблема определения и мониторинга интенсивности гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи, анализируются основные существующие методы выявления ледяных отложений на проводах, а также представляются их эффективность обнаружения гололедообразования, недостатки и преимущества применения.

Ключевые слова: гололедообразование, воздушные линии электропередач, локационное зондирование, взвешивание проводов.

Основная часть электроэнергии в России передается и распределяется по потребителям с помощью воздушных линий электропередач. В момент осенне-зимнего периода при определенных метеорологических условиях, таких как сильный ветер, высокая влажность, внезапные перепады температур на проводах линий электропередач образуются ледяные отложения, так называемые ледяные муфты, прилипший слой снега. Вышеперечисленные явления достаточно пагубно сказываются на конструкции ЛЭП, в частности проводов, добавляя значительную механическую нагрузку, и тем самым, могут привести к обрыву токопроводящих частей линии, к ухудшение защитных свойств изоляторов, разрушению опор. Даже небольшое обледенение может значительно увеличить механические нагрузки на все элементы воздушных линий: так, при ледяной муфте толщиной 10 мм масса двуцепной ЛЭП из 6 проводов 200-метровой длины возрастает с 565,2 кг до 1,5 т. При муфте 30 мм – до 5 т, при муфте 40 мм – до 8 т [1].

Последние статистические данные, полученные из Министерства энергетики, подтверждают высокую значимость гололедных явлений для уровня массовых нарушений электроснабжения: так, доля аварий по причине гололеда от общего количества аварий в течение последних 5 лет колеблется около 11±3 % [1].

В связи с этими данными приходим к тому, что проблема своевременного определения гололедообразования актуальна при передаче электроэнергии. В настоящее время существует несколько методов установления и измерения слоя отложений на ЛЭП в осенне-зимние периоды. Основными из них являются метод прогнозирования гололёдообразования на основе метеорологических данных воздушной среды, метод взвешивания проводов и метод локационного зондирования ЛЭП [2].

Метод прогнозирования вероятности гололёдообразования является неточным, так как нет определённой модели гололёдных отложений, которая может достоверно учитывать все физические и механические процессы, участвующие в обледенении, поэтому при таком прогнозе количество ложных тревог бывает достаточно велико. К тому же данные прогноза не могут быть конкретным указанием о начале плавки гололёда, образовавшегося на проводах воздушных линий электропередачи [2].

Используя метод взвешивания проводов для определения интенсивности гололёдообразования, можно получить достоверные данные о процессах образования ледяных отложений на проводе и установить точный момент начала его плавки. Данный факт имеет преимущество перед вышеупомянутым методом. Для обнаружения гололёда применяются весовые (тензометрические) точечные датчики, определяющие вес гололёдного отложения только около одной опоры ЛЭП и передающие данные на диспетчерский пункт с использованием средств телемеханики [2].

Так же существуют несколько способов мониторинга проводов с помощью видеофиксации, такие как мониторинг гололедообразования, подразумевающий видеорегистрацию провисания линейного провода, мониторинг линии на «гибких» опорах с несимметричным расположением фаз, метод бесконтактного измерения климатических нагрузок на ВЛЭП [3].

Представленные методы взвешивания и мониторинга линий имеют недостаток в том, что производят измерения лишь в том пролёте, где установлены датчики, что ограничивает контроль за динамикой гололёдообразования.

Метод локационного зондирования заключается в подаче импульсного сигнала в контролируемую линию и определении времени, затраченного на его распространение вдоль провода в прямом и обратном направлениях после отражения от конца линии либо от высокочастотного (ВЧ) заградителя [2].Текущий способ позволяет регулировать ледяные отложения всей линии, а не только одного пролёта, а также определить точный момент плавки провода. Вся аппаратура располагается около начала или конца линии электропередачи в производственных помещениях подстанции и не требует вмешательства в конструкцию ЛЭП [2].

Проанализировав представленные методы, приходим к такому выводу, что метод локационного зондирования является наиболее эффективным в настоящее время, так как имеет больше преимуществ перед остальными вышеперечисленными способами. Прогнозирование на основе метеорологических данных не несёт чёткий характер плавки провода, что может привести к ложным срабатываниям устройств. Метод взвешивания проводов и мониторинг с помощью датчиков и видеорегистрации применим лишь для одного пролёта ЛЭП, для контроля всей же линии требуется установка датчиков на каждом пролете, что очень трудно реализуется с экономической точки зрения. Поэтому для надежной и качественной передачи электроэнергии потребителю следует практиковать локационный метод определения гололедообразования.

Литература

1. Статистический анализ аварийных отключений электроэнергии из-за гололедообразования на проводах ЛЭП на территории РФ [Электронный ресурс] / В.С. Ратушняк [и др.] // Молодая наука Сибири. 2018. № 1. URL: http://mnv.irgups.ru/toma/11-2018 (дата обращения: 08.09.2020)
2. Минуллин Р. Локационный метод обнаружения гололёда на проводах воздушных ЛЭП [Электронный ресурс] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. № 1 (22). URL: https://rucont.ru/efd/349832 (дата обращения: 08.09.2020).
3. Дементьев С.С. Интеллектуальная система мониторинга гололёдообразования на воздушных линиях электропередачи: автореф. дис. … д-ра техн. наук. Волгоград, 2019. 20 с.

УДК 621-313.3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

А.А. Мавляветдинов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
ainur0909@bk.ru
Науч. рук. Д.М. Валиуллина

В тезисе проанализированы методы определения места повреждения на линиях электропередач, их основные достоинства и недостатки.

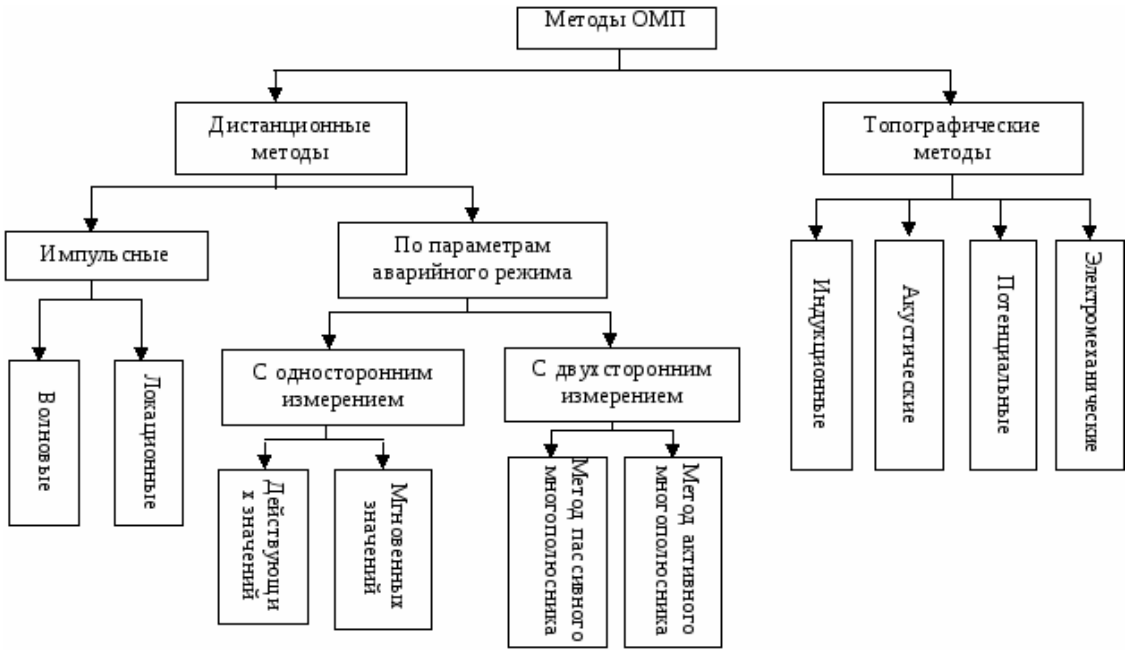
Ключевые слова: определение места повреждения, линия электропередач, дистанционный метод, топографический метод, волновой метод, импульсный метод, акустический метод.

Определение мест повреждений является одной из основных задач в электроэнергетике и используется для хорошей работы релейной защиты, автоматики или для осмотров и ремонтов. Во первых необходимо мгновенно найти поврежденное место на линии электропередач, учитывая факт, что точность места повреждения может быть ограничена только зоной срабатывания защиты. Что же касается осмотров и ремонтов, то определение места повреждения должно быть близкое к точному. Данное условие может быть выполнено через функцию определения места повреждения, которое реализовано в устройстве защиты, регистраторе помех или отдельном устройстве.

Если место повреждения на линии найдено точно, то это позволит быстро возобновить работу линии, исключить устойчивую поломку, а также проверить работу релейной защиты и автоматики.

Быстрое возобновление работы линии также позволяет более эффективно вести работу энергетическим службам. Они, обладая достоверной информацией о протяженности до места повреждения, могут мгновенно отыскать данное место даже в горах и в лесных участках.

Методы и средства определения места повреждения бывают дистанционные и топографические. Первые могут быть установлены на подстанциях и дают возможность находить промежуток от подстанции до места повреждения. Что касается вторых, то они являются переносными и необходимы для четкого определения места повреждения на местности, на трассе линии. Деление методов показано на риунке.



Методы ОМП

Способы определения места повреждения с отключением поврежденной линии применяются для поиска места на воздушных и кабельных линиях электропередач. Наибольшую популярность получили:

1) импульсный метод;
2) петлевой метод;
3) метод колебательного разряда.

Методы второй группы в сетях 6 – 35 кВ находятся либо в стадии разработки, либо в опытной эксплуатации и поэтому не применяются. Больше всего из них изучены волновые методы. Некоторые из них применяются для определения места повреждения на ВЛ сверхвысокого напряжения, а также методы, в основе которого лежит наложение на сеть токов непромышленной частоты.

Дистанционные средства определения места повреждения имеют некоторые погрешности измерений. Поэтому они не позволяют четко определить промежуток до мест повреждений и по их данным возможно найти лишь приблизительное расстояние или местность, в которой произошла авария. В пределах указанной зоны применяются топографические средства.

Методика колебательного разряда основана на том факте, что расстояние до места повреждения определяется по временной задержке между приходом к началу кабеля импульсов напряжения или импульсов тока, отраженных от места аварии. Импульсы напряжения по длительности занимают половину расстояния до места повреждения, а ударные импульсы тока также имеют достаточно большие длительности.

Импульсные (локационные) методы определения мест повреждений основаны на измерении времени между моментом отправки в линию зондирующего электрического импульса и моментом возвращения к началу линии импульса, отраженного от места повреждения. В линию отправляется зондирующий импульс и измеряется время двойного пробега зондирующего импульса до места повреждения и обратно.

Петлевой метод основан на измерении сопротивления постоянному току поврежденной фазы ЛЭП (жилы кабеля или провода). Измеряют сопротивление поврежденной фазы при помощи моста постоянного тока. Достоинство петлевого метода: независимость расчетной формулы от переходного сопротивления в месте аварии. Несмотря на данное достоинство, этот метод не получил большого распространения из-за влияния на точность измерений сопротивлений соединительных проводов и контактов, погрешностей, которые связаны с недостаточным знанием трассы и длины КЛ. Также при больших переходных сопротивлениях снижаются токи в плечах измерительного моста и снижается точность уравновешивания.

Индукционный метод используется для непосредственного отыскания на трассе кабельной линии места повреждения при пробое изоляции жил между собой или на земле, обрыве с одновременным пробоем изоляции между жилами или на земле, для определения трассы и глубины залегания кабеля, для определения местоположения соединительных муфт.

Акустический метод используют для нахождения на трассе всех видов повреждения, но при условии, что в месте повреждения может быть создан электрический разряд. Для появления устойчивого искрового разряда нужно, чтобы величина переходного сопротивления в месте повреждения была больше 40 Ом. Использование данного метода на открыто проложенных кабелях, кабелях в каналах, туннелях не рекомендуется, так как из-за хорошего распространения звука по металлической оболочке кабеля можно допустить большую ошибку в определении места аварии.

Литература

1. Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. М.: НТФ «Энергопресс», 1998. 64 с.

2. Висячее А.Н. Приборы и методы определения места повреждения на линиях электропередачи: учеб. пособие. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2001. 45 с.

3. Владимиров Л.В. Дистанционное определение места однофазного замыкания на землю воздушных линий, питающих объекты нефтедобычи: дис. ... канд. тех. наук. Омск, 2012. 161 с.

УДК 621.398

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ

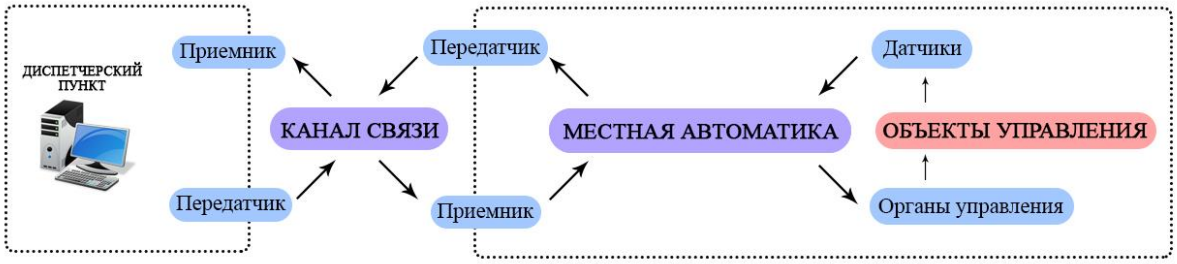
А.Б. Майнин[1], Е.Р. Пономарёв[2]
[1,2] ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]mainin.aleksander@yandex.ru, [2]eugeniusponomarev@gmail.com

Рассмотрен принцип построения системы телеуправления на объектах электрической сети. Обобщены основные преимущества телеуправления, за счет которых повышается надежность электроснабжения потребителей, а также представлены главные недостатки.

Ключевые слова: телеуправление, канал связи, телемеханика, диспетчер, диспетчерский пункт, подстанция, телеизмерение, сигнал, команда.

Электрическая сеть включает в себя взаимосвязанные друг с другом объекты (подстанции, пункты производства и потребления электроэнергии и т. д.). Процессы, происходящие между ними, непрерывны и постоянно регулируются диспетчерскими пунктами. В управление каждого из таких диспетчерских пунктов входит большое число объектов сети, поэтому для повышения надежности электроснабжения используют средства телеуправления.

Телеуправление представляет собой автоматизированное дистанционное управление, с помощью которого осуществляются плановые переключения по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, находящихся в диспетчерском управлении, а также в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы территориальной энергосистемы. Принцип работы телеуправления представлен на рисунке.



Принцип работы телеуправления

Благодаря средствам телеуправления диспетчер может влиять на распределение электроэнергии. Для этого используется передатчик, выдающий поступающие с пульта управления команды в канал связи. Сигнал поступает в орган управления подстанции и воздействует на устройства управления силовым выключателем, разъединителем, заземляющими ножами ЛЭП и оборудования. Команда должна быть беспрекословно и немедленно исполнена.

При внедрении системы телеуправления должен быть также выполнен ряд важных требований. Состояние канала связи, по которому передается сигнал из диспетчерского пункта, должен находиться под постоянным контролем. Никакие помехи не должны искажать достоверность передаваемых команд. В процессе передачи команды телеуправления иногда происходят изменения. В таком случае команда теряет свой смысл или становится нежелательной. Для предотвращения этого в работу автоматики вводится сообщение телесигнализации до команд телеуправления.

Основные преимущества телеуправления:

1. Оперативность выполнения команд диспетчера.

На подстанциях, где не реализовано телеуправление, а таких подстанций большинство, время исполнения команд диспетчера может достигать 45 мин. При использовании средств телеуправления значительно сокращается время производства оперативных переключений и принятия мер по ликвидации и предупреждению развития технологических нарушений на подстанциях, а также минимизируются риски ошибочных действий оперативного персонала при выполнении оперативных переключений на подстанциях.

2. Повышается общая надёжность энергосистемы и повышается качество обслуживания потребителей.

3. Минимизация рисков рабочего персонала, т. е. при телеуправлении не требуется присутствие рабочего персонала на подстанции, следовательно, риск получения этим персоналом каких-либо повреждений сокращается.

Главный недостаток данной системы – отсутствие нормативно-технической документации, а также необходимость создания надежных каналов связи.

Использование средств телеуправления является одним из основных инструментов повышения электроснабжения потребителей. Особенно актуальна реализация данного способа на объектах, где длительное пребывание человека или же вовсе его нахождение категорически запрещено.

Литература

1. Митюшкин К.Г. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 286 с.

2. «Опыт телеуправления оборудованием подстанции в объединенной энергосистеме Северо-Запада» [Электронный ресурс]. URL: https:// digitalsubstation.com/blog/2017/02/08/opyt-teleupravleniya-oborudovaniem-podstantsij-na-severo-zapade/ (дата обращения: 25.09.2020).

3. «Система телеуправления в электроэнергетике» [Электронный ресурс]. URL: https:// www.elektro.ru/articles/detail/sistema-teleupravleniya-v-elektroenergetike/ (дата обращения: 25.09.2020).

4. Скорняков А.Л. Использование средств телемеханики и телеуправления в целях повышения надежности электроснабжения потребителей // Энергонадзор и энергобезопасность. 2006. № 4.

УДК 621.316.94

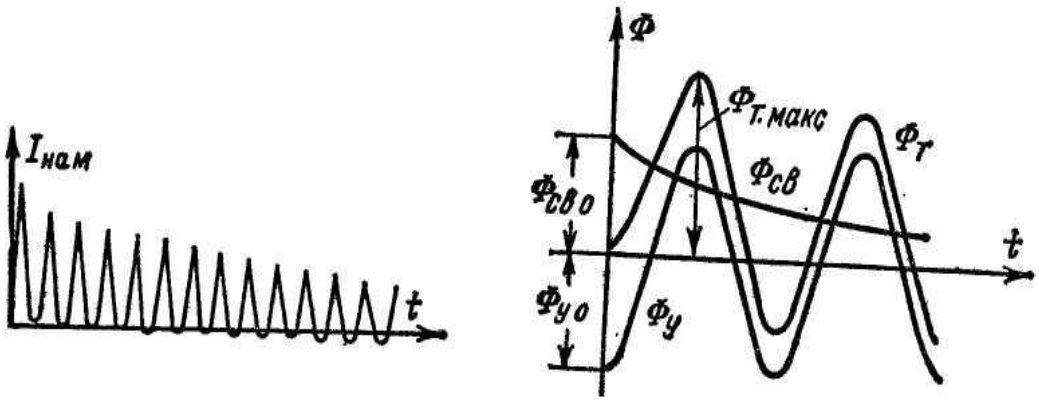
МЕТОДЫ БЛОКИРОВКИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ОТ БРОСКОВ ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ

А.Б. Майнин[1], И.Ю. Базеева[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]mainin.aleksander@yandex.ru, [2]baaireny@gmail.ru
Науч. рук. Ф.Р. Сиразутдинов

Изложены основные принципы построения дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) от бросков тока намагничивания (БТН), используемые в настоящее время. Приведено сравнение организации таких защит на терминалах разных компаний производителей: «ЭКРА», «Schnider Electric».

Ключевые слова: трансформатор, бросок тока намагничивания, гармоника, дифференциальная защита, тормозная характеристика.

Бросок тока намагничивания (БТН) появляется при включении под напряжение силовых трансформаторов, а также при восстановлении на них напряжения после отключения внешнего КЗ в обмотке, питающей трансформатор и может достигать 5–8-кратного значения номинального тока, но он быстро затухает и через 0,5–1 с становится намного меньше номинального (см. рисунок).



а *б*

Характер изменения намагничивающего тока по времени (*а*) и магнитные потоки в сердечнике трансформатора при включении его под напряжение (*б*)

Быстрое увеличение тока намагничивания происходит вследствие насыщения магнитопровода трансформатора. Оно появляется внезапно при подаче напряжения на трансформатор. Схожим образом происходит и после отключения КЗ при восстановлении напряжения.

В ходе работы были рассмотрены методы блокировки ДЗТ от БТН таких фирм производителей как «ЭКРА» и «Schnider Ellectric».

Дифференциальная защита терминала SEPAM T87 выполнена пофазной. Она состоит из дифференциальной отсечки и чувствительной дифференциальной защиты с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам. Для предотвращения ложного срабатывания ДЗ в режиме БТН фирмой «Schneider Electric» использован способ замера в дифференциальном токе величины 2-й гармоники, которая появляется при включении трансформатора под напряжение.

Дифференциальная защита терминалов «ЭКРА» контролирует уровень второй гармоники в дифференциальном токе. Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе. По опыту эксплуатации рекомендуем уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10 %, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 15 %.

По мере изучения методов блокировки дифференциальной защиты от БТН были определены два основных принципа торможения высшими гармониками: торможение величиной (амплитудой) высшей гармонической составляющей и торможение коэффициентом гармоники (относительной гармоникой).

Под коэффициентом гармоники понимается отношение амплитуды высшей гармоники к амплитуде первой гармоники; это отношение обычно выражается в процентах. Основным недостатком торможения величинами высших гармоник является то, что при изменении величины токового сигнала при одном и том же режиме изменяются и величины гармонических слагающих. При искажении дифференциального тока вследствие насыщения ТТ резко изменяется его форма, а значит, и его спектр. В этом отношении коэффициент гармоник имеет преимущество перед их амплитудами, заключающееся в следующем. С изменением токового сигнала по величине, а может даже и по форме, в каком-либо одном режиме величины гармонических слагающих изменяются в какой-то мере пропорционально друг другу. Значит, коэффициенты гармоник в этом режиме претерпят значительно меньшие изменения, чем просто величины гармонических слагающих.

В современных микропроцессорных терминалах применяется второй способ торможения высшими гармониками, т. е. торможение коэффициентом гармоники. Различие состоит лишь в выявление этих самых высших гармоник. Самая подробная методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов была предоставлена фирмой Schneider Electric, организованная на терминале SEPAM T87.

Литература

1. Алексаедров А.М. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87) // Техническая коллекция Schneider Electric. 2007. Вып. 9. 19 с.

2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 1991. 496 с.

3. Купарев М.А. Влияние гармоник и бросков тока намагничивания на ДЗТ трансформаторов // Электро. Электротехника. Электроэнергетика. Электротехническая промышленность. 2007. № 3.

4. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. Л.: Энергоиздат, 1981. 137 с.

5. «Электрическая цепь. Линейные и нелинейные электрические цепи и нагрузки. Высшие гармоники и интергармоники» [Электронный ресурс]. URL: http://arc.380v.ru/el-28012016.pdf (дата обращения: 10.01.2019).

УДК 621.316.1

ЦЕХОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЕМ 6(10)/0,4кВ. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ

А.В. Маркова[1], Р.И. Сиразетдинова[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]annavalmar@icloud.com, [2]sirazetdinova_regina@mail.ru

Науч. рук. В.В. Максимов

Предлагается рассмотрение возможности уменьшения мощности цеховых трансформаторов 0,4/6(10) кВ при их параллельной работе. Предложено сравнение расчета требуемой мощности и числа трансформаторов при раздельной и параллельной работе.

Ключевые слова: короткое замыкание, автоматический выключатель (АВ), максимальная токовая защита (МТЗ), мощность, трансформатор.

Причиной раздельной работы трансформаторов является увеличение тока короткого замыкания (КЗ) и необходимость селективного отключения.

Увеличение тока КЗ при параллельной работе трансформаторов вовсе не означает, что аппараты защиты будут неустойчивыми к этим токам КЗ. В том случае, если аппараты защиты неустойчивы к токам КЗ, необходимо их подключать к устойчивому групповому автоматическому выключателю (АВ) (см. п. 3.1.25 ПУЭ).

Увеличение тока КЗ вызывает необходимость увеличения сечения кабелей напряжением до 1 кВ по условию термической стойкости. Для обеспечения термической стойкости автоматического выключателя к токам КЗ необходимо применение токоограничивающих АВ [1]. В этом случае, как правило, определяющими при выборе сечения кабелей будет являться максимальная нагрузка и потери напряжения, а не термическая стойкость к токам КЗ.

Для обеспечения селективности максимальная токовая защита (МТЗ) линий должна быть выполнена с токовой блокировкой при внешнем КЗ [2]. Тогда при КЗ отключается только поврежденный трансформатор. При КЗ на линии к трансформатору или в самом трансформаторе действует токовая отсечка или МТЗ трансформатора. Защита отключает выключатель на линии и вводной АВ на стороне 0,4 кВ трансформатора. При отсутствии отключающего импульса на отключении вводного АВ действует расцепитель обратной мощности АВ, отключая вводной АВ при направлении тока КЗ в сторону поврежденного трансформатора.

После отключения вводного АВ поврежденного трансформатора восстанавливается напряжение на его шинах. В случае применения расцепителя обратной мощности выдержка времени принимается меньше выдержки времени МТЗ на линиях к трансформаторам.

При однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) защита от ОЗЗ действует без выдержки времени на отключения выключателя линии и вводного АВ.

Определим мощность и число трансформаторов при раздельной и параллельной работе при температуре окружающей среды Q_0 = 20°, продолжительности аварийной перегрузки t = 8 ч. В соответствии с табл. 11 [3] допустимый коэффициент перегрузки трансформатора K_2 = 1,4. Максимальная нагрузка на трансформаторы S = 2500 кВА. При раздельной работе двух трансформаторов расчетная мощность на каждый трансформатор определяется по выражению:

$$S'_{\text{расч}} = S / 2K_2.$$

При принятых исходных данных $S'_{\text{расч}} = 893$ Ква. К установке принимаются четыре трансформатора мощностью 1000 кВА каждый. При параллельной работе расчетная мощность на трансформаторы при отключении одного трансформатора определяется по выражению:

$$S''_{\text{расч}} = S / (n - 1)K_2,$$

где n – число параллельно включенных трансформаторов.

Принимая $n = 4$, находим $S''_{\text{расч}} = 600$ кВА. К установке принимаются трансформаторы мощностью 630 кВА каждый. В нормальном режиме при параллельной работе коэффициент нагрузки, определяемый по выражению:

$$K_1 = S/nS_{\text{расч}}, \text{ составит } K_1 \approx 1.$$

Однако, при КЗ на шинах 6(10)кВ теряют питания два трансформатора, подключенные к поврежденной секции шин. В этом случае необходимо ограничить нагрузку двух других трансформаторов, подключенных к неповрежденной секции, величиной

$$S = K_2 (n - 2) S_{\text{ном}} = 1{,}4 \cdot 2 \cdot 630 = 1764 \text{ кВА}.$$

Для осуществления параллельной работы необходимо соединить четыре трансформатора при помощи трех АВ. В соответствии с [4] время восстановления напряжения на сборных шинах составляет всего 2 ч, а удельная повреждаемость составляет 1 раз примерно в 40 лет.

Параллельная работа трансформаторов может быть применена для электроприемников I–III категории. Она регламентирована Правилами устройства электроустановок [5].

Литература

1. Манилов А.М., Каленюк А.А. Короткое замыкание в сети 0,4 кВ: пожара можно избежать // Энергетика и электрификация. 2018. № 3.

2. Манилов А.М., Каленюк А.А. Способ повышения эффективности действия токовой защиты и токовой отсечки трансформатора // Энергетика и электрификация. 2019. № 2.

3. ДСТУ 3463-96. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97, IEC 354-91) [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/viewer?url=/library/gosts_e64/gost_14209-97.pdf (дата обращения: 18.09.2020).

4. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / В.С. Дирацу [и др.]. Киев: Вища школа, 1974. 279 с.

5. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Моркнига, 2018. 512 с.

УДК 621.316.1

ОСНОВНЫЕ МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

А.В. Маркова[1], Р.И. Сиразетдинова[2], В.В. Максимов[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]annavalmar@icloud.com, [2]sirazetdinova_regina@mail.ru

Сначала определяются различные факторы неопределенности процесса планирования в распределительной сети, а затем анализируются методы планирования распределительной сети, которые считают распределенной генерацией (далее – РГ). Описывается мотивация разработки новых методов планирования распределительной сети в интеллектуальной сети. Общая установленная мощность РГ растет очень быстро, и это важнейший элемент в интеллектуальной сети [7]. Но есть еще некоторые технические, нормативные и другие препятствия на пути интеграции РГ в электроэнергетические системы.

Ключевые слова: модели оптимизации планирования распределительной сети, надежность, оптимизация, потокораспределение, система распределения электроэнергии.

Планирование и проектирование электроэнергетических распределительных сетей делится на три области [1]:

– это сделки стратегического или долгосрочного планирования с крупными инвестициями и основными конфигурациями сети в будущем;

– планирование или проектирование сети покрывает индивидуальные вложения в ближайшее время;

– проект строительства сети включает в себя структурный проект каждого сетевого компонента, принимая во внимание различные доступные материалы.

Основными недостатками предыдущих исследований распределения электроэнергии в области долгосрочного планирования характеризуются следующим [2]:

– проблемы планирования не сформулированы с практической точки зрения;

– игнорирование или неправильное применение ограничений по напряжению;

– игнорирование или неверно определенная количественная проблема надежности;

– не учтена ограниченность бюджета;

– неверно рассмотрены альтернативы маршрутов и размер проводников (новых и существующих);

– неверный многоступенчатый подход, гарантирующий оптимальность в целом.

Согласование многоступенчатой задачи часто достигается с помощью так называемой процедуры прямого, либо обратного пути [3–5].

В настоящее время большинство недостатков устранено, благодаря улучшению оптимизационных решений и изменениям, произошедшим в распределительной сети (например, больше распределенной генерации в сети), новым разработкам по расширению распределительной сети. Но при разработке плана интеграция РГ остается неправильно направленной. В [6, 7] РГ рассматриваются и сравниваются оптимальные методы планирования. Методы [6, 7] используются для оптимального размещения систем РГ с учетом неопределенностей. В обзорах основное внимание уделяется целевой функции и алгоритму. В [8] сетевом планировании рассмотрены проблемы с учетом РГ. Обзор фокусируется на регулирующем воздействии и формулировке оптимизации. Делается вывод, что большинство рассматриваемых методов принимают во внимание [9] ограничения по напряжению и альтернативы на маршрутах. Другие практические вопросы, такие как ограничения бюджета и вопросы надежности, также обычно включаются в разработку плана [10]. До сих пор в литературе планирование расширения сети РГ рассматривается как вспомогательный инструмент для удовлетворения роста нагрузки. Однако, в действительности операторы распределительной системы (далее – ОРС) не всегда могут планировать размещение подразделений РГ или ее вместимость [8].

Алгоритмы, используемые для решений по планированию сети с учетом роста спроса, но не РГ, были рассмотрены в [8] и [11], оптимизационные методы в основном относятся к категории методов математического программирования и эвристических методов. Математическое программирование находит оптимальное решение путем решения математической постановки задачи.

К задачам сетевого планирования относятся линейное программирование, динамическое программирование, нелинейное программирование и смешанное целочисленное программирование [12].

В основном метод математического программирования имеет недостаток, заключающийся в том, что окончательное решение зависит от исходных данных из-за использования приближенных значений.

Термин «эвристика» используется для описания всех техник, которые шаг за шагом генерируют, оценивают и выбирают альтернативы с помощью пользователя или без него [12]. Основные эвристические методы включают генетические алгоритмы, имитацию отжига, экспертные системы, оптимизацию роя частиц. Многие гибридные подходы были разработаны для решения проблемы сетевого планирования. Эвристические методы становятся все более и более популярными при решении сложных оптимизационных задач в самых разных областях, так как в результате получают решения, максимально приближенные к глобальным в рамках данного времени. В [7] сравниваются все методы оптимального планирования РГ.

Как правило, с одной стороны, методы математического программирования имеют недостаток в том, что на окончательное решение влияет начальная точка в связи с использованием приближенного значения. С другой стороны, главный недостаток эвристического подхода заключается в том, что нет никакой гарантии, что оптимальное решение может быть найдено.

Неопределенности со стороны РГ ставят ОРС перед серьезными проблемами: что укреплять, где и когда расширять систему, чтобы сделать рентабельные соединения и воспользоваться преимуществами подключенных блоков РГ.

По этой теме существует не так много исследований, включая некоторые модели планирования распределительной сети с планированием РГ и модели расширения трансмиссии. Следует продолжить исследования по следующим четырем аспектам: переменные, цель, ограничения и горизонт планирования.

Литература

1. Lakervi E., Holmes E.J. Electricity distribution network design. London: P. Peregrinus on behalf of the Institution of Electrical Engineers, 1995. 325 p.

2. Vaziri M., Tomsovic K., Gönen T. Distribution Expansion Problem Revisited PART 1: Categorical Analysis and Future // IASTED Power and Energy Systems Proceedings. 2000. Pp. 283–290.

3. Кувабара Х., Нара К. Многолетнее и мультигосударственное планирование расширения распределительной системы за счет многоэтапного обмена // Энергетические системы. 1997. Т. 12, № 1. С. 457–463.

4. Миранда В., Ранито Дж.В., Проенка Л.М. Генетические алгоритмы в оптимальном планировании многоступенчатой распределительной сети // Энергетические системы. 1994. Т. 9, № 4. С. 1927–1933.

5. Рамирес-Росадо И.Х., Гонен Т. Псевдодинамическое планирование расширения электроэнергетической распределительной системы // IEEE Transactions on Power Systems. 1991. Т. 6, № 1. С. 245–254.

6. Аларкон-Родригес А., Олт Г., Галлоуэй С. Многокритериальное планирование распределенных энергоресурсов: обзор современного состояния // Обзоры возобновляемой и устойчивой энергетики. 2010. Т. 14, № 5. С. 1353–1366.

7. Раджкумар Вирал и Д. К. Хатод. Оптимальное планирование распределительной системы генерации: обзор // Обзоры возобновляемой и устойчивой энергетики. 2012. Т. 16, № 7. С. 5146–5165.

8. Ялин Хуанг, Альвехаг К., Сёдер Л. Влияние регулирования на распределительные системы с распределенной генерацией // Тр. 9-й Междунар. конф. по европейскому энергетическому рынку. Флоренция, 2012. С. 1–8.

9. Кармен Л. Борхес, Винисиус Ф. Мартинс. Планирование многоступенчатого расширения для активных распределительных сетей по запросу и неопределенность распределенной генерации // Международный журнал электроэнергетики и энергетической системы. 2012. Т. 36, № 1. С. 107–116.

10. Гангули С., Саху Н.С., Дас Д. Одно- и многоцелевое планирование электрических распределительных сетей с использованием оптимизации роя частиц // Applied Soft Computing. 2011. Т. 11, № 2. С. 2391–2405.

11. Хироюки Мори и Хироки Какута. Новый метаэвристический метод для вероятностного планирования расширения сети передачи // IEEE Power and Energy Society. 2010. С. 1–6.

12. Классификация публикаций и моделей планируемых расширений передачи / Дж. Латорре [и др.]. // IEEE Transactions. 2003. Т. 18, № 2. С. 938–946.

УДК 621-313.3

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Махмутов Б.Ф.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
bulat.makhmutov@inbox.ru
Науч. рук. О.В. Воркунов

Представлена диагностика и определение места повреждения кабельных линий.

Ключевые слова: диагностика, техническое состояние, испытание повышенным напряжением, изоляция.

Диагностическое обследование кабельных линий заключается в определении мест с ослабленной изоляцией и отыскании зоны повреждения. В результате диагностики КЛ определяется возможность дальнейшей эксплуатации, необходимости вывода линии для проведения ремонта или замены поврежденного участка.

Технология ДИАКС по диагностике КЛ отрабатывалась в США и Канаде на КЛ 140кВ. и выше, питания городов, то есть при высокой внешней помеховой нагрузке, а также на гидростанциях, ТЭЦ и кабельных сетях в России и республике Куба.

Определение технического состояния кабельных линий можно разделить на два этапа: измерение электроразрядной активности (ЭРА) приходящий из КЛ на концевые кабельные муфты и проведение локации источника сигнала по длине КЛ.

Диагностика КЛ базируется на статистических данных, говорящих о том, что 99 % всех повреждений КЛ связано с вмешательством в конструкцию КЛ. Основными местами повреждений являются кабельные муфты. Хотя, современные технологии разделки КЛ и монтажа муфт, позволяют снизить воздействие человеческого фактора, всё равно эти места остаются самыми повреждаемыми.

Исходя из понимания этой проблемы, основными местами важными для диагностики являются участки кабеля рядом с муфтами. Если КЛ доступна по всей длине, то локация источника дефекта может быть проведена с большой точностью и достаточно малыми временными затратами. В случае если КЛ проложена в земле, или доступ к ней ограничен по каким то причинам, то поиск места дефекта превращается в трудоёмкую операцию, описание которой будет приведено ниже.

Диагностика кабельных линий 6–35 кВ.

Для того чтобы сказать есть ли проблемы в КЛ (для бумаго-масляных и полиэтиленовых кабелей), достаточно на любом из концов установить датчик на саму КЛ или поводок заземления (рис.1) По форме сигнала можно определить тип дефекта - искрение в контактах или ЧР в изоляции.

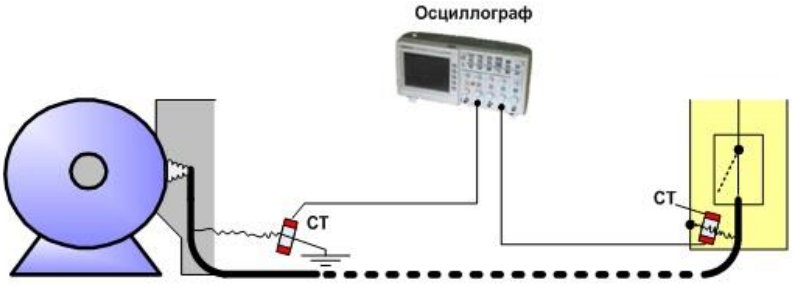


Рис.1. Измерения ЭРА в кабельной линии под рабочей нагрузкой

В случае с наличием источника ЧР, расстояние до него можно рассчитать по запаздыванию сигнала отраженного от другого конца КЛ (рис. 2), а затем уточнить расстояние, проведя все те же измерения с другого конца КЛ.

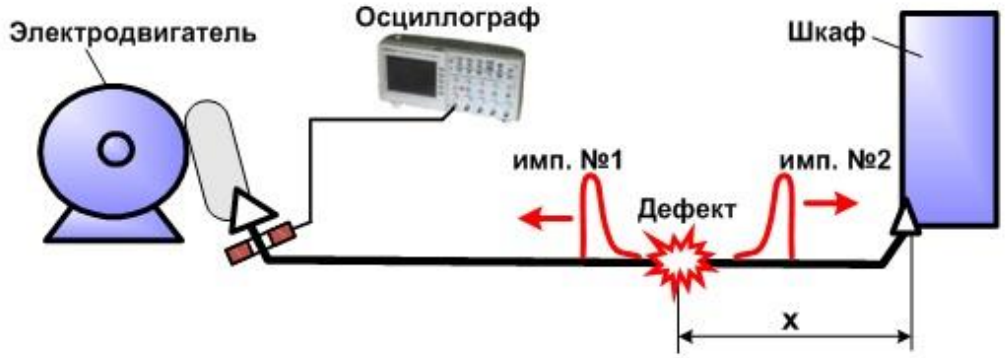


Рис. 2. Определение координаты дефекта в кабельной линии при фиксации осциллограмм на двигателе

При измерениях на КЛ, проложенных в земле, необходимо понимать, что расстояние от конца КЛ до места дефекта, определённое электрическими измерениями может значительно отличаться от реальной топографии на местности из-за условий прокладки кабелей (обход тепловых и кабельных трасс, канализации и т. д.). Для уточнения расстояния, в случае необходимости ремонта, используется метод ввода сигнала от эталонного PD генератора в КЛ и его фиксация с обоих концов. Затем производится расчёт расстояния до введённого сигнала и сравнивается с расстоянием источника реального сигнала. Вводится коррекция расстояния и уточняется место дефекта (рис. 3).

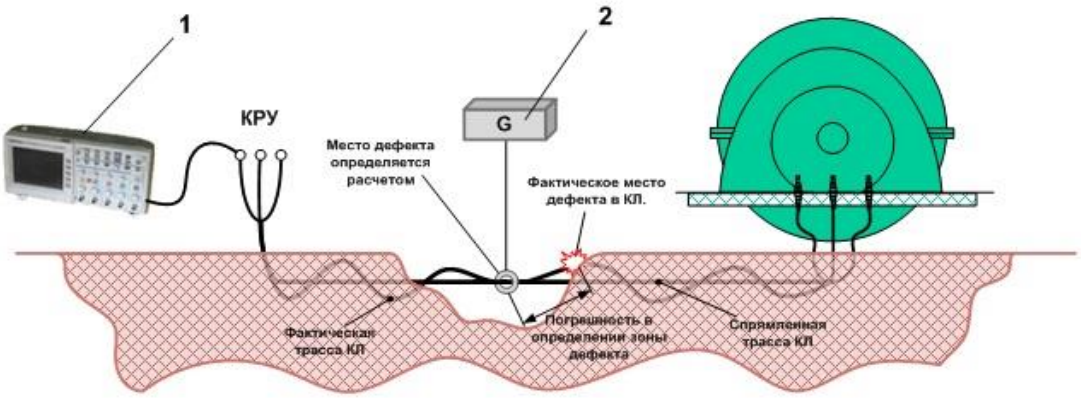


Рис. 3. Уточнение места дефекта, введением внешнего импульса от градуировочного генератора: *1* – *G* (градуировочный генератор); *2* – осциллограф

Все работы проводятся на рабочем напряжении, КЛ находится под нагрузкой. Таким же образом уточняется место дефекта, в случае если кабель доступен для обследования (кабельные п/этажи, тоннели и т.д.). Сигнал от эталонного генератора PD-импульсов вводится в КЛ, проводится сравнение и смещается в сторону дефекта до полного совпадения с реальным сигналом от дефекта.

Кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена и полиэтилен - резиновой изоляцией практически не имеют частичных разрядов и, соответственно, их невозможно измерить на концах линии. Но в местах разделки кабельных линий, для установки муфт, изоляция выполняется другими материалами и появляется возможность фиксации ЧР, если есть к ним доступ.

В КЛ с такого типа изоляцией можно активировать ЧР с помощью приложения короткого импульса обратной полярности.

Амплитуда импульса не превышает рабочей амплитуды напряжения и не воздействует на неповреждённые участки изоляции, а в уже имеющихся полостях активирует частичные разряды которые «горят», поддерживаемые рабочим напряжением. В этот период и производится замеры. Поиск места дефекта таким методом более трудоемкий, чем локация мест дефектов в бумаго-масленых кабелях, но при необходимости это единственный реальный способ измерения.

Литература

1. Подлесный В., Млынчик Т. Диагностика кабельных линий: у ворот в новую эпоху [Электронный ресурс]. URL: https://www.elec.ru/articles/diagnostika-kabelnyh-linij-u-vorot-v-novuyu-epohu/ (дата обращения: 11.09.2020).

2. Шабанов В.А. Диагностика кабельных линий // КАБЕЛЬ-news. 2009. № 9.

3. «Методика испытаний силовых кабельных линий 6–10 кВ» [Электронный ресурс]. URL: https://www.etlpro.ru/ (дата обращения: 11.09.2020).

4. Булыга В.В. О перспективах использования неразрушающих методов диагностики кабельных линий в «Псковэнерго» // Кабель-news. 2008. № 5.

УДК 621.31

ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

И.А. Минаев
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
enhtane@gmail.com
Науч. рук. О.В. Воркунов

Предложен метод ремонтных работ под напряжением. Представлены положительные эффекты от внедрения работ под напряжением и описаны основные схемы работ под напряжением.

Ключевые слова: работа под напряжением, травматизм, безопасность персонала, средства защиты.

В настоящее время выполнение работ по обслуживанию и ремонту под напряжением на воздушных линиях и распределительных устройствах, пока не получила широкого распространения на территории России. Однако данный вид работ широко используется во многих развитых странах мира (Германия, США, Япония, Венгрия, Чехия, Англия и др.).

Работа под напряжением (РПН) – это форма технического обслуживания и ремонта распределительных электросетей, в которой не снимается рабочее напряжение, а работы осуществляются в штатном режиме работы электроустановки [1].

По данным мониторинга производственного травматизма на предприятиях электроэнергетики Министерства энергетики Российской Федерации за 2012–2019 гг. пострадало 1614 человек. Из них 305 от поражения электрическим током. В среднем 19 % пострадавших получили травмы в результате поражения электрическим током (рис. 1).

Рис. 1. Травматизм в энергетике

В связи с опасностью поражения персонала электрическим током, необходима особая внимательность и неукоснительного соблюдения мер безопасности. При выполнении работ без снятия напряжения безопасность персонала обеспечивается по одной из трех схем.

Первая схема: провод под напряжением – изоляция – человек – земля. Эта работа предусматривает, что работник будет находиться на земле или на заземленной конструкции. А все действия на распределительных устройствах или на ЛЭП обязательно будут производиться при помощи средств защищенных от электричества.

Вторая схема: провод под напряжением – человек – изоляция – земля. Такой метод работ должен обязательно соблюдать правило единого потенциала. Это означает, что все члены бригады, инструмент и рабочие площадки должны подводиться к одному и тому же потенциалу, что и ЛЭП. Человек при этом обязан одевать специальный экранирующий комплект одежды [2].

Третья схема: провод под напряжением изоляция – человек – изоляция – земля. Работник, в этой ситуации, подлежит одновременной защите изолирующими элементами от токоведущих частей и земли.

Положительные эффекты от внедрения РПН:

1) безопасность персонала. Опыт зарубежных стран показывает, что больше всего людей гибнет именно при выполнении работ на электроустановках при отключении, а при работе под напряжением несчастных случаев нет. Персонал, выполняющий работы под напряжение, осознавая особую ответственность работ, действует более внимательно и организовано, при подготовке рабочего места и выполнении отдельных операций обращает более сильное внимание на достаточность мер безопасности и исправное состояние защитных средств и приспособлений;

2) сохранение нормального режима работы электрической сети и схемы электроснабжения;

3) сохранение коммутационного ресурса оборудования;

4) предотвращение возможного ущерба у потребителя, связанного с выводом из работы отдельных участков электрической сети;

5) повышение производительности труда, путем сокращения потерь времени на согласование заявок, затрат, связанных с отключением (и обратным включением) участков сети (рис. 2);

6) повышение уровня квалификации персонала и культуры производства работ.

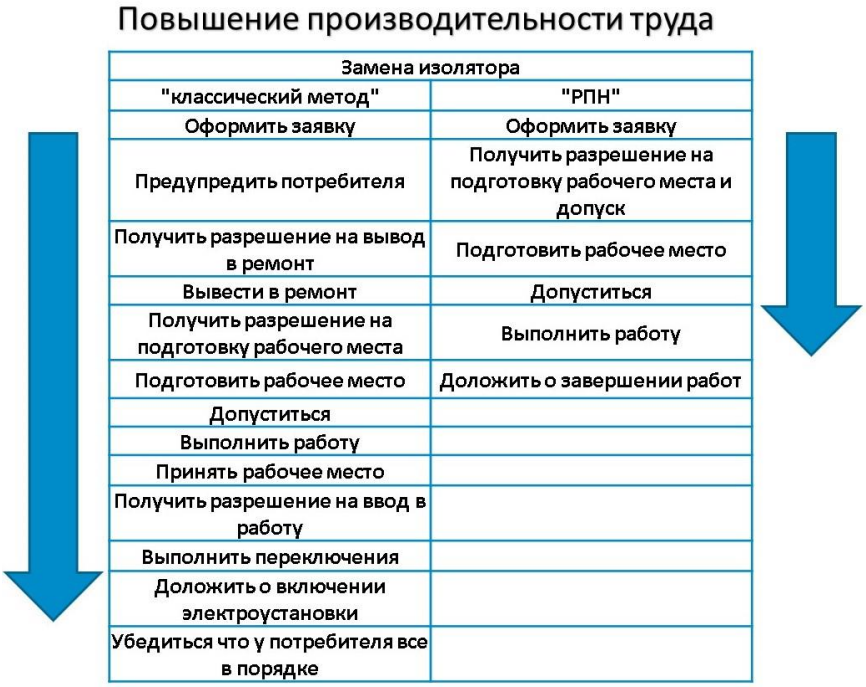


Рис. 2. Повышение производительности труда

Литература

1. Коротун В. Работы под напряжением в электроустановках: методы проведения работ, меры защиты [Электронный ресурс]. URL: https:// www.asutpp.ru/rabota-pod-napryazheniem.html (дата обращения: 08.09.2020).

2. Повышение безопасности работ в электрических сетях при работах под напряжением / О.Е. Кондратьева [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 2 (47). С. 136–139.

УДК 621.316.933

ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Г.Ф. Миннебаев
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
gayaz.minnebaev@mail.ru
Науч. рук. О.В. Воркунов

Рассматривается обслуживание разрядников и ОПН.

Ключевые слова: ОПН, разрядники, обслуживание ОПН, обслуживание разрядников.

При работе высоковольтных электроустановок образуются напряжения, которые могут значительно превышать номинальные значения. Эти перенапряжения могут нарушать электрическую изоляцию элементов оборудования и вызывать нарушение его работы.

В настоящее время для защиты электрооборудования от импульсных перенапряжений применяют такие высоковольтные приборы, как разрядник (РВ) и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Основными элементами РВ являются искровой промежуток и последовательно включенный с ним нелинейный резистор. Искровой промежуток отделяет токоведущие части от заземления, а при появлении импульса перенапряжений срезает волну опасного перенапряжения, обеспечивая при этом гашение дуги тока, проходящего вслед за импульсным током, при первом прохождении его через нулевое значение. Одно из основных требований, предъявляемых к разряднику – гарантированная электрическая прочность при промышленной частоте (разрядник не должен пробиваться в нормальном режиме работы сети). Наблюдение за работой РВ осуществляется по показаниям регистраторов срабатывания, которые включаются последовательно в цепь разрядник – земля, и через них проходит импульсный ток. При появлении в смотровом окошке регистратора срабатывания риски регистратор перезаряжают, то есть меняют плавкие вставки. При осмотрах РВ обращают внимание на целостность фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений. Грязь на поверхности покрышек искажает распределение напряжения вдоль разрядника, что может привести к его перекрытию. Аналогичная картина может иметь место, если не покрашены головки и гайки болтов: вследствие этого на поверхности фланцевых покрышек могут появиться подтеки ржавчины. Представляет опасность высокая трава вблизи разрядника, которая может зашунтировать его нижние элементы. Сопротивление разрядника измеряют мегомметром на 2,5 кВ и полученную величину сопоставляют с результатами предыдущих измерений. После этого определяют токи проводимости при приложении выпрямленного напряжения, которые должны быть в допустимых пределах. Испытывают разрядники переменным напряжением, превышающим допустимое на 20 %, в течение 2 мин. Отсутствие пробоев или потрескиваний в разряднике свидетельствует о его исправности.

В процессе эксплуатации измерение тока проводимости или тока утечки разрядников производят один раз в шесть лет и в тех случаях, когда при измерении мегомметром 2,5 кВ обнаружено изменение сопротивления разрядника на 30 % и более. Пробивное напряжение измеряют также один раз в 6 лет.

Ограничитель перенапряжения – представляет собой разрядник без искровых промежутков. Активная часть состоит из последовательного набора варисторов, проводимость которых нелинейно зависит от приложенного напряжения. Разрядник без искровых промежутков обладает особой быстротой срабатывания: при возникновении перенапряжения сопротивление такого разрядника резко снижается, возрастая сразу после прохождения заряда (менее чем за 1 нс). При этом сохраняется стабильность характеристики варисторов после многих срабатываний вплоть до окончания указанного срока эксплуатации, что устраняет необходимость в эксплуатационном обслуживании. ОПН как правило, не подлежат ремонту. Эксплуатационный надзор предусматривает обязательный внешний осмотр и очистку ОПН от загрязнений, которая выполняется с лестниц, без опирания ими на корпус ОПН, либо с применением механизмов. Очистку ОПН в полимерном корпусе следует производить сухой ветошью, не оставляющей волокон, или промывать мыльным раствором. Места сильного загрязнения необходимо очищать тампоном, смоченным спиртом. Применение масел, бензина, бензола, ацетона и металлических щеток не допускается. В случае значительного загрязнения внешней изоляционной поверхности, ОПН следует заменить. При осмотре ОПН, производимом оперативным персоналом, особое внимание необходимо обращать на наличие загрязнений ОПН, целостность подводящих и заземляющих цепей и состояние предохранительных клапанов элементов (при наличии).

Периодически (при ремонте основного оборудования электроустановки) необходимо проверять качество затяжки болтовых соединений крепления и подсоединения ОПН.

Таким образом, ограничители перенапряжений и разрядники предназначены для использования в качестве основных средств защиты для электростанций и электрооборудования средних и высоких напряжений переменного тока от коммутационных и грозовых перенапряжений. Поэтому их своевременное обслуживание является важной задачей персонала. Сейчас не смотря на то что ОПНы немного дороже разрядников, они наиболее часто встречаются, так как ОПНы меньшего размера и просты в эксплуатации по сравнению с разрядниками.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Л.К. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 9-е изд., испр. М.: Издательский центр «Академия», 2013. 448 с.

2. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. М.: ЭНАС, 2011. 320 с.

3. «Железные дорого» [Электронный ресурс]. URL: https://lokomo.ru/ (дата обращения: 01.09.2020).

УДК 621-313.3

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

А.В. Миннибаев
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
mvaydan@gmail.com
Науч. рук. В.В. Максимов

Показаны результаты исследования одного из методов сокращения потерь в распределительном трансформаторе. Метод анализирует эффект использования алюминиевых электромагнитных экранов в распределительном трансформаторе. Целью размещения электромагнитных экранов в стенках бака распределительного трансформаторного бака является уменьшение паразитных потерь.

Хотя эффективность современных трансформатор выше 99 %, потери, возникающие в них, по-прежнему значительны. Настоящее исследование направлено на дальнейшее повышение их эффективности. Эффективность распределительного трансформатора постоянно увеличивалась с внедрением улучшенных материалов и методов производства. Но даже в этом случае в среднем 26 % потерь при распределении по-прежнему связаны с распределительными трансформаторами. Вышеуказанные цифры потерь являются следствием среди прочих, большого количества установленных трансформаторов. В экспериментах использовался трансформатор кожухового типа на 500 кВА.

Ключевые слова: Диэлектрические потери, измерения потерь, экранирование, трансформатор, сердечники трансформаторов.

Основные усилия по снижению потерь при нагрузке направлены на снижение паразитных потерь. Для сокращения этих потерь требуется уменьшение магнитного потока.

Для этого размещается физический барьер – экран, между электромагнитным источником поля и интересующей нас областью. Защитные материалы включают магнитные и электропроводящие материалы. Магнитные материалы – материалы высокой проницаемости, при их применении защита происходит благодаря эффекту «шунтирование тока». В этом случае ток от источника отводится в магнитный материал в сторону от области, которая должна быть экранирована. Электропроводящие материалы – это материалы с высокой электропроводимостью, при их применении защита происходит благодаря феномену, известному как «компенсация вихревых токов». В этом случае в проводнике индуцируются токи, которые создают магнитные поля, которые частично нейтрализуют поля, исходящие из источника.

Паразитные потери возникают из-за вихревых токов, наводимых в металлических частях трансформатора; например, в зажимах и в стенках резервуаров. Паразитные потери являются следствием многих факторов, в том числе: физическая геометрия сердечников и обмоток, класс напряжения трансформатора и материал, из которого изготовлен резервуар.

Основные потери нагрузки – это I^2R потери. Паразитные потери увеличиваются с увеличением роста номинала трансформатора (рис. 1).

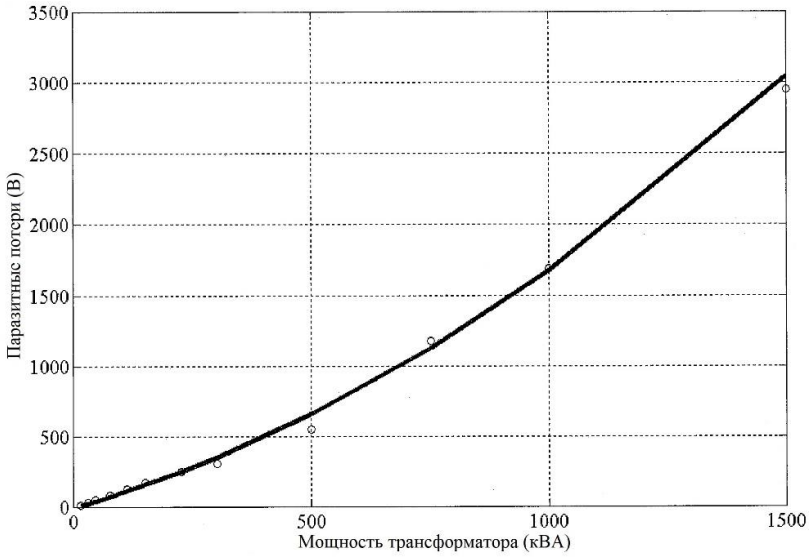


Рис. 1. Паразитные потери в зависимости от мощности трансформатора при температуре 85 °С

Из рис. 1 видно, что паразитные потери возрастают с увеличением мощности трансформатора. Следовательно, применение экранирования в трансформаторах малой мощности не приведет к уменьшению

паразитных потерь. Используя метод подбора наименьших квадратов, паразитные потери, которые можно уменьшить за счет экранирования выражаются, как функция номинала трансформатора, следующим образом:

$$P_{\text{паразитное}} = 0{,}0007\ (\text{кВА})^2 + 0{,}9838\ (\text{кВА}) - 4{,}7359.$$

Отношение паразитных потерь к потерям нагрузки ($P_{S/L}$) было оценено с использованием регрессионного анализа:

$$(P_{S/L}) = 0{,}0393\ (\text{кВА})^{0{,}2056}.$$

График на рис. 2 отображает зависимость $P_{S/L}$ от мощности трансформатора.

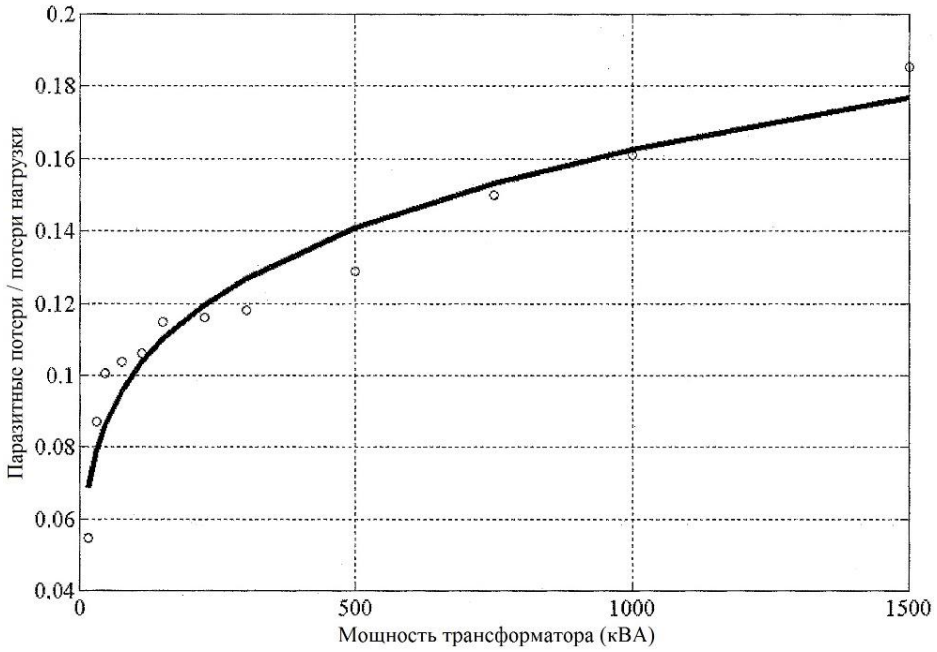


Рис. 2. Паразитные потери в зависимости от мощности трансформатора

Магнитный экран состоит из большого количества пакетов алюминиевых пластин, установленных на вертикальных сторонах бака. Высота алюминиевого экрана равна высоте стального резервуара и зазор между пластинами составляет порядка 0,3мм.

Потери нагрузки и паразитные потери измеряются в трех состояниях: *1* – без экрана; *2* и *3* – с алюминиевым экраном толщиной 1,2 и 10 мм, соответственно.

В таблице указаны измеренные значения паразитных потерь и эффективность для 2-го и 3-го состояний.

Паразитные потери

Замер	Паразитные потери, Вт	Процент снижения потерь относительно замеров без экрана	Эффективность, %
Экран 1,2 мм	504,139	0	99,09
Экран 10 мм	4116,99	20.9	99,12

Потери нагрузки без экрана составили 504,12 Вт. То есть базовая эффективность составила 99,09 %.

Замеры показали, что паразитные потери увеличиваются на 20,9 %, в случае, если не использовался 10-миллиметровый алюминиевый экран. С другой стороны, потери между 1,2-миллиметровым экраном и неэкранированным корпусом незначительны, так как глубина проникновения больше, чем толщина алюминиевого экрана, поэтому плотность магнитного потока достигает углеродистую сталь. Для случая стального резервуара, когда глубина проникновения меньше, чем толщина стальной стенки, половина толщины пластины и внутренняя часть пластины остается ненамагниченной, а магнитный поток и вихревые токи ограничиваются слоем глубиной поверхности пластины.

Размещение алюминиевого экрана на внутренней стенке резервуара трансформатора снижает паразитные потери из-за наведенных токов значительной величины в экране, создающих магнитное поле, которое частично нейтрализует поле инцидента. Другими словами, индуцированная плотность магнитного потока противоположна плотности магнитного потока инцидента. Суперпозиция индуцированного поля и поля инцидента создает общее поле, которое отталкивается от поверхности резервуара.

Важно признать, что вышеописанное явление происходит независимо от применения алюминиевых пластин. Тогда разница, основанная на свойствах материала; для углеродистой стали $\sigma\mu_T$ порядка $2 \cdot 10^{10}$, в то время как для алюминиевого экрана это значение в 500 раз меньше, т. е. $3{,}8 \cdot 10^{7}$, что находит отражение в потерях.

Представленные общие результаты показывают, что паразитные потери могут быть значительно снижены при применении электромагнитного экранирования в корпусе трансформатора. При исследовании стенки резервуара были облицованы алюминиевой фольгой. В случае, когда алюминиевый экран толщиной 10 мм не был использован, наблюдалось увеличение паразитных потерь на 20,9 %.

Литература

1. Lee C., Jung H.K. Two-Dimensional analysis of three-phase transformer with load variation considering anisotropy and overlapped stacking // IEEE Transactions on Magnetics. 2000. Vol. 36. Pp. 693–696.

2. Mechler G.F., Girgis R.S. Magnetics flux distributions in transformer core joints // IEEE Transactions on Power Delivery. 2000. Vol. 15. Pp. 198–203.

3. Tenyenhuis E.G., Mechler G.F., Girgis R.S. Flux distribution and core loss calculation for single phase and five limb three phase transformer core designs // IEEE Transactions on Power Delivery. 2000. Vol. 15. Pp. 204–209.

УДК 621.316.11

ВЛИЯНИЕ СПОСОБА МОДЕЛИРОВАНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА НА РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

И.А. Муратаев[1], Г.А. Муратаева[2], Х.С. Ниязов[3], А.Н. Кабылбеков[4]

[1,2,3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1,2,3,4]esis00@mail.ru

Рассмотрены вопросы влияния способа моделирования компенсирующего устройства на значения потерь в электрической сети. Произведен расчет параметров установившегося режима электрической сети при различных способах математического моделирования устройств компенсации реактивной мощности.

Ключевые слова: моделирование, энергосистема, режим энергосистемы, электрическая сеть.

Потери мощности в электрических сетях являются важным показателем эффективности её работы. Для определения величины потерь мощности, актуальным является задача расчет установившегося режима электрической сети. Одним из способов уменьшения потерь является применение устройств компенсации реактивной мощности. Способы моделирования устройств компенсации реактивной мощности могут оказывать влияние на получаемые результаты, что может привести к некорректной оценке экономической эффективности электросетевого предприятия в целом.

Расчет установившегося режима электроэнергетической системы принадлежит к числу задач часто решаемых на всех уровнях диспетчерского управления, а также в проектных и научно-исследовательских организациях. Определение потокораспределения производится для проверки допустимости режима при краткосрочном, долгосрочном и перспективном планировании, для разрешения заявок на ремонт основного оборудования электрических сетей и электростанций, при выборе уставок противоаварийной автоматики и определения экономической эффективности.

Режим электроэнергетической системы характеризуется такими параметрами как: генерируемая мощность генераторных узлов, активные и реактивные мощности нагрузок или токи в узлах, соответствующие нагрузкам, потоки мощности, а также токи в ветвях, модули и фазы узловых напряжений.

Нагрузочные узлы электроэнергетической системы могут задаваться не только мощностью активных и реактивных нагрузок, но и содержать источники генерации реактивной мощности, при подключении к шинам низкого напряжения устройств компенсации реактивной мощности.

При расчетах установившихся режимов устройства компенсации реактивной мощности моделируются шунтом $B_{\text{к.у}}$ или источником тока $J_{\text{к.у}}$. При этом параметры шунта постоянны для номинального напряжения нагрузки и определяются по формуле:

$$B_{\text{к.у}} = \frac{\dot{Q}_{\text{к.у}}}{3U^2}.$$

Величина тока пропорциональная мощности компенсирующего устройства при номинальном напряжении определяется по формуле:

$$J_{\text{к.у}} = \frac{\dot{Q}_{\text{к.у}}}{3U}.$$

В большинстве случаев расчет установившегося режима выполняется методом Ньютона, в котором основной моделью устройств компенсации реактивной мощности является идеальный источник тока [1]. При этом значение генерируемой реактивной мощности считается независящей от напряжения на шинах, к которым подключены компенсирующие устройства. В случае представления компенсирующего

устройства шунтом величина реактивной мощности пропорциональна квадрату напряжения в узле. Таким образом, результаты расчета будут зависеть от способа задания устройств компенсации реактивной мощности.

Схема исследуемой электроэнергетической системы показана на рисунке. Электрическая сеть напряжением 110 кВ запитана от шин среднего напряжения ПС «Семетей», питание которой осуществляется от шин 220 кВ ПС «Тулебердиева». Значения мощностей нагрузки в узлах электрической сети приведены к напряжению 110 кВ и также показаны на рисунке.

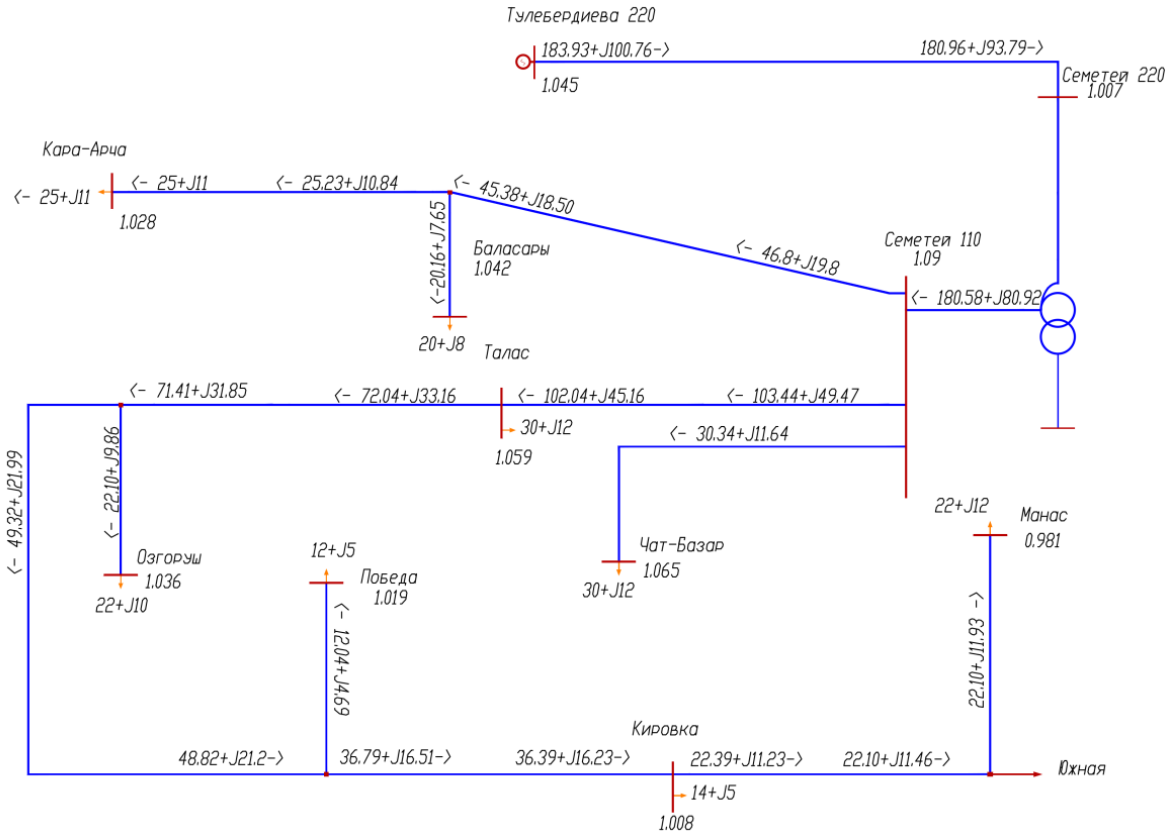


Схема электрической сети

В результате расчета установившегося режима исследуемой электроэнергетической системы, определены значения потерь активной и реактивной мощности в ветвях электрической сети, а так же напряжения в узлах для двух способов моделирования устройств компенсации реактивной мощности [2].

Из полученных в результате расчетов данных видно, что модули узловых напряжений, имеют незначительные отличия для двух случаев. Результаты узловых напряжений рассчитанных двумя методами в среднем отличаются на 0,15 %.

Отклонения в значениях потерь мощности в ветвях электрической сети превышают 5,1 % при различных способах задания компенсирующих устройств. Следовательно, в задачах определения экономической эффективности электросетевого предприятия следует использовать способ моделирования компенсирующего устройства шунтом, так как допущение о постоянстве мощности компенсирующего устройства может приводить к завышенным потерям в ветвях электрической сети.

Литература

1. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича [и др.]. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

2. Программа для расчета установившихся режимов электрических сетей «Optima W32»: ПрЭВМ 2013661415 Рос. Федерация № 2013619723; заявл. 21.10.13; опубл. 20.01.14.

УДК 621.316.11

АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ ЗНАЧИМОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

А.А. Назаров[1]
[1]Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, г. Смоленск
[1]nazarovaa105@yandex.ru
Науч. рук. В.П. Кавченков[2]
[2]Филиал «НИУ «МЭИ» в г. Смоленске, г. Смоленск
[2]vpkavchenkov@mail.ru

Представлена методика оценки схемно-режимной значимости элементов энергосистемы (ЭЭС) для определения приоритета их реконструкции. Предложен новый показатель схемно-режимной значимости элемента, который позволяет оценить относительный вес последствий аварийного отключения элемента для параметров режима и превентивных мероприятий по обеспечению надежности функционирования ЭЭС.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, надежность, управление режимом, реконструкция, ранжирование.

При разработке схем развития ЭЭС возникает вопрос о приоритете ликвидации одних проблемных мест в энергосистеме перед другими при ограниченных финансовых возможностях [1].

При реализации проектов важно оценить последствия аварийного отключения элемента, подлежащего реконструкции, для параметров режима [2]. Соответственно приоритет в реконструкции или капитальном ремонте должны иметь такие «узкие места» (элементы) ЭЭС, которые являются для нее наиболее ответственными. Их аварийное отключение приводит к наиболее серьёзным сетевым ограничениям и выходу параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений. При этом необходимые превентивные режимные мероприятия для недопущения таких последствий по критерию n–1 в наибольшей степени снижают технико-экономические показатели ЭЭС.

Для количественной оценки значимости элемента для режима работы ЭЭС предлагается использовать показатель схемно-режимной значимости (СРЗ) k-го элемента при его аварийном отключении. Он измеряется в относительных единицах (о.е.) от нуля до единицы включает в себя как характеристику последствий тяжести аварийного отключения элемента, так и характеристику влияния схемно-режимных мероприятий на технико-экономическую эффективность ЭЭС [5].

Возможные негативные для ЭЭС последствия при аварийном отключении ее элемента для режима и показателей ее технико-экономической эффективности, а так же основные превентивные режимные мероприятий приведены в [3, 4]. Негативные последствия режима выбираются службами ДЦ на основе расчета параметров электрического режима по критерию n-1 в нормальных и основных ремонтных схемах. Сравнение выбранных негативных последствий послеаварийного режима и превентивные мероприятия по степени их воздействия на ЭЭС проводится с использованием метода анализа иерархий [3, 5]. В табл. 1 представлен пример расчета коэффициента СРЗ для пяти элементов региональной энергосистемы.

Для определения «узких мест» предлагается учитывать сразу несколько показателей индивидуальной надежности и значимости для ЭЭС элементов [3, 4]. Они приводятся к единой шкале измерений [3, 4]. В [4] показано ранжирование показателей надежности для элементов ЭЭС по убыванию их надежности и возрастанию риска наступления негативных последствий при аварийном отключении, а также рассчитан интегральный показатель R индекс приоритетности реконструкции элемента. Итоговое значение показателя R и рекомендуемые виды технического воздействия на исследуемый элемент ЭЭС представлены в табл. 2.

Таблица 1

Результаты расчета показателя СРЗ элементов ЭЭС

Элемент ЭЭС	Коэффициент актуальности i-го негативного последствия послеаварийного режима					Коэффициент актуальности i-го мероприятия				СРЗ, о.е.	$N_{сх}$, шт.
	A	*B*	*C*	*D*	*E*	*F*	*G*	*K*	*L*		
ЛЭП 1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,013	2
ЛЭП 2	0	1	1	0	1	1	1	1	0	0,385	6
1СШ ПС 1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0,981	13
ЛЭП 3	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0,119	5
АТ1 ПС 1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	0,501	9

Примечание. *A* – снижение напряжения в контрольных пунктах (КП) ниже нижней границы графика; *B* – снижение напряжения в КП ниже минимально допустимого; *C* – перегрузка по току в контролируемых сечениях (КС) и/или ЛЭП (оборудования) в пределах длительно допустимой кратности (ДДК); *D* – перегрузка в КС и/или ЛЭП (оборудования) свыше ДДК; *E* – отключение потребителей, в том числе действием противоаварийной автоматики; *F* – изменение топологии электрической сети, приводящее к увеличению потерь электроэнергии; *G* – изменение топологии электрической сети, приводящее к снижению надежности электроснабжения потребителей; *K* – изменение режима работы включенного генерирующего оборудования; *L* – включение/отключение генерирующего оборудования для обеспечения критерия $n-1$; $N_{сх}$ – количество ремонтных схем, в которых необходимы превентивные мероприятия, шт.

Таблица 2

Ранги индивидуальных показателей надежности элементов ЭЭС и индекс приоритетности их реконструкции (*R*)

Элемент ЭЭС	Ранги индивидуальных показателей				*R*	Вид технического воздействия на элемент и необходимость усиления сети
	$N_{откл}$	ИТС	СРЗ	$N_{сх}$		
ЛЭП 1	1	3	5	5	0,7	Контроль технического состояния, капитальный ремонт
ЛЭП 2	5	5	4	3	0,85	Плановое диагностирование
1СШ ПС 1	4	1	1	2	0,4	Вывод из эксплуатации, реконструкция и усиление сети
ЛЭП 3	3	3	5	5	0,8	Контроль технического состояния, капитальный ремонт
АТ1 ПС 1	5	4	3	1	0,65	По результатам планового диагностирования

Примечание. $N_{откл}$ – число аварийных отключений за последние 5 лет, шт; ИТС – индекс технического состояния, о.е.

Приоритетным «узким местом» из рассматриваемых элементов ЭЭС является система шин на подстанции (1 СШ ПС 1), так как она имеет наименьший индекс $R = 0{,}4$. У этого элемента максимально выработан ресурс и значительно влияние на надежность режима ЭЭС при аварийном отключении. Его реконструкция должна включать как замену самого элемента, так и усиление близлежащей электрической сети. На это указывает высокое значение показателя СРЗ элемента вместе со значительным количеством ремонтных схем.

Литература

1. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. М.: ЗАО «Научно-технический центр промышленной безопасности», 2010. Сер. 17. Вып. 19. 56 с.

2. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия *n–i* при формировании структуры и выборе параметровэлементов ЭЭС. М.: ИСЭ им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 1999. 68 с.

3. Назаров А.А., Кавченков В.П. Разработка методики оценки надежности и приоритетности ремонтов в региональной энергосистеме с учетом возможного риска // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 3. С. 50–57.

5. Саати Т., Керис К. Аналитическое планирование. Организация систем / пер. с англ. М.: Радио и связь. 1991. 224 с.

4. Kavchenkov V.P., Nazarov A.A. Assessment of the electric power system elements reconstruction priority taking into account mode reliability // International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. Vladivostok, 2020.

УДК 621.311

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ISKRA

В.Е. Петропавловский
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
Науч. рук. М.Ш. Гарифуллин

С 1 июля в России действует закон о внедрении интеллектуальных систем учета электроэнергии, которые включают в себя, в частности, «умные» счетчики. По оценке Минэнерго, данный учет в России позволит снизить потери на 70–80 млрд руб. в год.

Самым очевидным и подтвержденным сегодня на практике эффектом от внедрения интеллектуальных систем учета является сокращение коммерческих потерь электрической энергии и связанный с этим рост порядка 20 % полезного отпуска электроэнергии [1].

Ключевые слова: модель, электрические сети, потери электроэнергии, оптимизация.

Установка новых интеллектуальных счетчиков – первый этап реализации концепции цифровых сетей. Не секрет, что проблемой сетевых и сбытовых компаний остаются разногласия о поставленной и полученной электроэнергии, недопустимо высокий уровень потерь. Причем технологические потери в большинстве случаев находятся в пределах нормативов. Следовательно, речь идет о банальном хищении энергоресурсов – безучетном потреблении. В отличии от своих аналоговых предшественников, «умные» приборы учета позволяют автоматически дистанционно передавать текущие показания и режим потребления электричества в энергокомпанию, подают сигнал об аварии в сети, о несанкционированном вмешательстве. Такие счетчики в несколько раз сокращают количество споров и разногласий между потребителями, сбытовыми и сетевыми компаниями, минимизируют потери. Установка новых приборов учета практически исключает хищение электроэнергии, а значит, повышает надежность и качество электроснабжения потребителей [2].

В интеллектуальной системе учета для пользователей системы должны быть реализованы функции:

– передачи показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к интеллектуальной системе учета;

– предоставления информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;

– полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, а также возобновления подачи электрической энергии;

– установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев) по которым прибором учета электрической энергии, присоединённым к интеллектуальной системе учета, осуществляется суммирование объемов электрической энергии, в соответствии с дифференциацией тарифов, предусмотренной законодательством;

– передачи данных о параметрах настройки и данных, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета (см. таблицу).

Интеллектуальный счетчик АМ 550-Е, АМ 550-Т

Наименование характеристики	Значение	
	АМ 550-Е	АМ 550-Т
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230	3×230/400; 3×57,7/100
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 0,8 до 1,15$U_{ном}$	
Базовый ток $I_б$, А	5; 10	
Максимальный ток $I_{макс}$, А	60; 80; 100	60; 80; 100; 120
Стартовый ток (чувствительность) 0,004$I_б$, А	$I_б$=5А (0,02); $I_б$=10А (0,04)	
Номинальное значение частоты сети, Гц	50; 60	50; 60
Активная и полная потребляемая мощность в цепи напряжения, Вт (ВА), не более	1,7 (9,9)	0,7 (1,3)
Полная потребляемая мощность в цепи тока, ВА, не более	0,05	
Степень защиты корпуса	IP54	
Интерфейсы (связь)	G3-PLC, GSM/GPRS, RS-485	
Предельный рабочий диапазон температур, °С	от -40 до +70	
Предельный диапазон температур хранения и транспортировки, °С	от -40 до +80	
Масса, кг, не более	1,1	1,6
Габаритные размеры для модификаций, мм	206×130×66	244×177×78
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	160000	
Средний срок службы, лет, не менее	30	

В состав информации о количестве и иных параметрах электрической энергии входят:

1) объем принятой и отданной электрической энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам; в том числе результаты измерений приборов учета, присоединенных к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности), на основании которых формируется информация об объеме принятой и отданной электрической энергии по точке поставки, в часовой (получасовой) разбивке;

2) длительность отклонения соотношения потребления активной и реактивной мощности от предельного значения, установленного законодательством Российской Федерации, и максимального значения отклонения в расчетном периоде по точке поставки;

3) значения максимальных в каждые рабочие сутки расчетного периода почасовых объемов электрической энергии, учтенные по точке поставки в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки, и среднее арифметическое из данных значений;

4) значения максимальной и минимальной фактической активной, реактивной и полной мощности по точке поставки;

5) величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от точки измерения до точки поставки, алгоритм расчета величины потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от точки измерений до точки поставки;

5) информация о значениях индивидуальных параметров качества электроснабжения по точке измерения.

Интеллектуальная система учета – это необходимый шаг в рамках проекта развития электросетевого комплекса страны «Цифровая трансформация 2030». Получая полный контроль над учетом электроэнергии, ее качеством, объемом потребления, сетевая компания обретает возможность управления параметрами, перераспределения нагрузки, принятия оперативных решений [3]. Все это позволяет обеспечить потребителей качественным и надежным электроснабжением, давая им возможность пользоваться всеми преимуществами современных цифровых технологий.

Литература

1. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон Рос. Федерации от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 18.09.2020).

2. Государственная программа РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [Электронный ресурс]: утв. Распоряже-нием Правительства Рос. Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс» (дата обращения: 18.09.2020).

3. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о снесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: постановление Правительства Рос. Федерации от 15 мая 2010 г. № 340. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 18.09.2020).

УДК 621.3.045

СПОСОБЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКАХ ТРЕХФАЗНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Е.Р. Пономарёв
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
eugeniusponomarev@gmail.com

Рассмотрены перспективные современные способы выявления витковых замыканий в обмотках трехфазных трансформаторов. Проведён сравнительный анализ, а также выделены основные преимущества и недостатки представленных способов.

Ключевые слова: витковое замыкание, трансформатор, обмотка, аварийный режим, короткое замыкание, метод симметричных составляющих.

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов зачастую возникают различные дефекты и неполадки, которые влияют на их работу. Внезапный выход из строя силового трансформатора может принести значительные убытки, так как при этом необходимо не только восстановить его работоспособность, но и исключить простой производственного электрооборудования, если резервные источники питания на предприятии не предусмотрены.

Обмотки в любом силовом трансформаторе являются основными элементами, которые отвечают за его качественную, надежную и долговечную работу. Именно поэтому их тщательное диагностирование в целях профилактики и устранения дефектов еще на первой стадии развития представляется очень важной задачей. Это позволяет сократить время обнаружения неполадки и снизить риск возможного ущерба, а также свести к минимуму материальные затраты на устранение дефектов.

Витковое замыкание в обмотках трансформатора можно представить как появление еще одной короткозамкнутой обмотки, а само замыкание будет однофазным на выводах этой обмотки. В процессе эксплуатации

трансформатора выявить витковые замыкания можно по косвенным признакам. Одним из наиболее перспективных способов является метод измерений симметричных составляющих токов первой гармоники. При выборе измеряемой величины необходимо проанализировать изменение и распределение токов первой гармоники при межвитковых замыканиях.

Исходя из векторной диаграммы, можно сделать вывод, что при замыкании между витками трансформатора со стороны обмотки ВН, соединенной по схеме «звезда», токи во всех трех фазах трансформатора будут изменяться, при этом ток в поврежденной фазе увеличится в два раза больше, чем в других, а полный ток будет составлять около 25 % номинального тока.

Способ выявления замыканий витков в обмотках трехфазных трансформаторов, основанный на измерениях активной мощности и напряжений на холостом ходу (рис. 1), заключается в измерении активной мощности и напряжения в режиме холостого хода отдельно для каждой фазы. Далее полученные величины активной мощности и напряжения сравнивают между собой для трех фаз. По наибольшей из величин активной мощности можно установить наличие виткового замыкания в одной из обмоток фазы, для которой производилось измерение.

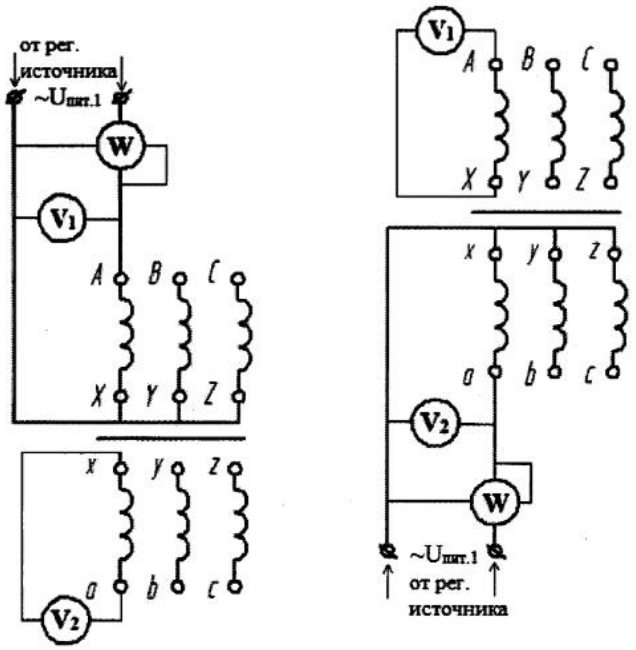


Рис. 1. Реализация способа выявления витковых замыканий в обмотках трехфазных трансформаторов, основанного на измерениях активной мощности и напряжений на холостом ходу

Устройство для определения витковых замыканий в обмотках силового трансформатора с переключением без возбуждения (рис. 2) предназначено для определения межвитковых замыканий в обмотках трансформаторов напряжением 10/0,4 и 6/0,4 кВ с переключением без возбуждения. В результате его применения повышается чувствительность к межвитковым замыканиям, а также исключается влияние высших гармоник.

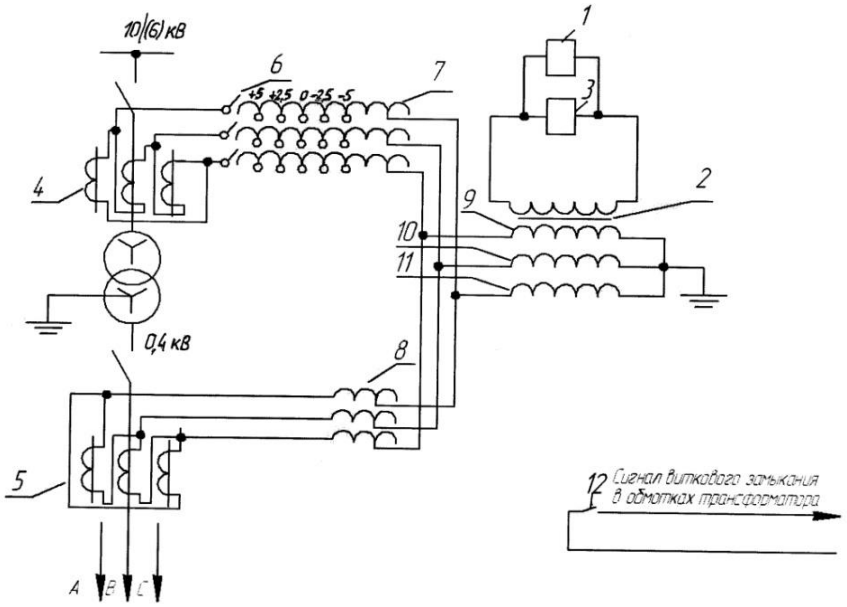


Рис. 2. Схема устройства для определения витковых замыканий в обмотках силового трансформатора с переключением без возбуждения

Использование данного устройства позволяет повысить чувствительность и регистрировать факт наличия замыкания в витках обмотки трансформатора на ранней стадии развития дефекта. Это способствует повышению надежности электроснабжения потребителей и существенно снижает трудозатраты и затраты на материал при ремонте поврежденных обмоток.

Литература

1. Градов А.А., Макарова Н.Л. Проблема выявления витковых замыканий силового трансфоматора и ее решение // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 9. С. 42–47.

2. Устройство для определения витковых замыканий в обмотках силового трансформатора с переключением без возбуждения: пат. 26424458 Рос. Федерация № 2016111588; заявл. 28.03.16; опубл. 04.10.17, Бюл. № 28.

3. Способ выявления витковых замыканий в обмотках трехфазных трансформаторов: пат. 2645811 Рос. Федерация № 2016147778; заявл. 06.12.16; опубл. 28.02.18, Бюл. № 7.

4. Малиновский В.Н., Хоанг В.Н., Муборакшоев Д.Т. Контроль витковых деформаций обмоток силовых трансформаторов // Информационные средства и технологии: сб. науч. тр. Москва, 2008. Т. 3. С. 106–108.

УДК 621.311.163

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПО ПАРАМЕТРАМ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА

А.В. Прядко[1], К.В. Шабалин[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]leha.pryadko@yandex.ru, [2]energorus90@yandex.ru
Науч. рук. И.А. Муратаев

Рассмотрен один из методов определения места повреждения (ОМП) воздушных линий электропередач – по параметрам аварийного режима, приведены преимущества и сравнение данного метода.

Ключевые слова: определение места повреждений, параметры аварийного режима, наведенное напряжение.

В современных условиях для определения места повреждений (ОМП) на ЛЭП широко применяются методы ОМП, которые можно разделить на две большие группы – дистанционные и топографические.

Дистанционные методы ОМП заключаются в измерении расстояния до места повреждения от конца или концов линии, а топографические методы – в определении места повреждения на трассе ЛЭП, т. е. топографической точки расположения места повреждения.

Широкое распространение получил метод ОМП по параметрам аварийного режима (ПАР), который относится к дистанционным методам ОМП. Он основан на измерении составляющих или комбинаций напряжений и токов в аварийном режиме. В зависимости от месторасположения устройств измерения токов и напряжений эти методы делятся на односторонние и двусторонние.

Односторонние – обеспечивают фиксацию сопротивления участка ВЛ, пропорционального расстоянию до места КЗ, токов, напряжений и других параметров на одном конце линии. Преимущества методов заключаются в том, что расстояние определяется прибором, установленным на одном из концов ВЛ. Исключается необходимость расчётов для определения МП. Недостаток метода – методическая погрешность из-за принятых допущений.

Односторонние методы ОМП по способу использования параметров электрических величин подразделяются на методы:

– метод, основанный на перетоках мощности. Метод основан на использовании соотношений между перетоками мощностей различных последовательностей в месте аварии при рассмотрении переходного сопротивления в качестве элемента сети;

– методы, использующие действующие (интегральные) ПАР, в которых производятся операции над действующими значениями ПАР, которые получаются путем интегрирования параметров мгновенных значений аварийного режима;

– методы, использующие мгновенные значения ПАР, в которых производятся операции над мгновенными значениями ПАР.

Двусторонние - обеспечивает фиксацию токов, напряжений и других параметров по обоим концам линии с последующим расчётом расстояния до места повреждения по аналитической формуле, составленной на основе уравнений теории цепей с сосредоточенными параметрами. То есть необходима установка фиксирующих приборов (ФП) с двух концов поврежденной линии; использование средств или методов синхронизации; наличие каналов связи. Двусторонние методы являются наиболее точными, обладают наглядностью при простой конфигурации ЛЭП, универсальностью используемых схем замещения ЭС, независимостью результатов от переходного сопротивления и токов нагрузочного режима.

Для реализации методов ОМП по ПАР могут быть использованы различные ФП (ФИП, ЛИФП-А, ЛИФП-Б, ФПТ, ФПН), микропроцессорные фиксирующие индикаторы (МФИ) (ФПМ-01, МФИ-1, МИР-1, ИМФ-3С, ИМФ-3Р, МИР-3, МИР-Р, Сириус-2-ОМП, ТОР-ЛОК, Бреслер 0107.090), цифровые регистраторы аварийных процессов (ЦРАП) (Парма РП 4.11, ЛВС «Черный ящик», УЗА-10Р, КРАС, РЕКОН-07БС, РЕГИНА).

Литература

1. Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линиях: учеб. пособие. Иваново: Ивановский государственный энергетический университет, 1998. 74 с.

2. Машенков В.М. Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110–750 кВ: учеб. пособие. СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2005. 47 с.

3. Автоматизированные методы и средства определения мест повреждения линий электропередачи: учеб. пособие / О.Г. Гриб [и др.]; под общ. ред. О.Г. Гриба. Харьков: ХГАГХ, 2003. 146 с.

4. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В.А. Шуина. М.:Энергоатомиздат, 2003. 272 с.

5. Айзенфельд А.И. О целесообразности применения фиксирующих индикаторов тока и напряжения для определения мест повреждений воздушных линий // Электрические станции. № 2. С. 54–58.

УДК 621.311.163

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПО НАВЕДЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЯМ НА АНТЕННАХ

А.В. Прядко[1], А.Р. Хасанов[2], А.А. Мубаракшин[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]leha.pryadko@yandex.ru, [2]almazhan.1994@mail.ru, [3]foxen55@mail.ru
Науч. рук. И.А. Муратаев

Рассмотрен один из методов определения места повреждения (ОМП) воздушных линий электропередач – метод по наведенным напряжениям на антеннах, приведен принцип действия данного метода.

Ключевые слова: определение места повреждений, параметры аварийного режима, наведенное напряжение.

Как известно, нарушение изоляции в сетях 6–35 кВ приводит к однофазным замыканиям на землю (ОЗЗ). В режиме ОЗЗ значения напряженности электрического поля в точках «перед» или «за» крайними фазами линии отличаются. Это возможно использовать для определения поврежденной фазы.

Для этого применимо устройство, которое состоит из антенных преобразователей (изолированных проводников) и позволяющее определять заземленную фазу. Стержни антенны размещаются за крайними фазами линии и под линией.

При нормальном режиме напряжение на стержнях антенны близко к нулю. При ОЗЗ, например, фазы *A* напряжение фазы *A* близко к нулю, а напряжения фаз *B* и *C* увеличиваются в $\sqrt{3}U_{\text{ном}}$. Тогда напряжение на стержне, лежащим ближе к фазе *A*, будет больше напряжения на стержне лежащим ближе к фазе *C*. При ОЗЗ фазы *B* напряжение фазы *B* близко к нулю, а напряжения фаз *A* и *C* увеличиваются в $\sqrt{3}U_{\text{ном}}$. Тогда напряжение на стержне лежащим ближе к фазе *A* и ближе к фазе *B* будут приблизительно одинаковы. При ОЗЗ фазы *C*, аналогично при ОЗЗ фазы *A*, напряжение фазы *C* близко к нулю, а напряжения фаз *A* и *B* увеличиваются в $\sqrt{3}U_{\text{ном}}$. Тогда напряжение на стержне лежащим ближе к фазе *C* будет больше напряжения на стержне лежащим ближе к фазе *A*.

Конструкция таких антенн состоит из одного (или нескольких) проводника (проводников), расположенного на расстоянии 1 м от фаз линии и на расстоянии 0,5 м от стойки опоры. Для надежности антенна крепиться хомутом к опоре линии через изолятор. Вид расположения антенн можно выбирать из условий удобства монтажа и эксплуатации.

Наведенное напряжение (НН) от антенны измеряется высокоточным вольтметром на батарейке, показания которого передаются на компьютер диспетчера через передающий и принимающий модем. На компьютере диспетчера размещена программа, определяющая вид и место повреждения. Предварительно по этой программе рассчитываются все аварийные режимы (АР) данного фидера и определяются интервалы НН и их интерполяционные зависимости для определения вида и места повреждения, т. е. составлена база данных. При получении конкретных значений НН они будут сравниваться с базой данных и программа будет выдавать сообщение о виде АР и его месте возникновения.

В качестве дополнительного индикатора того, что появилось замыкание в линии возможно использовать светодиод, который получает питание от НН на антенне. Вместо одного светодиода можно подключить три светодиода разных цветов (например, желтый, зеленый, красный) через логически-коммутирующее устройство. Каждый диод будет соответствовать значениям НН одной из трех укрупненных групп: короткие замыкания; двойные замыкания и одновременные обрывы с замыканиями; однофазные замыкания и одновременные замыкания с обрывами.

Таким образом, для обнаружения аварийного несимметричного режима можно использовать НН на проводниках параллельных фазам линии (антеннах).

Литература

1. Айзенфельд А.И. О целесообразности применения фиксирующих индикаторов тока и напряжения для определения мест повреждений воздушных линий // Электрические станции. № 2. С. 54–58.

2. Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Калюжный Д.Н. Одностороннее определение места повреждения воздушных линий по параметрам аварийного режима в сетях с эффективно-заземленной нейтралью // Электрические станции. 2006. № 2. С. 42–45.

3. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В.А. Шуина. М.:Энергоатомиздат, 2003. 272 с.

4. Некрашевич Е.О., Старостин Н.В. Волоконно оптические датчики тока // Электронные компоненты. 2006. № 11. С. 76–77.

УДК 621.311.163

ПРИБОРЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

А.В. Прядко[1], В.О. Федотов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]leha.pryadko@yandex.ru, [2]mokshamax@mail.ru
Науч. рук. И.А. Муратаев

Рассмотрены приборы и устройства для определения места повреждения (ОМП) воздушных линий электропередач, приведены преимущества и недостатки данного оборудования.

Ключевые слова: фиксирующие приборы, цифровой регистратор, модуль, терминал.

Определение мест повреждений (ОМП) с помощью специальных приборов и устройств способствует ускорению поиска поврежденных элементов ВЛ, их быстрому восстановлению, что повышает надежность работы энергосистемы.

Для измерения и запоминания в процессе короткого замыкания (КЗ) параметров аварийного режима (тока, напряжения) широко применяются фиксирующие приборы (ФП). Основными разновидностями подобных устройств являются: ЛИФП, ФИП, ФИС, ФПН, ФПТ.

Расчётное расстояние до места повреждения, как правило, определяет дежурный персонал на диспетчерских пунктах. Имея показания прибора, диспетчер при помощи аналитического, графического и графо-аналитического методов определяет расстояние до места аварии.

Недостатком ФП является большая трудоемкость эксплуатации и недостаточная точность ОМП. Значительно снизить эти недостатки позволяют микропроцессорные фиксирующие индикаторы (МФИ), обеспечивающие измерение ПАР при всех видах КЗ и выдачу информации о виде КЗ, повреждённых фазах, расстоянии до места КЗ в км, дополнительную информацию о токах и напряжениях (фазных, прямой, обратной, нулевой последовательностей (НП)). МФИ могут реализовывать односторонний, двусторонний и волновой методы ОМП.

МФИ с односторонним замером: ФПМ-01, МФИ-1, МИР-1, ИМФ-3С, ИМФ-3Р, МИР-3, МИР-Р, Сириус-2-ОМП, ТОР-ЛОК, Бреслер 0107.090.

МФИ с двусторонним замером: Бреслер 0107.090.

МФИ с волновым методом: Бреслер 0107.090, Qualitrol (IDM+ 9, IDM+18, IDM+36), FL-1 (FL-8), TFS 2100, Reason/RPV-310.

В настоящее время в энергосистеме широкое распространение получают цифровые регистраторы аварийных событий (ЦРАП), которые измеряют различные электрические величины (ток и напряжение линейные, фазные, НП и их направление, активную и реактивную мощности и ее направление, частоту сети) в заданные единицы времени и на основе полученных данных выполняют различные расчеты и исследования.

В случае возникновения КЗ на ВЛ, регистратор фиксирует точное время, вышеприведенные электрические параметры в момент повреждения, определяет характер повреждения, указывает расстояние до поврежденного участка ВЛ.

К современным ЦРАП относятся такие устройства, как регистратор цифровой «Парма РП 4.11», регистратор цифровой аварийных процессов «ЦРАП-97Р» (предприятие «ПАРМА», Санкт-Петербург), терминал регистрирующий «БЭ 2702» Комплекс сбора информации электрической части энергетических объектов «Черный ящик» (предприятие НТЦ «ГОСАН», г. Москва), цифровые регистраторы фирмы «Рекон», автоматические устройства регистрации аварийных нарушений «АУРА» и «АУРА-М» (предприятие «Свей», г. Екатеринбург), регистратор аварийных нарушений ТРЕ-2000 (фирма «Gee Alstliom»), система записи аварийных сигналов RES 100 с записывающими модулями типа «REOB 100» и «RCRA 1.00» (фирма «ABB»), регистратор цифровой аварийных ситуаций «S1MEAS-R» (фирма «Siemens») и др.

Литература

1. Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линиях: учеб. пособие. Иваново: Ивановский государственный энергетический университет, 1998. 74 с.

2. Машенков В.М. Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110–750 кВ: учеб. пособие. СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2005. 47 с.

3. Автоматизированные методы и средства определения мест повреждения линий электропередачи: учеб. пособие / О.Г. Гриб [и др.]; под общ. ред. О.Г. Гриба. Харьков: ХГАГХ, 2003. 146 с.

4. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В.А. Шуина. М.:Энергоатомиздат, 2003. 272 с.

УДК 621.316

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Р.Р. Рахматуллин[1], И.Н. Хамидуллин[2]
ОАО «Сетевая компания», г. Казань
[1]ruslan964@yandex.ru, [2]hamidullinin@gridcom-rt.ru

Рассматривается вопрос автоматизации расчетов релейной защиты, автоматики. В целях повышения точности расчетов и упрощения производственных процессов были разработаны программные комплексы по расчету времени насыщения трансформаторов тока и моделирование векторов тока при переходе через силовой трансформатор.

Ключевые слова: релейная защита, векторные диаграммы, трансформатор тока, время достоверного измерения тока, автоматизация процессов.

В соответствии с информацией от Минэнерго России [1] 13 июня 2018 г. в объединенной энергосистеме Юга произошла масштабная авария с отделение части энергосистемы (Республики Крым и г. Севастополь) на изолированную работу с дефицитом мощности и последующим отключением потребителей в объеме 867 МВт (более 2 млн чел.). По результатам анализа аварийных отключений было выявлено, что первопричиной масштабной аварии послужило ложное срабатывание дифференциальной токовой отсечки в составе дифференциальной защиты

ошиновки автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Тамань вследствие насыщения трансформаторов тока 10 кВ, входящие в цепи защиты вышеупомянутых автотрансформаторов. Для исключения в будущем аналогичных аварий в энергосистеме Российской Федерации, Минэнерго России и АО «СО ЕЭС» обязали [1, 2] собственников объектов электроэнергетикипроизвести расчеты времени насыщения для каждого трансформатора тока (ТТ) используемого в цепях релейной защиты оборудования 110 кВ и выше. В связи с этим на основании ГОСТ Р 58669-2019 [3], было разработано веб-приложение по расчету времени насыщения ТТ.

Для расчета времени насыщения в данном приложении необходимо выбрать режим, который планируется рассчитывать (рис. 1).

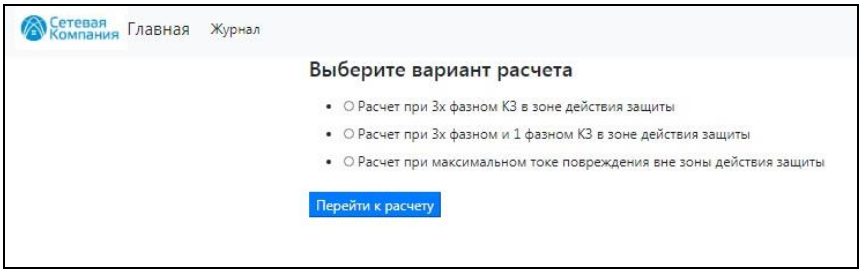


Рис. 1. Главная страница приложения по расчету времени насыщения трансформаторов тока

Далее для осуществления самих расчетов, достаточно ввести данные, отображенные на рис. 2: паспортные характеристики ТТ; длину, сечение и материал кабеля токовых цепей, идущих от ТТ до устройства релейной защиты; сопротивление устройства релейной защиты и автоматики (РЗА); схему соединения вторичных токовых цепей; активное реактивное и активное сопротивление системы; и ток максимальный короткого замыкания (КЗ) для данного ТТ.

Все произведенные расчеты отображаются в журнале расчетов, отображенном на рис. 3. Журнал расчетов отображает краткую информацию по результатам каждого расчета времени насыщения трансформатора тока, для более подробного ознакомления с результатами можно нажать кнопку «открыть».

После открытия, формируется отчетная форма, отображенная на рис. 4, в соответствии с требованиями [1]. Сформированный отчет можно сохранить в формате .pdf. При времени насыщения ТТ менее времени достоверного измерения тока устройством РЗА, необходимо внести информацию о предполагаемых мероприятиях исключающих риски неправильной работы устройств РЗА в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ на веб-странице «Журнал» в форме

ввода и нажать кнопку «Добавить мероприятие». После этого в отчетной форме отобразится введенная информация о предполагаемых мероприятиях.

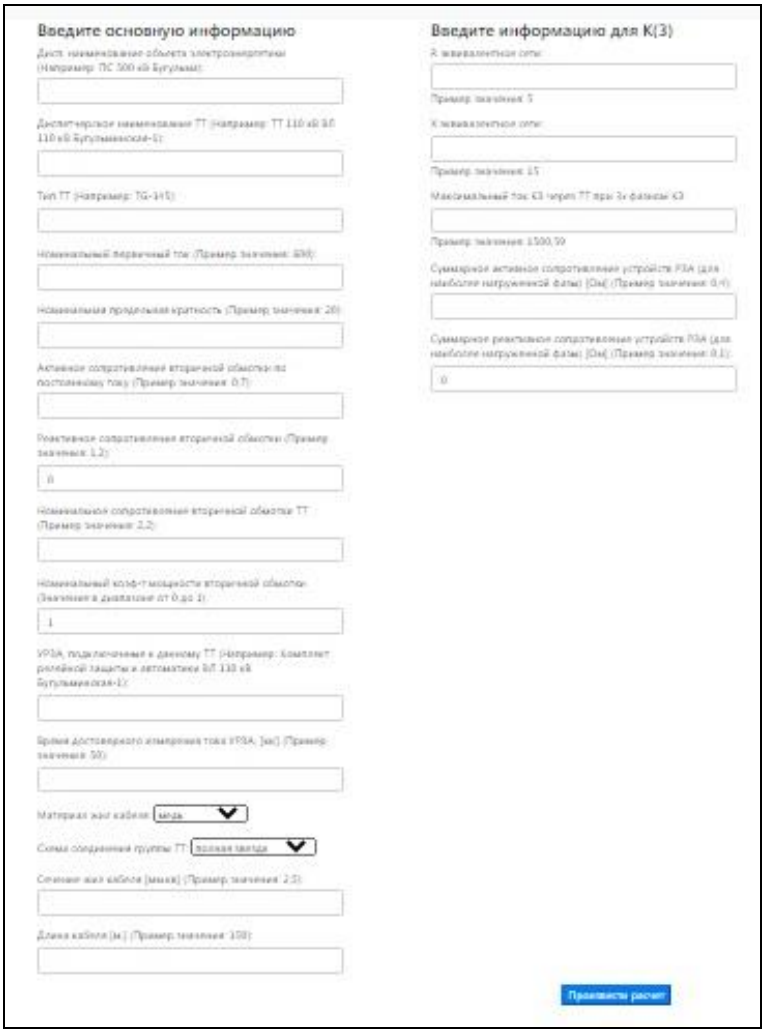


Рис. 2. Форма ввода значений приложения по расчету времени насыщения трансформаторов тока

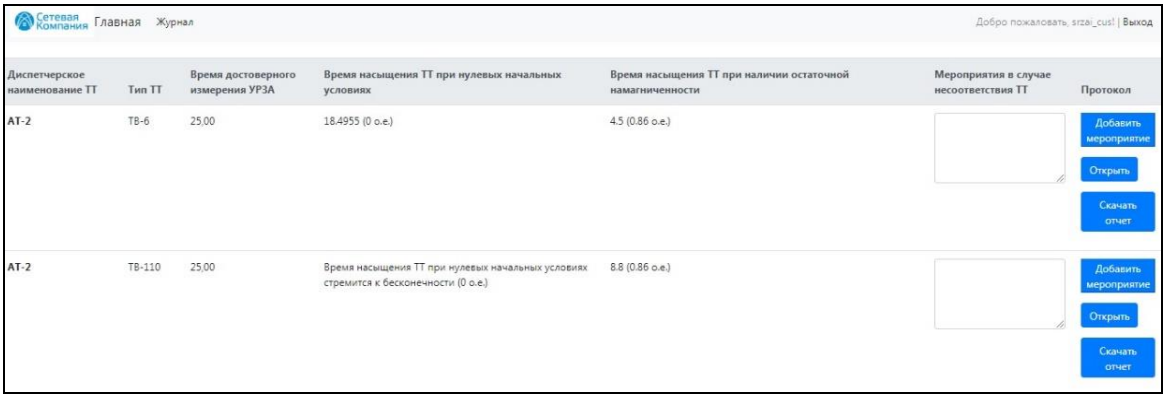


Рис. 3. Журнал расчетов приложения по расчету времени насыщения трансформаторов тока

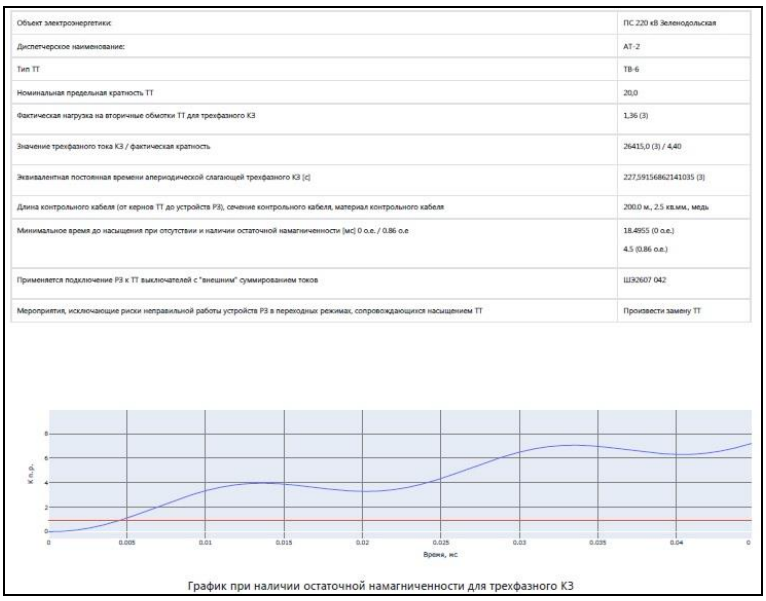


Рис. 4. Отчетная форма приложения по расчету времени насыщения трансформаторов тока

Также при нажатии на кнопку «скачать отчет» (см. рис. 2) возможно скачивание отчета по соответствующей форме Минэнерго России [1] в формате *.xlsx.

Также с целью частичной автоматизации процесса расчета уставок и их согласования со смежными уставками, а также для моделирования токов за силовым трансформатором с целью расследования аварийных отключений, было создано веб-приложение по переводу токов через силовой трансформатор.

Для моделирования токов за силовым трансформатором необходимо ввести данные в соответствии с формой ввода, изображенной на рис. 5.

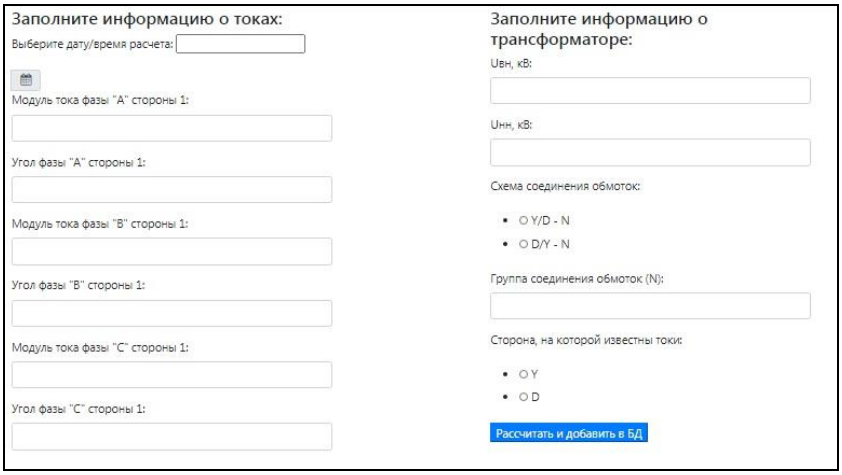


Рис. 5. Форма ввода исходных данных приложения по моделированию токов за силовым трансформатором

После нажатия кнопки «Рассчитать и добавить в БД», производится расчет поворота векторов при переводе токов через силовой трансформатор и результаты расчетов добавляются в журнал расчетов (рис. 6).

Результаты смоделированных токов, можно открыть в отдельном окне и ознакомиться с ними в векторной форме (рис. 7).

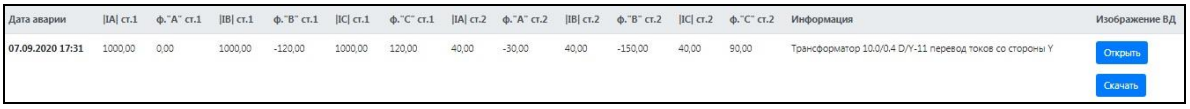


Рис. 6. Журнал расчетов приложения по моделированию токов за силовым трансформатором

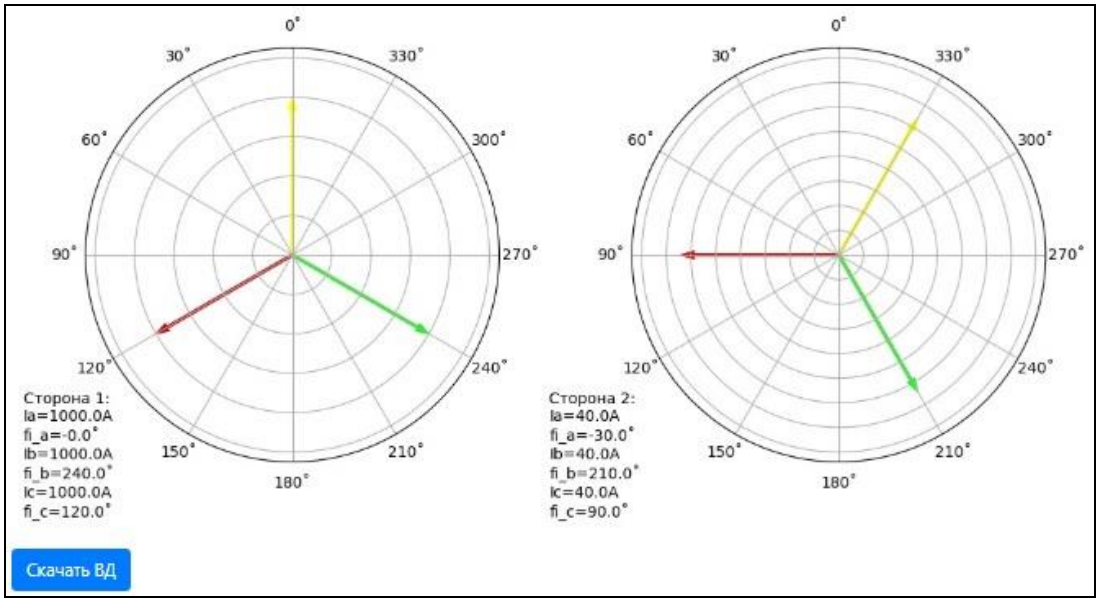


Рис. 7. Векторная форма представления расчетов приложения по моделированию токов за силовым трансформатором

Результаты моделирования в векторной форме можно скачать в формате *.jpeg для дальнейшего использования в протоколах проверки устройств РЗА, в бланке уставок, в актах расследования аварийных отключений

Выводы

Основная проблема расчетов РЗА обусловлена их сложностью, необходимостью оперирования большим массивом данных, что приводит к существенным искажениям итоговых результатов даже при незначительных ошибках в вычислениях.

Таким образом, разработанные веб-приложения позволяют автоматизировать расчеты по релейной защите и высвободить время персонала на другие задачи.

Программа по моделированию токов за силовым трансформатором позволила специалистам АО «Сетевая компания» более оперативно выявить причины некоторых аварийных отключений в распределительных сетях.

На сегодняшний день, при помощи программы, описаной в данной статье, филиалами АО «Сетевая компания» осуществляются расчеты времени насыщения трансформаторов тока, участвующих в цепях защиты оборудования 110 кВ и выше на таких ответственных объектах как ПС 220 кВ Нижнекамская, ПС 220 кВ Бегишево, ПС 220 кВ Зеленодольская и т. д.

Литература

1. О мерах по недопущению неправильной работы устройств релейной защиты [Электронный ресурс]: письмо Минэнерго России от 2 апреля 2019 г. №ЧА-3440/10. URL: http://docs.cntd.ru/document/565996025 (дата обращения: 17.09.2020).

2. О вводе в действие ГОСТ Р 58669-2019: письмо АО «СО ЕЭС» от 28 января 2020 г. № В2-I-5-19-848.

3. ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты». М.: Стандартинформ, 2019. 86 с.

УДК 621.355

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

М.М. Романцов[1], А.Г. Логачева[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]misharomansov01@gmail.com, [2]logacheva.ag@kgeu.ru

Для российских цифровых подстанций характерно использование в системах оперативного постоянного тока накопителей энергии на базе свинцовых аккумуляторных батарей. Мировой опыт построения энергетических объектов, не требующих частого обслуживания, показывает преимущества аккумуляторных

батарей на базе литий-ионной технологии. В то время как литий-ионные аккумуляторные батареи обладают лучшими техническими характеристиками, капитальные вложения в такие системы выше, чем в системы на основе свинцовых аккумуляторов. Проведенные нами расчеты, основанные на стоимости литий-ионных и свинцовых накопителей, показали, что при продолжительности эксплуатации системы хранения энергии более 15 лет замена свинцовых аккумуляторных батарей на литий-ионные может быть экономически оправдана.

Ключевые слова: цифровая подстанция, система оперативного постоянного тока, системы хранения энергии, накопители, аккумуляторные батареи, свинцовые аккумуляторы, литий-ионные аккумуляторы.

Технологии в разных отраслях с каждым днем развиваются всё быстрее и быстрее, и как можно догадаться энергетика не осталась в стороне. Электроэнергетика является системообразующей отраслью экономики, надежное и эффективное функционирование которой определяет экономическую и энергетическую безопасность страны. Появление цифровых производств и высокотехнологичных пространств способно перевернуть подход к энергообеспечению потребителя, повысить пропускную способность электрических сетей [1].

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) обеспечивает питание терминалов релейной защиты, противоаварийной автоматики, АСУТП и цепей управления коммутационными аппаратами, автоматики и сигнализации в нормальных режимах, в течении одного часа для подстанции (ПС) с оперативным персоналом и в течении двух часов для необслуживаемых ПС, при полном обесточивании собственных нужд переменного тока подстанции [2]. Одним из важнейших элементов СОПТ является аккумуляторная батарея (АБ). На большинстве современных российских цифровых подстанций (ПС 110/20 кВ «Медведевская», ПС 110/10 кВ «имени М.П. Сморгунова», ПС 500 кВ «Тобол», ПС 110 кВ «Южная») в системе СОПТ установлены свинцово-аккумуляторные батареи. Как правило, это герметизированные необслуживаемые АБ (моноблоки) по технологиям AGM и GEL. Главное отличие GEL и AGM аккумуляторов от традиционных заключается в том, что в они не содержат электролит в жидком виде.

Контроль состояния АБ является важной задаче в поддержании надежности и безаварийности в энергосистеме. Поэтому, например, Россети отправляют на замену аккумуляторы регулярно и при малейшем подозрении, что элемент имеет пониженную емкость. Это обеспечивает надёжность, но требует инвестиций.

Французский оператор электрических сетей RTE выбрал технологию литий-ионных аккумуляторов для резервного питания в своем проекте интеллектуальных подстанций. При этом целями компании были сведение к минимуму необходимости в обслуживании на месте, обеспечение удаленного доступа из центра управления сетями, совместимость с новыми технологиями в будущем в случае расширения/изменения конфигурации оборудования.

Замена свинцовых аккумуляторов на литий-ионные является скорым будущем в развитии цифровых подстанций. Для оценки экономической целесообразности такого решения уже сегодня нами были рассчитаны затраты на основные компоненты СОПТ, подлежащие замене – зарядное устройство, система контроля и управления (СКУ) и сами батареи. Нами были приняты следующие базовые характеристики для системы накопления энергии: емкость 200 Ач, номинальное напряжение 24 В, поддержка возможности разряда током 100 А. Результаты сравнительного расчета представлены в таблице.

Затраты на элементы СОПТ с различными видами АБ

Тип аккумуляторной батареи	Стоимость заменяемых компонентов, руб.	Удельная стоимость, руб./Ач
Литий-железо-фосфатная батарея (LiFePo4)	220 600 [3−5]	1 103
GEL аккумуляторная батарея	160 920 [6−7]	804,6
AGM аккумуляторная батарея	134 640 [7−8]	673,2

Расчеты показывают, что удельная стоимость систем хранения энергии на базе свинцовых аккумуляторных батарей ниже. Но для аккумуляторов по технологии LiFePo4 гарантируемый производителем срок службы составляет 25 лет или 3000 циклов. Для аккумуляторов по технологии GEL срок службы 15 лет или 1800 циклов. Для аккумуляторов по технологии AGM срок службы составляет 10–12 лет или 1000 циклов.

Таким образом, если рассматривать срок эксплуатации системы более 15 лет, то замена в ней литий-ионных аккумуляторов не потребуется. Потребуется однократная замена свинцово-кислотных аккумуляторов по технологии GEL и двукратная замена аккумуляторов по технологии AGM. Это позволяет сделать вывод, что литий-ионные аккумуляторы при большей начальной стоимости будут экономически выгоднее при длительной эксплуатации.

Литература

1. «Мировое потребление энергии возрастет к 2035 году на 41 %» [Электронный ресурс] URL: http://ogjrussia.com/news/view/mirovoe-potreblenie-energii-vozrastet-k-2035-godu-na-41-bp (дата обращения: 17.08.2020).

2. «Система оперативного постоянного тока (СОПТ)» [Электронный ресурс]. URL: https://www.cheaz.ru/products/lvd/power/sopt.html (дата обращения: 17.08.2020).

3. «Зарядное устройство ЗУ-24-2300 Li-ion» [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/inv/zu-24-2300_Li-ion/ (дата обращения: 17.08.2020).

4. «Литий-железо-фосфатный (LiFePo4) аккумулятор LT-LYP200 (LT-LFP 200P)» [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/battery_cable/liotech/LT%E2%80%93LYP200/ (дата обращения: 17.08.2020.

5. «BMS для LiFePO4 аккумуляторов (8 ячеек, 24 В)» [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/battery_cable/liotech/LT%E2%80%93LYP200/ (дата обращения: 17.08.2020).

6. «GEL аккумулятор DELTA GX 12-200» [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/battery_cable/delta/deltagx12_200/ (дата обращения: 17.08.2020).

7. «Система контроля аккумуляторных батарей» [Электронный ресурс]. URL: https://ttronics.ru/clients/articles/sistema_kontrolya_akkumulyatornyh_batarej/ (дата обращения: 17.08.2020).

8. «AGM аккумулятор Delta GEL 12-200» [Электронный ресурс]. URL: http://b-eco.ru/battery_cable/delta/seriya_gel/delta_gel_12-200/ (дата обращения: 17.08.2020).

УДК 621.315.1

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

М.Ф. Сайдумов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
saudumov05@mail.ru
Науч. рук. В.К. Козлов

Представлены технические решения, позволяющие повысить пропускную способность электросетей при использовании проводов нового поколения.

Ключевые слова: ЛЭП, провод, сталь, энергоэффективность, алюминий, энергосбережение.

Повышение энергетической эффективности в последние годы стало основным приоритетом, как российской, так и международной экономической политики. Это особенно важно для отечественных электросетей, так как они находятся в состоянии переработки согласно государственным стандартам. В следствии имеющихся данных, известно, что, с 2015 г. потери электроэнергии при передаче в сетях выросли в 1,5 раза, при этом эффективность использования капиталовложений снизилась в 2,5 раза [2]. По мере роста стоимости энергоресурсов, энергосбережение признано стратегической задачей, связанной с поддержанием технического состояния сетей на современном уровне. Как показано на рисунке, в структуре технологического расхода электроэнергии около 60 % всех потерь при передаче составляют потери в проводах ЛЭП [4].

Структура технологического расхода электроэнергии в ЕНЭС по итогам 2015 г.

Решение указанных задач по энергоэффективности и энергосбережению возможно за счет:

– увеличения пропускной способности электросетей;

– снижения потерь электроэнергии при передаче;

– обеспечения бесперебойности энергоснабжения в сложных природных условиях, а также повышения надежности и долговечности ЛЭП.

Из рассмотренной диаграммы следует, при повышении надежности проводов существенно повысится надежность и самих сетей. Для страны с развивающейся экономикой совершенно естественен рост энергопотребления, при этом проблема надежности линий электропередачи усугубляется тем, что старение сетей и энергооборудования будет происходить интенсивнее. А значит, без полномасштабной модернизации эти проблемы могут перерасти в энергетический коллапс.

Проблему повышения пропускной способности электросетей также можно эффективно решать с помощью принимаемых сегодня технических решений по мере возрастания показателей «повышение пропускной способности/увеличение стоимости»:

– увеличение нагрузки и напряжения;

– замена проводов;

– преобразование в постоянное напряжение.

Среди путей повышения пропускной способности электросетей использование проводов нового поколения – это достаточно результативный и не самый дорогой путь [1]. Эффективным решением проблем электросетевого комплекса стали провода нового поколения, провода с использованием новых конструкций и новых материалов. Провод AERO-Z [3] производится для высоковольтных линий электропередачи, представляя собой скрученные проволоки из алюминиевого сплава. В единичных случаях сердечники провода выполняются из стали. Благодаря проволоки из Z-образного сечения, получается провод с гладкой наружной поверхностью, при этом нижняя часть одной проволоки располагается под верхом прилегающей проволоки. Их проводимость на 25–30 % выше, чем у традиционных проводов того же удельного веса, что позволяет сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20–30 %, а также повысить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии [3]. В табл. 1 приведены технические характеристики используемых проводов и их альтернатива.

Таблица 1

Технические характеристики сравниваемых проводов

Марка провода	АС-120	AERO-Z
Сечение провода, мм^2	120	137,61
Наружный диаметр провода, мм	14	14,3
Разрывная нагрузка, кН	19,89	48,6
Удельная масса провода, кг/км	0,321	0,404
Максимально допустимая температура, °С	90	90
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,2459	0,1965
Максимальный ток, А	375	435

Для оценки экономии электрической энергии, получаемой при эксплуатации проводов AERO-Z в сравнении с проводом АС-120 на двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 4 км, при условии работы линии 8760 часов в год определим экономию электроэнергии за год и срок окупаемости линии при использовании проводов AERO-Z, результаты расчетов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты произведенных расчетов

Линия	Двухцепная (напряжение – 110 кВ, протяженность – 4 км)
Экономия ЭЭ при учете электрических потерь за год ΔW, МВт·ч	87,6
Экономия на потерях ЭЭ в год, млн руб.	0,28
Экономия на электрических потерях ЭЭ за 45 лет, млн руб.	12,6
Срок окупаемости линии с учетом затрат на проект и строительство, лет	9

При применении современных проводов AERO-Z на существующих ВЛ срок окупаемости линии не так велик, поэтому после 10 лет использования компактных проводов окупится разница в стоимости и с каждым последующим годом будет увеличиваться прибыль. Эффективность и экономичность решений с проводами с композитным сердечником подтверждена многократным использованием при модернизации старых и строительстве новых ВЛ. Мировая практика показывает, что замена проводов старых конструкций на новейшие и применение инновационных технологий в значительной степени снижают риски выхода ВЛ из строя из-за угрозы повреждений и воздействия экстремальных погодных условий, обеспечивают решение экологических проблем и способствуют в полной мере энергоэффективности и энергосбережению.

Литература

1. Алексеев Б.А. Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи и применение проводов новых марок // Электро. 2009. № 3. С. 45–50.

2. Никифоров Е.П. Об увеличении нагрузочной способности действующих ВЛ по току // Электрические станции. 2008. № 11. С. 33–37.

3. Куликов А.С. AERO-Z – ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ провода для высоковольтных линий электропередач // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и научно-технический прогресс: матер. 3-й Рос. науч.-практ. конф. с междунар. участием. Новосибирск, 2008. С. 97.

4. Глазунов А.А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. М.: Госэнергоиздат, 1959. 274 с.

УДК 621.311

ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

В.М. Сафиуллина[1], Н.Ж. Закирова[2], Д.Р. Баймеева[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань
[1]venera.12361@gmail.com, [2]zakirova_nargiza29.01.96@mail.ru,
[3]dilyarabaimeeva@gmail.com
Науч. рук. П.П. Павлов

Изложены основные причины возникновения отказов и повреждений на линиях электропередач и способы их предотвращения и устранения.

Ключевые слова: электричество, электрические сети, трансформаторы тока, автоматика энергосистем.

В настоящее время вопросы надежного и качественного функционирования линий электропередач являются актуальными. Для того чтобы доставить электрическую энергию от подстанции до потребителей применяются различные системы.

В такие системы входят специальные агрегаты, которые повышают или понижают напряжение в сети. Устройства передают напряжение с соответствующими характеристиками по воздушным линиям электропередач или специальным кабель-каналам. Все эти провода создают линию электропередач [1].

Воздушные и кабельные линии электропередачи, имея большую протяженность, подвержены повреждениям в большей степени, чем другое электрическое оборудование. Тем более, это относится к воздушным линиям, которые подвержены повреждениям от грозовых ударов, гололеда, сильного ветра, загрязнения изоляторов и т.п. Кабельные линии, проложенные в земле, могут повреждаться из-за ухудшенных условий охлаждения, коррозии оболочек кабеля, осадки почвы, а также при земляных работах [1–3].

Основными причинами повреждения кабельных линий напряжением 1–10 кВ являются:

– предшествующие механические повреждения – 43 %;

– непосредственные механические повреждения строительными и другими организациями –16 %;

– дефекты в соединительных муфтах и концевых заделах во время монтажа – 10 %;

– повреждение кабеля и муфт в результате осадки грунта – 8 %;

– коррозия металлических оболочек кабелей – 7 %;

– дефекты изготовления кабелей на заводе – 5 %;

– нарушение при прокладке кабеля – 3 %;

– старение изоляции из-за длительной эксплуатации – 1 %;

– прочие и неустановленные причины – 7 %.

Причинами повреждений воздушных линий электропередач чаще всего служат следующие факторы:

– атмосферные перенапряжения, возникающие под действием грозового разряда. Перенапряжение под действием молнии может привести к пробою изолирующих промежутков и даже к разрушению изоляции;

– коммутационные перенапряжения проявляются при действии выключателей;

– колебания температуры окружающей среды в широком диапазоне: снижение температуры уменьшает длину провода и усиливает нагрузку на него. Повышенная температура приводит к провисанию проводов, что может уменьшить изоляционные расстояния;

– действие ветра создает дополнительную горизонтальную составляющую нагрузки на провода, опоры получают изгибающее воздействие, под действием которого возможна их поломка;

– наледь на проводах вследствие дождя или тумана существенно увеличивает нагрузку на провода и опоры, провода могут даже сблизиться и перехлестнуться;

– вибрация с частотой от 5 до 50 Гц с небольшой амплитудой вызывается слабой ветровой нагрузкой и создает завихрения воздушного потока. Если не установить гаситель вибрации, материал проводов «устает», отдельные проволочки провода разрушаются, что может привести к его обрыву [2, 3].

Приведенные выше и другие причины, возникновения повреждений в линиях электропередач, могут вызывать короткие замыкания фаз между собой и на землю. При этом в электрических сетях, работающих с заземленными нулевыми точками трансформаторов, должна действовать на отключение как защита от междуфазных, так и от однофазных коротких замыканий [4].

Повреждения и ненормальные режимы работы могут приводить к возникновению в системе повреждений, под которыми, как правило, понимаются вынужденные нарушения нормальной работы всей системы или её части. Предотвращение возникновения повреждений или их развитие при повреждениях в электрической части энергосистемы может быть обеспечено путем быстрого отключения повреждённого элемента, для этого применяется релейная защита и автоматика.

Трансформаторами тока (ТТ) принято называть электротехнические устройства, предназначенные для трансформирования величин токов до величин требуемых для подключения приборов измерения, устройств релейной защиты и автоматики.

В настоящее время появляются новые типы измерительных трансформаторов, в том числе и на основе катушек Роговского, но, несмотря на это, до сих пор широко распространены традиционные ТТ с металлическим сердечником, предпосылкой этого являются зарекомендовавшие себя традиционные технологии и методики предотвращения и устранения повреждений, которыми хорошо владеет обслуживающий персонал [5].

Литература

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

2. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях передач. 2014. 286 с.

3. Арбузов Р.С. Овсянников А.Г. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи. М.: Наука, 2009. 236 с.

4. Легостов В.В. Измерительные трансформаторы тока // Измерение.ru. 1989. № 12 (2). С. 37–39.

5. Пизюта Б.А., Михайлов И.О. Новые оптико-электронные приборы для оптических измерений: учеб. пособие. Новосибирск: СГГА, 1996. 77 с.

УДК 621.316

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 0,4 кВ

М.Н. Семенов, М.Н. Симонова[2], Э.Ф. Хакимзянов[3], Э.И. Мухамадеев[4]

[1,2,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[2,3]ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», г. Казань

[3]ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ», г. Казань

simonovamn@energo-razvitie.ru

Рассмотрены различные методы повышения качества электроэнергии. Для повышения напряжения у удаленных потребителей были использованы устройства вольтодобавочного трансформатора, системы накопления энергии и линия постоянного тока.

Ключевые слова: вольтодобавочный трансформатор, система накопления энергии, выпрямитель, линия постоянного тока, качество электроэнергии.

Энергоснабжающие организации должны обеспечивать потребителя качественной электроэнергией [1]. Качество электроэнергии характеризуется многими показателями. Одним из главных является уровень отклонения напряжения, при его сильном отклонении работа электроустановок может нарушиться и выйти из строя. Отклонение напряжения не должно превышать 10% при работе 100% времени в течении недели [2].

Потребители, которые находятся в конце питающей линии, часто испытывают проблемы с провалом напряжения. Падение напряжения с количеством передаваемой потребителю мощностью и длиной линии [3]:

$$U_к = U_н - \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l}{U_н},$$

где $U_к$ – напряжение в конце линии; $U_н$ – напряжение в начале линии; P – активная мощность; Q – реактивная мощность; r_0 – удельное активное сопротивление линии; x_0 – удельное реактивное сопротивление линии; l – длина линии.

Для моделирования падения напряжения в конце линии был спроектирован участок энергосистемы напряжением 0,4 кВ. Схема состоит из системы, понижающего силового трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 160 кВА и потребителей электрической энергии, расположенные на всей протяженности питающей линии. Участки, где отклонение напряжение более 10 %, выделены красным цветом. На большей части питающей линии падение напряжение превышает 10 %, что говорит о низком качестве энергии. Необходимо улучшение качества электроэнергии (рис. 1).

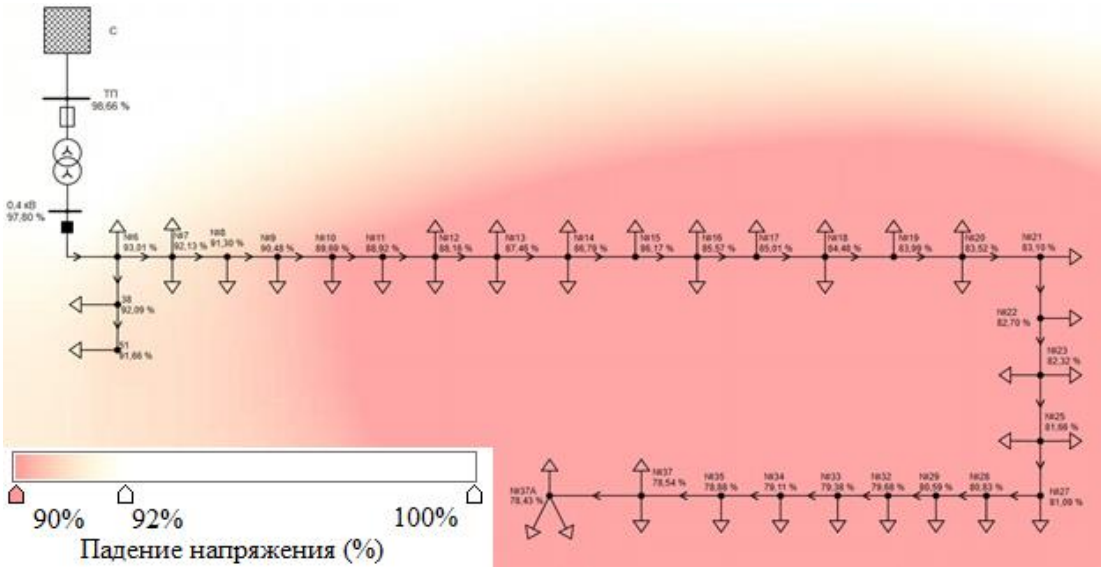


Рис.1. Однолинейная схема падения напряжения

Для повышения уровня напряжения были рассмотрены различные методы: установка вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ), система накопления энергии (СНЭ) и перевод линии на постоянный ток.

Экспериментальным путем были выбраны места установки. В результате было выбрано 6 вариантов топологии сети и свой уровень потерь электроэнергии (табл. 1).

Таблица 1

Потери электроэнергии сети (кВА)

Исходный режим	2 ВДТ	1 СНЭ (20 кВт)	2 СНЭ (10 кВт)	Постоянный ток	Постоянный ток + 1 СНЭ (10 кВт)
6,741	10,11	2,07	1,677	5,905	2,869

Оптимальным вариантом с наименьшими потерями стала установка двух устройств системы накопления энергии. И выбор, установка двух СНЭ в линии переменного мощностью 10 кВт или одного – 10 кВт, дал схожие результаты по потерям электроэнергии и уровню падении напряжения по всей длине линии.

По полученным результатам расчета установившегося режима были построены графики, на которых продемонстрировано падение напряжения на каждой опоре в зависимости от удаления ТП (рис. 2) Можно увидеть, на какой именно опоре был установлен ВДТ или СНЭ и как при этом изменилось значение напряжения.

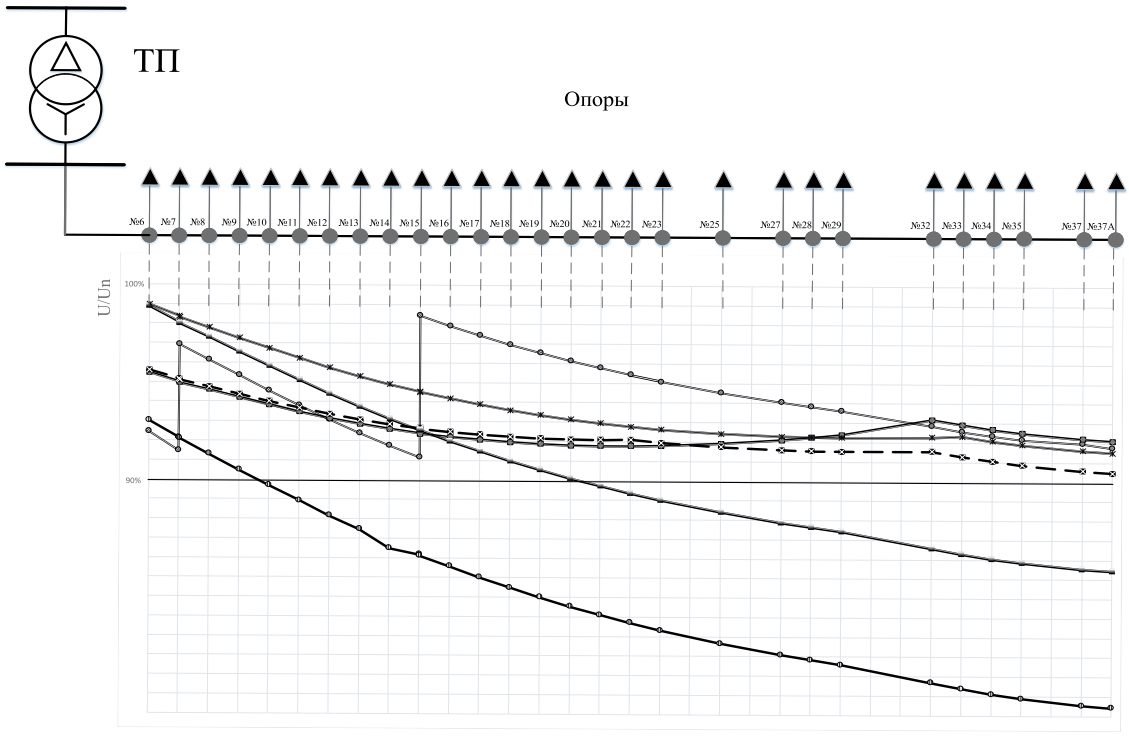
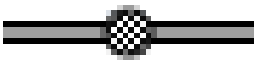
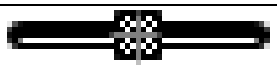


Рис. 2. Графики падения напряжения при использовании различных устройств

Обозначение кривых напряжений показаны в табл. 2.

Таблица 2

Маркер и линия кривых

Исходная схема	
Установка двух ВДТ	
Установка одного СНЭ	
Установка двух СНЭ	
Линия постоянного тока	
Линия постоянного тока с одним СНЭ	

Отклонение напряжения больше 10 % наблюдается в двух вариантах (исходная схема и линия постоянного тока), где не были установлены ВДТ и СНЭ. Причем, в линии постоянного тока падение напряжения меньше, чем в исходной. Установка СНЭ обеспечит плавное изменение напряжения по всей длине линии, а у ВДТ резкое повышение (~90°) в местах установки.

Все варианты были спроектированы с тем условием, чтобы падение напряжения не превышало 10 %. СНЭ и ВДТ с другими параметрами и местом установки может обеспечить требуемый уровень напряжения. Рассмотренные варианты не могут быть однозначными, а показывают пример использования данных устройств. Установка СНЭ в конце линии позволяет выбирать устройства с меньшей мощностью, чем в начале, но время выдачи энергии зависит от емкости. ВДТ требуется ставить в месте, где происходит падение напряжения.

Выбор нужного варианта должен осуществляться в каждой сети отдельно, основываясь на расчетах моделирования, экономических факторах, пропускной способности линий.

Литература

1. ГК РФ Статья 542. Качество энергии [Электронный ресурс] // Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 17.09.2020).

2. ГОСТ 31244-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 17 с.

3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1991. 464 с.

УДК 621.316.925.1

АНАЛИЗ ИСКЛЮЧЕНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ НА ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

М.Н. Семенов[1], М.Н. Симонова[2], Э.Ф. Хакимзянов[3]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[2,3]ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», г. Казань
[3]ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ», г. Казань
simonovamn@energo-razvitie.ru

Рассмотрена возможность защиты силовых трансформаторов без установки предохранителей в распределительных сетях 10 (6) кВ. Моделирование и расчет сети были произведены в программном комплексе PSS Sincal. Произведена имитация срабатывания предохранителя и защиты питающей линии при повреждении трансформатора.

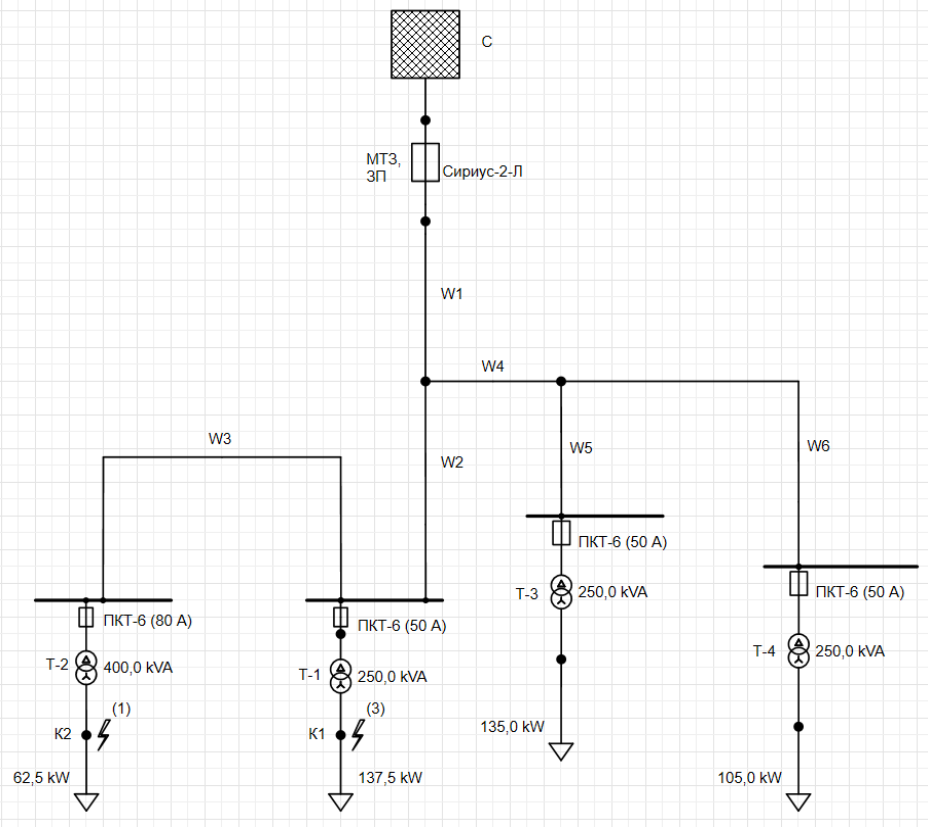
Ключевые слова: трансформатор, предохранитель, релейная защита, максимальная токовая защита, моделирование сети, датчик Роговского, автоматика повторного включения.

Согласно ПУЭ, для удешевления установки электрооборудования вместо силового выключателя и релейной защиты возможно применение предохранителей или открытых плавких вставок [1]. Аналогичным образом защита трансформатора применяется и в других странах [2].

Большинство трансформаторов в распределительных сетях 10 (6) кВ мощностью менее 1 МВА защищаются предохранителями. При повреждении трансформатора предохранитель отключит его от сети, тем самым обеспечивая селективность. Чем выше ток короткого замыкания, тем быстрее сработает предохранитель. Для видимого разрыва на трансформаторной подстанции установлен разъединитель.

Выбор предохранителя зависит от мощности трансформатора [3]. Рекомендовано выбирать номинальный ток предохранителя в два раза больше номинального тока трансформатора. Характеристика срабатывания предохранителя описывается кривой времени и тока.

Предположим, что есть возможность защиты трансформатора без установки предохранителя. Чтобы проверить данное утверждение, был смоделирован участок энергосистемы 6 кВ, состоящий из системы, линии и трансформаторов (см. рисунок и таблицу).



Модель проектируемой сети

Характеристики элементов сети

Элемент сети	Параметры
Т-1, Т-3, Т-4	$S_{НОМ}$ = 250 кВ·А
Т-2	$S_{НОМ}$ = 320 кВ·А
W1, W4	А-95, 0.9 км
W2, W5	АСБ-95, 0.095 км
W3, W5	ААБ-50, 0,21 км
ПКТ-102-50-6	$I_{НОМ}$ = 50 А, $U_{НОМ}$ = 6 кВ, $I_{ОТКЛ}$ = 31,5 кА
ПКТ-103-80-6	$I_{НОМ}$ = 80 А, $U_{НОМ}$ = 6 кВ, $I_{ОТКЛ}$ = 31,5 кА

Трансформаторы защищены предохранителями согласно [3], на защиту линии поставлено микропроцессорное устройство релейной защиты типа Сириус-2-Л с двумя ступенями МТЗ: III ступень – с уставкой 7,5 А и временем 0,5 с, IV ступень – защита от перегрузки, с уставкой 3,75 А и 60 с.

При моделировании КЗ в точке К1 получены следующие результаты:

– при междуфазном КЗ сработает предохранитель трансформатора Т-1;

– при отсутствии предохранителя в цепи защиты Т-1 через 60 с сработает МТЗ с отключением питающей линии.

Если рассмотреть КЗ в точке К2, то МТЗ сработает за время 0,5 с (при отсутствии предохранителя). Чувствительность МТЗ (III ступень) окажется достаточной.

Проектирование трансформаторной подстанции без установки предохранителя возможно с применением следующего оборудования:

– моторизированного привода на разъединтель;

– индикатор тока короткого замыкания (датчик Роговского);

– система телемеханики.

Используя вышеперечисленное оборудование, можно распознать повреждение на трансформаторе и передать информацию на вышестоящую защиту. Так же с помощью команды телеуправления отключить поврежденный участок сети разъединителем.

1. МТЗ отключит повреждение в трансформаторе в течение времени, зависящем от аварийного тока, и в период бестоковой паузы разъединитель отделит трансформатор от сети. Данный вариант можно реализовать при наличии на подстанции 6(10)/0,4 кВ установленного на разъединитель автоматизированного привода с ТУ, устройство индикации короткого замыкания и систем телемеханики при условии, что чувствительность защиты откажется достаточной;

2. Информацию о повреждении в трансформаторе будет передавастся защите питающей линии, и та отключит трансформатор и все присоединения. Необходимо то же оборудование, что и в первом варианте. Данный метод применителен, если чувствительность МТЗ окажется недостаточной.

Оба варианта подразумевают надежную работу системы связи, которая с требуемой скоростью обеспечит передачу сигналов о повреждении в трансформаторе, а также изменения логики АПВ.

Создание перечисленной инфраструктуры для исключения из работы предохранителя является экономически невыгодным. Стоимость замены ПКТ гораздо ниже организации системы индикации токов КЗ и передачи информации (с учетом усложнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ).

Тем не менее, для обоснования исключения ПКТ и замены на альтернативные решения должны приниматься на основании расчетов аварийных режимов сети с определением карт селективности устройств релейной защиты и автоматики с использованием специализированных программмных комплексов.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

2. J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin. Protective Relaying Principles and Applications. 3rd ed. NY.: Taylor & Francis Group, 2007. 638 с.

3. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ. М.: Энергоатомизадт, 1989. 144 с.

УДК 621.316.1

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Р.И. Сиразетдинова[1], А.В. Маркова[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]sirazetdinova_regina@mail.ru, [2]annavalmar@icloud.com
Науч. рук. Р.Г. Хузяшев

Рассматриваются вопросы учёта и контроля энергопотребления с помощью автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением (далее – АСКУЭ). Установка систем АСКУЭ для учета объемов потребляемой электроэнергии и предотвращение её хищения.

Ключевые слова: автоматизированная, система, учёт, энергия.

Энергия и ее эффективное использование превратилось в важный фактор развития современного мира. Новые экономические отношения в сфере управления энергопотреблением проявляются в формировании единого рынка электроэнергии. Главной проблемой потребления энергии является невозможность получения полной ее отдачи. В связи с этим необходимо улучшать использование, передачу, и учет электрической энергии. Рынок электроэнергии должен представлять собой многокомпонентный механизм согласования экономических интересов поставщиков

и потребителей электрической энергии. Одним из самых важнейших компонентов рынка электроэнергии является его инструментальное обеспечение, которое представляет собой совокупность систем, приборов, устройств, каналов связи, алгоритмов для контроля и управления параметров энергопотребления. Базой формирования и развития инструментального обеспечения являются автоматизированные системы контроля и учета потребления электроэнергии [1].

Основным уровнем, на котором осуществляются сбор и обработка информации об энергии и мощности от всех объектов АСКУЭ независимо от их принадлежности, является уровень энергосистемы, который в свою очередь имеет свою иерархию: уровень предприятий электрических сетей и энергосбытов; уровень районов электрических сетей и участков энергосбытов (данный уровень создается с учетом целесообразности); уровень объектов АСКУЭ – электростанций и подстанций, а также потребителей электроэнергии (промышленных и приравненных к ним предприятий, сельскохозяйственных, коммунально-бытовых и других потребителей) [1].

В состав средств АСКУЭ входят:

1) индукционные и электронные счетчики активной и реактивной энергии доукомплектованные или имеющие встроенные электронные счетчики) датчики импульсов;

2) информационно-измерительные системы и устройства сбора и передачи данных, обеспечивающие сбор, обработку, накопление хранение и передачу по каналам связи в соответствующие центры сбора и обработки информации данных о расходах электроэнергии, мощности в контролируемых точках на объектах АСКУЭ;

3) технические средства системы сбора и передачи информации от информационно-измерительных систем до центров обработки информации, включая каналы связи, модемы, устройства коммутации сигналов и т. д.;

4) средства вычислительной техники для объектов и центров обработки информации АСКУЭ и межмашинного обмена информацией между уровнями иерархии АСКУЭ.

В системе АСКУЭ снятие показаний всех измерительных приборов происходит единовременно. Это позволяет избежать значительных погрешностей при учете электроэнергии в следствии разновременности снятия показаний измерительных приборов. Применение обладающих высоким классом точности электронных счетчиков также способствует повышению точности учета электроэнергии и мощности. В настоящее

время нередко небаланс между отпущенной и потребленной электроэнергией достигает 20–25 %. Исключив или значительно уменьшив при помощи АСКУЭ из подобного небаланса ту долю, которая может обусловлена погрешностью измерений электроэнергии, можно искать источники различного рода потерь и принимать адекватные меры по их ограничению [2].

Основными преимуществами внедрения АСКУЭ в энергосистемах является повышение точности, оперативности и достоверности учета расхода электрической энергии и мощности, возможность осуществлять оперативный контроль за режимами электропотребления и предъявлять санкции предприятиям за превышение договорных и разрешенных величин мощности.

Положительный эффект способно принести внедрение АСКУЭ на уровне бытовых обобществленно-коммунальных потребителей. Это позволит значительно упорядочить систему расчетов с ними, а также получать точную информацию по энергопотреблению. Точная и оперативная информация о потребленной бытовыми потребителями электроэнергии способствует быстрому выявлению мест хищения электроэнергии, основная масса которых приходится именно на эту группу потребителей.

Основной целью внедрения автоматических систем коммерческого учета электроэнергии является снижение издержек и затрат на потребление энергоресурсов, минимизация потерь за счет повышения точности полученных данных и сокращения времени сбора обработки. Автоматизация учета электроэнергии на всех этапах, от производства до потребления, становится непременным условием эффективного функционирования современных энергосистем.

Установка интеллектуальных приборов учета электроэнергии обеспечивает:

– прозрачность, доступность и точность информации о потреблении электроэнергии;

– оплату только качественной электроэнергии;

– сокращение количества перерывов электроснабжения и их сроков;

– возможность управления использованием ресурсов и их стоимостью;

– повышение качества обслуживания.

Автоматизированная система учета позволяет в on-line режиме проводить контроль наличия напряжения на объектах электроэнергетики. Таким образом, осуществляется возможность полной наблюдаемости электрических сетей аварийным диспетчером.

Автоматизированная информационно-измерительная система учета становится инструментом для:

– сокращения издержек за счет снижения потерь электроэнергии, снижения операционных затрат;

– технологического развития за счет сокращения времени и частоты технологических нарушений, контроля качества электроэнергии у потребителя, оптимизации схем и режимов работы, развития клиентских сервисов;

– повышения платежной дисциплины и адресности применения льгот.

Литература

1. Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ: учеб. пособие. Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. 102 с.

2. URL: http://www.energynow.ru/energys-254-2.html (дата обращения: 14.09.2020).

УДК 621.316.1

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА НА ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ СТУПЕНЧАТОЙ ЗАЩИТЫ. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Р.И. Сиразетдинова[1], А.В. Маркова[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

sirazetdinova_regina@mail.ru, annavalmar@icloud.com

Науч. рук. Р.Г. Хузяшев

Рассмотрена необходимость применения дополнительной ступени абсолютной селективности ступенчатой защиты, действующей при приращении тока короткого замыкания (далее – КЗ) или при исчезновении тока в поврежденной фазе при несимметричных КЗ при каскадном отключении линии вместо ненадежной поперечной дифференциальной защиты параллельных линий. Применение дополнительной ступени не исключает необходимости расчета устойчивости энергосистемы при КЗ.

Ключевые слова: дистанционная направленная защита, короткое замыкание (КЗ), ступени защиты, ток.

В соответствии с ПУЭ на параллельных линиях при необходимости выполнения быстродействия для обеспечения устойчивости энергосистемы в качестве основной защиты может быть применена поперечная дифференциальная направленная защита. Эта защита имеет ряд недостатков. Так, при удалении места короткого замыкания (КЗ), когда разница токов в параллельных линиях существенно уменьшается, возникает «мертвая зона» по току.

При трехфазном КЗ вблизи места установки защиты остаточное напряжение, подводимое к зажимам реле мощности, очень мало и недостаточно для его действия. Таким образом, при КЗ в «мертвых зонах» по току и напряжению защиты не действуют. Кроме того, при обрыве провода с замыканием на землю на одной из линий отключается и неповрежденная линия. При отключении одной из линий защита на другой линии теряет способность работать селективно и поэтому она автоматически выводится из действия.

В связи с указанными существенными недостатками поперечная дифференциальная направленная защита не может быть основной, так как не обеспечивает селективное действие от всех видов КЗ, которые могут возникнуть на линиях. Применение, например, при техническом обосновании высокочастотной или продольной дифференциальной защиты, является дорогостоящим мероприятием и не исключает необходимости установки резервной ступенчатой защиты (например, дистанционной направленной защиты).

Однако, недостатком дистанционной направленной защиты является ее действие с выдержкой времени при КЗ на линии вне зоны действия быстродействующей первой ступени, которое может вызвать посадку напряжения ниже допустимого. Для обеспечения абсолютной селективности ступенчатой защиты необходимо выполнение дополнительной ступени, которая будет действовать при каскадном отключении линии с одной стороны первой ступенью защиты, после приращения тока с другой стороны поврежденной линии или путем фиксации отсутствия тока в неповрежденной при двухфазном КЗ.

С другой стороны цепи фиксации приращения тока КЗ или его исчезновения при несимметричном КЗ приведены в [1,2]. Ступень защиты отключает КЗ через время, которое в 2 раза больше времени действия первой ступени (примерно, через 0,15–0,25 с), то есть через то количество времени, с которой отключается линия при каскадном отключении поперечной дифференциальной направленной защитой.

Выполнение абсолютной селективности исключает необходимость согласования с уставкой защиты предыдущего участка, а, следовательно, увеличить сопротивление срабатывания дистанционной защиты или уменьшить ток срабатывания ступенчатых токовых защит [2]. При внешнем КЗ дополнительная ступень не срабатывает, так как отсутствует приращение тока КЗ или исчезновение тока в фазе при несимметричном КЗ при каскадном отключении линии.

Защиту целесообразно выполнять с применением микропроцессорного устройства релейной защиты. Действие дополнительной ступени абсолютной селективности ступенчатой защиты линии с выдержкой времени 0,15-0,30с не исключает необходимости расчета по определению устойчивости энергосистемы при указанных выдержках времени.

В том случае, если не обеспечивается устойчивость энергосистемы, необходимо применение высокочастотной или продольной дифференциальной защиты, высокочастотной блокировки защит, устройство передачи отключающего высокочастотного сигнала.

Литература

1. Кузник Ю.С. Каскадное ускорение действия защит линии // Электрические станции. 1992. № 8.

2. Манилов А.М. Способ обеспечения абсолютной селективности и быстродействия ступенчатых защит линий с двухсторонним питанием, а также линий с односторонним питанием, имеющих двигательную нагрузку на приемной подстанции // Электрические сети и системы. 2017. № 3-4.

УДК 621.311

АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННОЙ ЗАВИСИМОСТИ РАЗМАХА СИГНАЛА ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

Ю.Н. Слободина[1], Р.Г. Хузяшев[2], И.Л. Кузьмин[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]yulya_slobodina@mail.ru, [2]142892@mail.ru, [3]to_kigor@list.ru

Исследуется пространственно-временная зависимость размаха сигнала переходного процесса, зафиксированного в разное время и в разных точках электрической сети, от места возникновения этих сигналов. Результат получен комплексом волнового определения места повреждения.

Ключевые слова: сигнал переходного процесса, размах нулевого канала, время регистрации сигнала переходного процесса.

Для определения места повреждения в гибридно-воздушных кабельных линиях электропередач любой структуры и любого класса напряжения большой потенциал находит волновой метод. Он может быть использован не только для определения места повреждения, но и для прогнозирования развития аварийных явлений. Анализ пространственно-временной зависимости размаха сигнала переходного процесса должен позволить выявить аварийную ситуацию на линии для её быстрого устранения.

По сообщениям диспетчерской службы 16 апреля 2019 г. произошла авария рядом с КТП ЯКНО-5 в гибридной воздушно-кабельной распредели-тельной линии 10 кВ, отходящей от ПС 110 кВ Шильна (рис.1). За промежуток времени с 11 ч до 18 ч 44 мин происходили однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) с частотой возникновения в среднем раз в 20 мин. Поиск ОЗЗ начал производится после 18 ч 00 мин путем включения и выключения высоковольтного выключателя на питающей ПС Шильна. После обнаружения и устранения ОЗЗ в 19 ч 45 мин включили линию под нагрузку.

Целью данной работы является исследование связи размаха сигнала переходного процесса, зафиксированного в разное время и на разных КТП с местом возникновения сигналов переходного процесса (СПП).

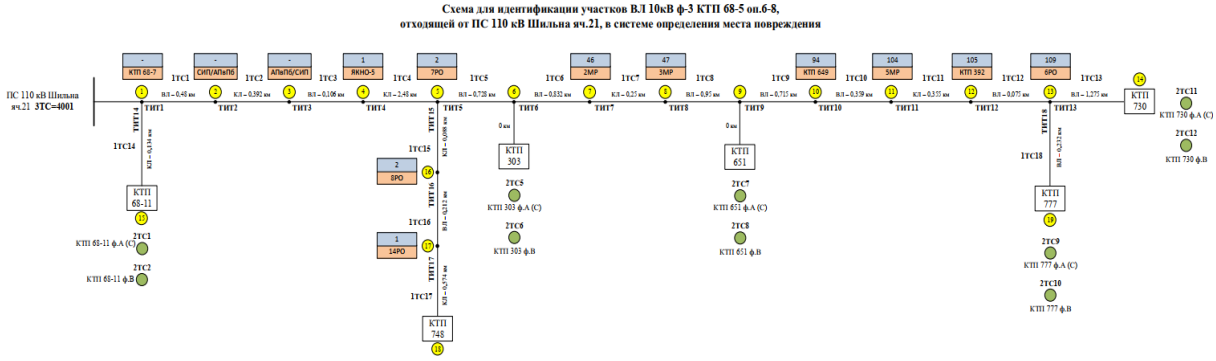


Рис. 1. Структура гибридной сети 10кВ с устройствами ПАК ВОМП, установленными в шести КТП

Данные за 16 апреля 2019 г. в период с 11 ч 18 мин до 19 ч 45 мин были получены при помощи программно-аппаратного комплекса волнового определения места повреждения (ПАК ВОМП) [1].

Для анализа были построены графики (рис. 2 и 3) размаха нулевого канала от времени регистрации сигнала переходного процесса и от расстояния от начала фидера. При построении значения параметров нормировались по максимальному значению величины существенного признака, использовалась логарифмическая вертикальная шкала.

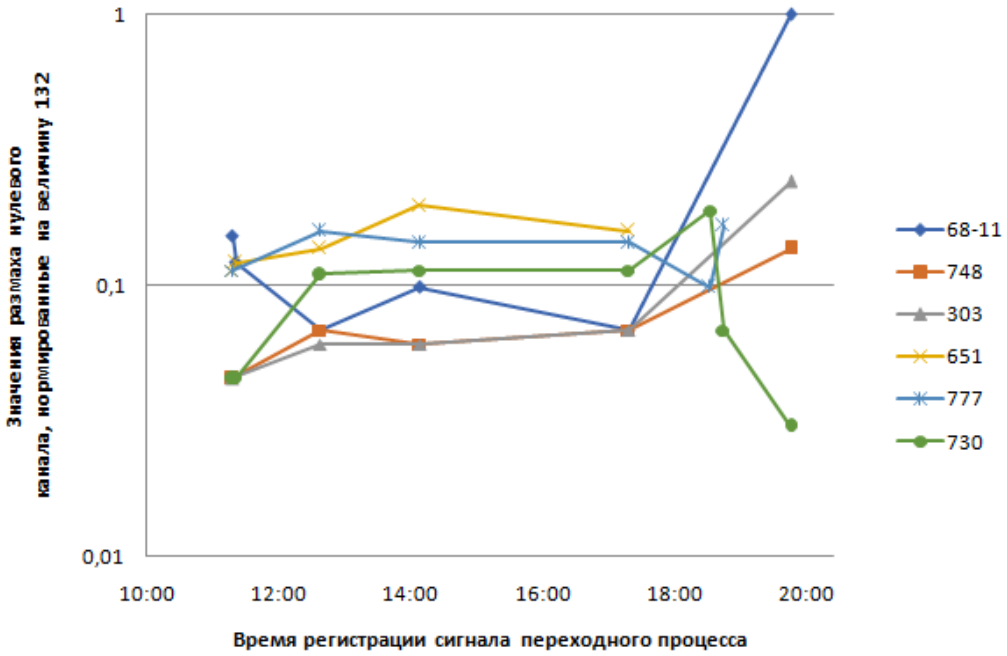


Рис.2. Зависимость размаха нулевого канала от времени регистрации СПП

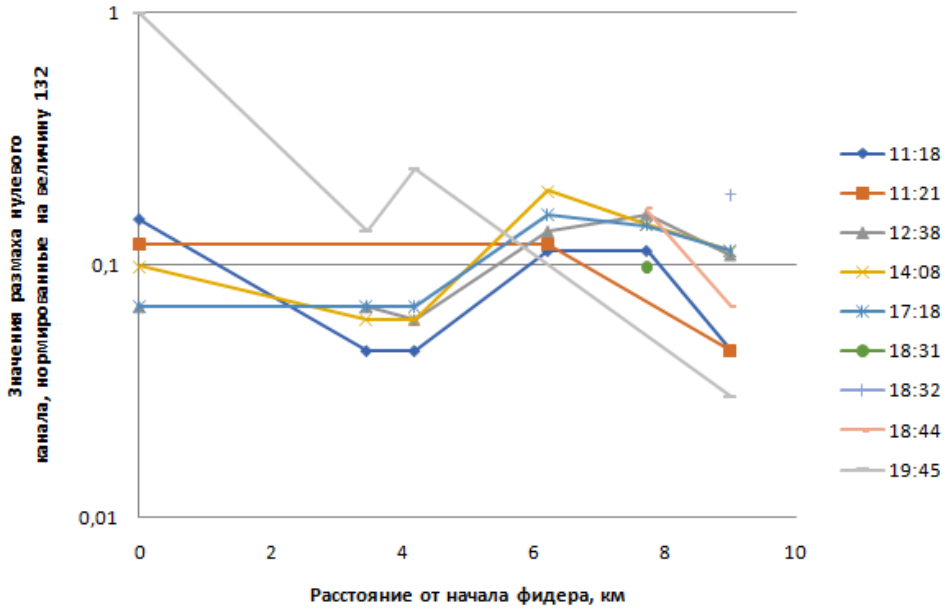


Рис.3. Зависимость размаха нулевого канала от расстояния от начала фидера

Из проделанной работы можно сделать вывод, что изменения размаха нулевого канала, произошедшие по причине аварии 16 апреля 2019 г., не имеют никакой связи и закономерности с местоположением источника возникновения СПП. Также из-за включения линии под нагрузку в 19 ч 45 мин сформировался мощный сигнал переходного процесса, прослеживается пропорциональная связь между амплитудой и расстоянием. При регистрации ОЗЗ, такая связь не прослеживается, причины этого необходимо дополнительно исследовать.

Литература

1. Практическая реализация волнового метода определения места повреждения в разветвленных распределительных электрических сетях 6(10) кВ / Р.Г. Хузяшев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2. С. 98–107.

УДК621.315.14

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

И.В. Соловьева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
solirina782@mail.ru
Науч. рук. Г.А. Муратаева

Рассмотрены методы увеличения пропускной способности ЛЭП. Как наиболее оптимальный вариант выделяется использование современных высокотемпературных проводов. В ходе работы производится анализ и сопоставление опытов разных стран-производителей, их отличительные особенности. Также производится расчет пропускной способности проводов.

Ключевые слова: потребление электроэнергии, высокотемпературные провода, воздушная линия, пропускная способность, нагревостойкость, провода нового поколения, ЛЭП.

С каждым годом в России появляются все больше промышленных комплексов и жилых районов, также стремительно развиваются и существующие коммуникации. В результате этого потребление электроэнергии с каждым разом растет все больше. Самым оптимальным решением задачи является повышение пропускной способности ЛЭП за счет использования высокотемпературных проводов. Данная проблема актуальна, так как применение вышеуказанных проводов позволит решить вопрос быстро и не особо трудоемко.

Целью работы является анализ характеристик высокотемпературных проводов, положительно влияющих на пропускную способность линий электропередач.

Рассмотрим ряд компаний производителей высокотемпературных проводов.

Провода АСВТ компания «Трансмет», Россия

Перед свивкой стальной сердечник высокотемпературного провода АСВТ пластически деформируется в определенные формы. За счет этой конструкции провод не раскручивается. Такой результат достигается посредством компактирования провода. Провод состоит из проволок, выполненных из алюминиево-циркониевого сплава. Такой состав материала позволяют повысить прочность и температуру рекристаллизации, не снижая его проводимость. Допустимая температура провода АСВТ 150 °С. К недостаткам провода АСВТ можно отнести величину его массы. Таким образом, провод АСВТ позволяет увеличивать пролёт и обеспечить большую пропускную способность с меньшим диаметром, чем провода АС.

Провода ACCR компании 3M, США

Сердечник провода состоит из композитного материала, который содержит в себе нити оксида алюминия, распределенных в высокочистом алюминии. Токопроводящие повивы провода изготовлены из термостойкого алюминиевого сплава. Применение алюминий-циркониевого сплава в качестве токопроводящей части провода дает возможность использовать провод ACCR при повышенных температурах. Композитный сердечник практически не уступает по механическим характеристикам сердечникам из стали. Композитные проволоки довольно хрупкие, т. е. с проводом ACCR необходимо работать более аккуратно при транспортировке и монтаже. Второй недостаток провода ACCR – это его крайне высокая стоимость.

Провода TACSR/ACS компании Lumpi-Berndorf, Австрия

Конструкция провода TACSR/ACS идентична с проводом АС, но состав материалов у них разный. Токопроводящая часть TACSR/ACS состоит из специального термостойкого алюминия TAL, либо сверхтермостойкого сплава ZTAL. Сердечник выполнен из стальных проволок, плакированной алюминием.

Сплавы TAL и ZTAL содержат в себе чистый алюминий и определенное количество циркония. Благодаря цирконию удается повысить температуру рекристаллизации алюминия и уменьшить размер зерен при рекристаллизации. Дополнительным плюсом использования провода TACSR/ACS является отсутствие отложения на нем гололеда за счет большой рабочей температуры.

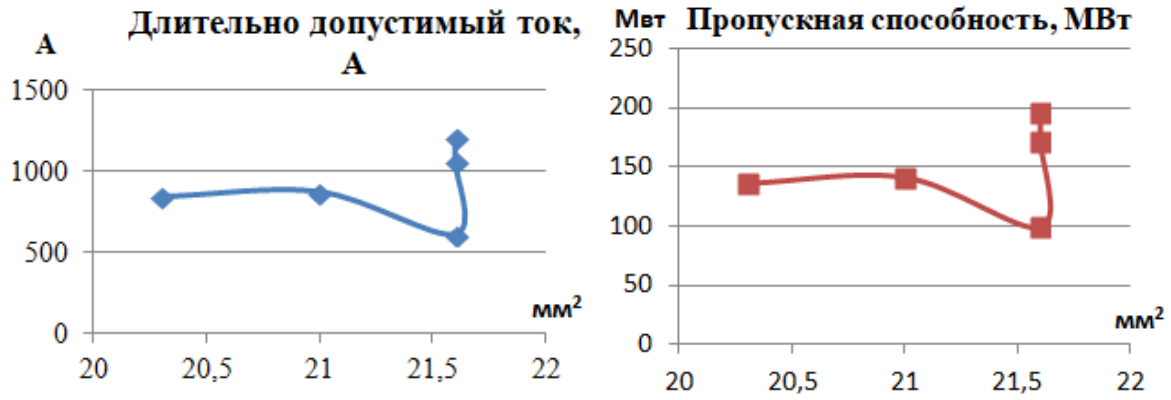
Провода G(Z)TACSR компании Power Systems, Япония

Рост пропускной способности провода GTACSR обеспечивается, большей рабочей температурой. Но отличительная черта GTACSR заклю-чается в том, что между токопроводящими слоями провода и стальным сердечником имеется зазор. Недостатком провода являются: необходимость применения специального оборудования, сложная конст-рукция провода и технология монтажа

Далее произведен расчет пропускной способности линий электро-передач для напряжения 110 кВ при cosφ = 0,85

$$P = \sqrt{3} I_{\text{доп}} U_{\text{ном}} \cos\varphi.$$

Результаты расчетов представлены на рисунке.



а *б*

Длительно допустимый ток (*а*) и пропускная способность (*б*) проводов производителей (слева направо): *1* – GTACSR 217/49; *2* – Lumpi TACSR/ACS 212/49; *3* – АС 240/39; *4* –АСВТ; *5* – ACCR 470-T16

При проведении расчета пропускной способности воздушных ЛЭП, было установлено, что почти при одинаковом диаметре рассматриваемых проводов максимальный допустимый ток имеет провод ACCR 470-T16, производитель США. Данный провод обладает наибольшей пропускной способностью из всех рассматриваемых проводов. Она составляет 196,44 МВт, что в ldf раза превышает пропускную способность традиционного провода АС 240/39 с таким же диаметром провода и допустимым током 605 А, следовательно, проведенный анализ раз-личных видов высокотемпературных проводов позволяет сделать вывод об эффективности их применения.

Литература

1. Александров Г.Н. Оптимизация конструкции воздушных линий электропередачи повышенной пропускной способности // Электричество. 1991. № 1.

2. Степанов А.Г., Меньшенин С.Е. Увеличение пропускной способности как средство повышения энергетической эффективности работы ЛЭП // Технические науки: теория и практика: матер. III Междунар. науч. конф. Чита, 2016. С. 92–95.

3. Инновационные высокоэффективные провода для линий электропередачи / В.Н. Курьянов [и др.] // Энергия единой сети. 2016. № 4 (27). С. 70–77.

4. Инновационные провода для воздушных линий электропередачи. Часть 3 / Г.К. Зарудский [и др.] // Кабель-news. 2011. № 2. С. 52–54.

УДК 543.42

УДАЛЕНИЕ ИЗ СПЕКТРА СИГНАЛА ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА НИЗКОЧАСТОТНЫХ И ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

Е.Г. Степанова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
lenochka2997@mail.ru
Науч. рук. Р.Г. Хузяшев

Волновой метод определения места повреждения в линиях электропередач позволяет не только определить место возникновения источника сигнала переходного процесса, но и проанализировать полученные временные и частотные осциллограммы. Одним из способов обработки сигналов переходных процессов используется спектральный анализ.

Ключевые слова: переходной процесс (ПП), быстрое преобразование Фурье (БПФ), низкочастотные (НЧ) и высокочастотные (ВЧ) колебания, спектральный анализ.

Изучим частотный состав сигнала ПП и его характеристику на примере данных аварийной осциллограммы, зарегистрированной в г. Набережные Челны КТП-68-11 23 апреля 2019 г. в 11:37:40, полученных от датчика № 31 [1].

Исходная временная осциллограмма состоящая из 1024 отсчётов представлена на рис. 1, а ее спектр – на рис. 4.

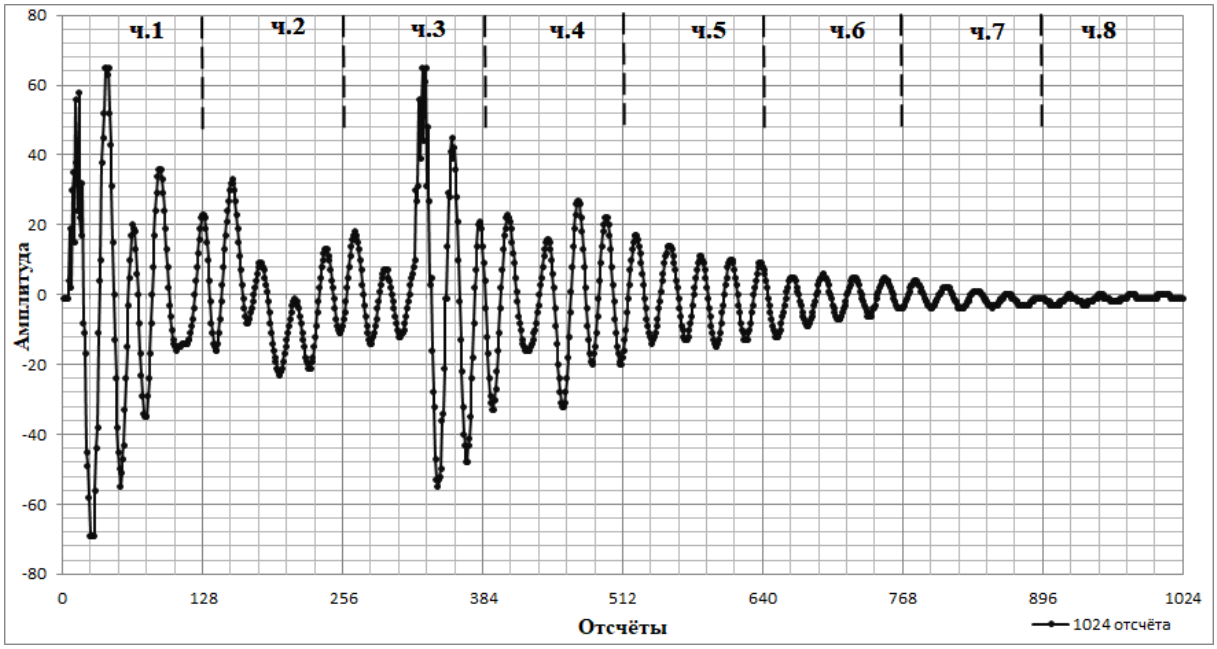
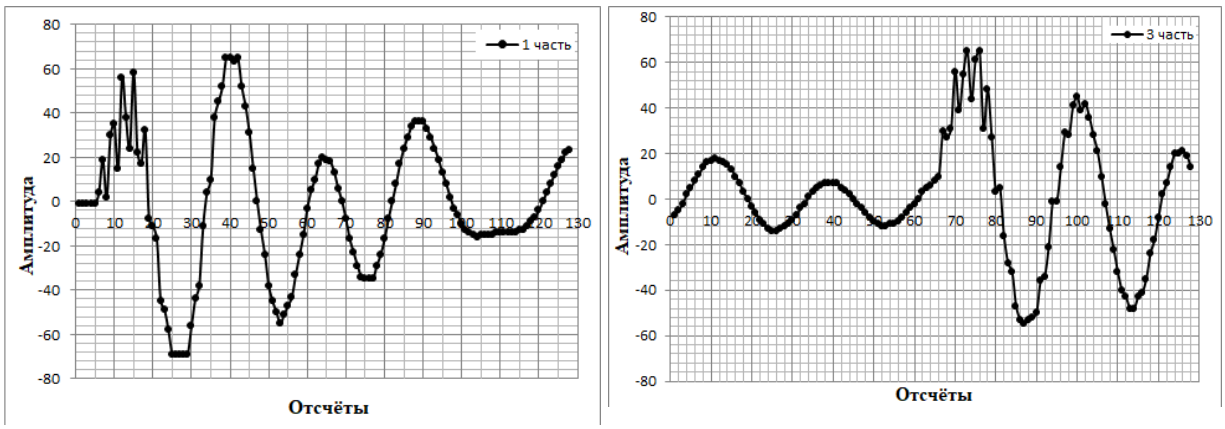


Рис. 1. Исходная временная осциллограмма датчика № 31, разделенная на 8 частей

Осциллограмма включения линии высоковольтным выключателем под напряжение состоит из двух импульсов, вызванных отскоками контактов выключателя или неодновременностью включения контактов его разных фаз (части 1 и 3, рис. 2).



а *б*

Рис. 2. Приближенный участок части 1 (*а*) и части 3 (*б*)

Доминирует НЧ составляющая свободных колебаний с периодом 27 мкс и частотой 37 кГц. В начале каждого импульса присутствует ВЧ составляющая свободных колебаний с периодом 3,2 мкс и частотой 307 кГц.

Обе эти спектральные составляющие присутствуют на суммарном спектре сигнала ПП (рис. 3). Разобьем исходную временную осциллограмму на 8 частей по 128 отсчетов и проведем БПФ для каждого из участков.

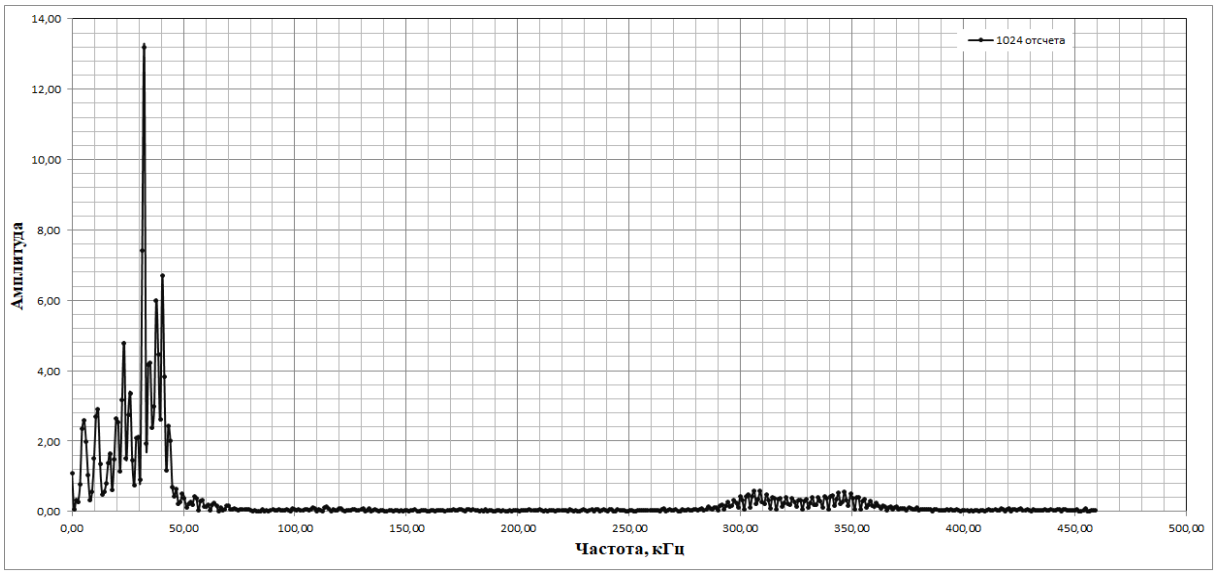
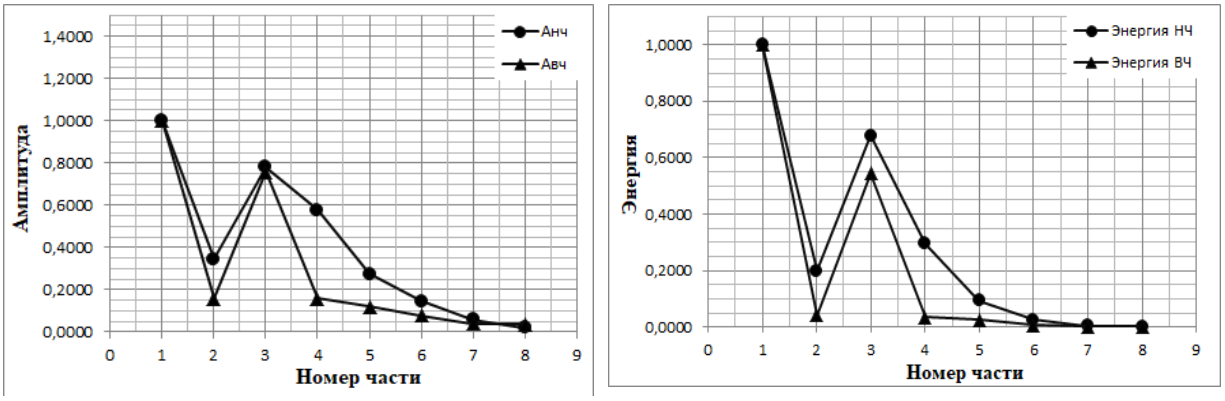


Рис. 3. БПФ 1024 отсчетов (датчик № 31)



а *б*

Рис. 4. Изменение амплитуды (а) и энергии (б) НЧ и ВЧ колебаний

Из спектра частей временной осциллограммы выделим амплитуды спектральных компонент для НЧ и ВЧ и изобразим их нормированными на их максимальные значения (рис. 5, *а*). Вычислим энергию НЧ и ВЧ колебаний, как сумму квадратов амплитуд дискретных частот спектра от 0 до 100кГц (НЧ) и от 250 до 400 кГц (ВЧ) (рис. 5, *б*). С течением времени амплитуда и энергии НЧ и ВЧ колебаний уменьшаются, что экспериментально доказывает присутствие эффекта дисперсии в сигналах ПП.

Обнуление НЧ части спектра позволяет облегчить определение количества всплесков и помогает получить четкую картину о начале ПП (рис. 5).

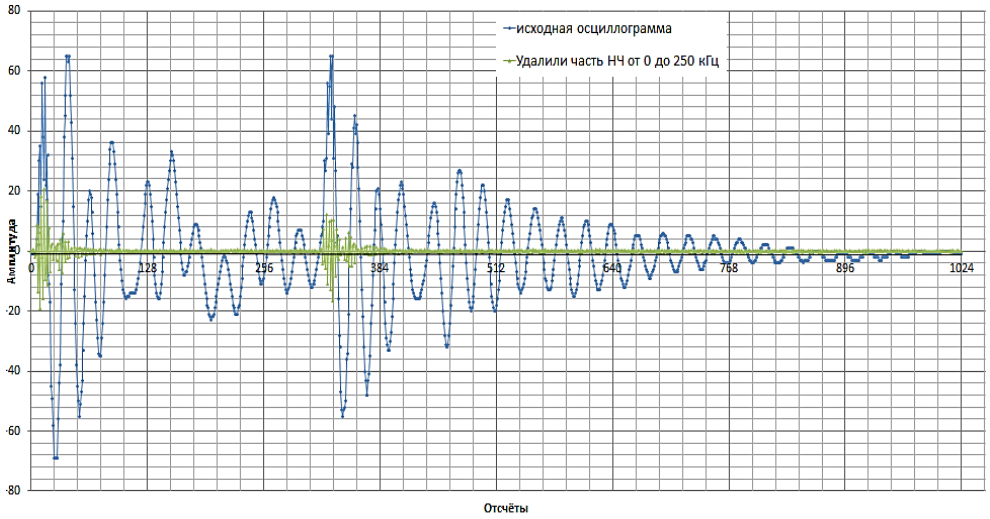


Рис. 5. Осциллограмма при удалении отрезка 250 отсчётов с начала и конца спектра

Удаление ВЧ и выделение НЧ облегчило определение периода (рис. 6).

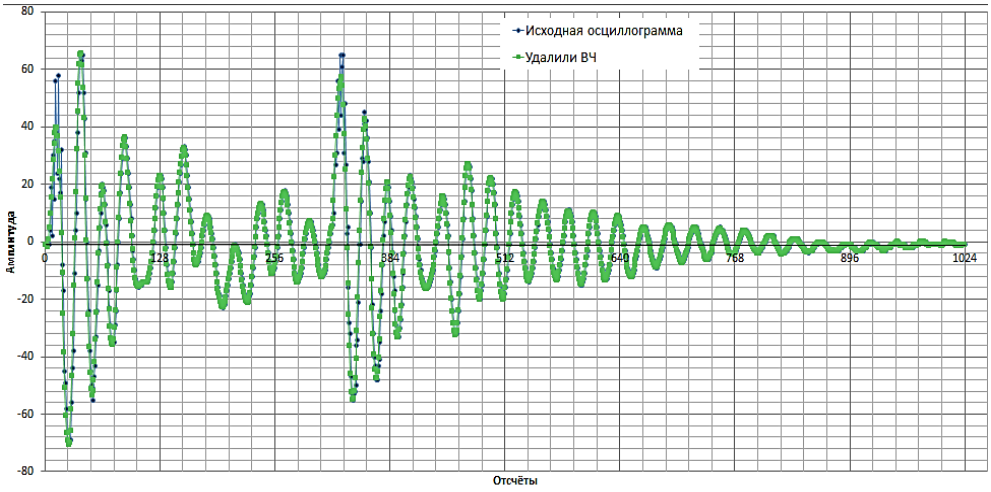


Рис. 8. Временная осциллограмма при удалении из спектра ВЧ составляющих

Удаление нижней половины НЧ части спектра позволило упростить определение доминирующей частоты свободных колебаний.

Литература

1. «Монитор-К» [Электронный ресурс]. URL: http://cp.elnet-k.ru/reports/byfails (дата обращения: 26.05.2020).

УДК 621.6:006.354

РАБОТА ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ ДОЛЖНА СТАТЬ НОРМОЙ

К.А. Суфиянова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
kasufiyanova@yandex.ru
Науч. рук. Р.Н. Мухаметжанов

Работы под напряжением, то есть выполняемые с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под рабочим напряжением, впервые были проведены в США более века назад. В Советском Союзе эти разработки, начали использоваться в середине прошлого века. С переменами в стране, начавшимися в середине 80-х гг., эта тема для энергетиков была закрыта.

Ключевые слова: работа под напряжением, электрические сети, недоотпуск электроэнергии, безопасность, распределительные устройства, средства защиты.

В настоящее время это работы выполняются по всей России в виде отдельных бригад, работающих на ВЛ напряжением до 500 кВ.

В Татарстане работает такая бригада в филиале ОАО «Сетевая компания» Казанские электрические сети. За десятилетия поменялись технологии проведения этих работ, позволяющие проводить работы с меньшими усилиями и большей отдачей.

У работ, проводимых под напряжением много социальных и экономических плюсов.

1. Потребители не ограничены в энергоснабжении, соответственно, отсутствуют жалобы.

2. Во время работы под напряжением отсутствует недоотпуск электроэнергии, соответственно, компания не терпит убытки из-за недоотпуска электроэнергии.

3. Работы проводятся оперативнее, чем обычно, так как нет необходимости отключения и заземления оборудования.

4. Отсутствует необходимость предупреждения потребителя за 11 дней до отключения, как того требует закон.

5. Работы под напряжением безопаснее, чем работы по «классике». Электромонтер заранее знает, что работает под напряжением, и выполняет работы внимательнее. Существуют определенные критерии отбора специалистов для работы в бригадах под напряжением помимо отличной физиической подготовки, это стрессоустойчивость, а также наличие в характере

сотрудника таких черт как аккуратность, тщательность и внимание к мелочам. Что интересно при проведении работ под напряжением, как свидетельствует статистика, существенно снижается доля электротравматизма. Руководствуясь принципом «как надо», электромонтеры не допускают небрежности в работе.

6. Увеличивается ресурс коммутационного оборудования. В связи с тем, что его не отключают.

Первоочередная задача, стоящая перед электроэнергетиками, – освоение напряжения до 1 кВ. В дальнейшем по освоенным методикам бригада сможет выполнять под напряжением более 90 видов работ, в том числе: подключение ответвлений от воздушной линии, замену изоляторов, монтаж светильников уличного освещения, замена опор, перетяжка провода и другие работы, позволяющие обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей при выполнении плановых работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок.

Работы под напряжением на воздушных, кабельных линиях электропередачи и распределительных устройствах до 1000 В. Специалисты должны иметь удостоверение дающее разрешение для работы на всех типах ВЛ и РУ до 1кВ. Работы на ВЛ до 1кВ выполняются с применением лаз и когтей. Работы проводятся по наряду с применением технологических карт. Работы выполняют минимум 3 работника: ответственный руководитель (мастер) и 2 электромонтера. Работы выполняются с применением средств индивидуальной и коллективной защиты. Сначала изолируются все токоведущие части, после выполняются работы.

Работы под напряжением на ВЛИ (СИП) до 1000 В. Специалисты должны иметь удостоверение дающее разрешение для работы на ВЛИ до 1 кВ выполненных СИП. Работы ВЛИ до 1 кВ выполняются с применением лаз и когтей. Работы проводятся по наряду с применением технологических карт. Работы выполняют минимум 2 работника: 1-й электромонтер – производитель работ, 2-й электромонтер – член бригады. Работы выполняются с применением средств индивидуальной и коллективной защиты. Ответственный руководитель не требуется. В выходные дни дежурные ОВБ вдвоем могут выполнять наряды энергосбыта – по подключению и отключению должников, новые технологические присоединения потребителей без отключения.

Работы под напряжением на воздушных, кабельных линиях электропередачи и в распределительных устройствах до 35 кВ. Специалисты должны имнеть удостоверение дающее разрешение для работы

на электроустановках до 10 Кв. Работы на ВЛ 10 кВ выполняются с применением подъёмников с изолированным звеном. Изолированное звено позволяет работать на ВЛ напряжением до 35 кВ. Изолированные части подъёмника испытываются напряжением 46–62 кВ. Работы выполняются с применением диэлектрических перчаток и специального инструмента. Люлькой подъёмника имеет право управлять только электромонтер, находящийся в люльке. Задача машиниста подъёмника – установка подъёмника на рабочее место. Все работы выполняются так же как на ВЛ до 1 кВ. Средства защиты применяются для ВЛ до 10 кВ. Работы проводятся по наряду-допуску. Работы выполняет бригада минимум из 3 работников: ответственный руководитель работ (мастер) и 2 электромонтера. На ВЛ 10кВ на полигоне подано напряжение 10 кВ с ограниченной токовой нагрузкой 3 мА.

Чистка электроустановок до 10 кВ под напряжением: сухая и влажная чистка ТП и трансформаторов, изоляторов, подтяжка контактов и болтовых соединений, доливка масла в трансформатор и т. д.

Работы под напряжением не противоречат Правилам. Техника выполнения работы под напряжением до 1 кВ и чистка электроустановок до 10 кВ приведена в Правилах и ГОСТ 28259-89.

Так как работы под напряжением на ВЛ до 10 кВ в Правилах практически не описываются, выполняются в соответствии со Стандартом организации. В пункте 3.3 и таблице № 1 Правил по охране труда даны расстояния до неогражденных токоведущих частей. При работах под напряжением ограждаются токоведущие части изоляцией. Работы выполняются согласно п. 38.21 Правил.

Таким образом, все работы под напряжением дают огромный экономический эффект.

Литература

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] (в ред. Приказов Минтруда России от 19 февраля 2016 г. № 74н, от 15 ноября 2018 г. № 704н): утв. Приказом Минтруда России от 24 ибля 2013 г. № 328н. Доступ из справ.-правовой системы «Консультант Плюс» (дата обращения: 17.09.2020).

2. ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7 [Электронный ресурс]. URL: https://tech-expo.ru/pue/ (дата обращения: 17.09.2020)

3. ГОСТ 28259-89. Производство работ под напряжением в электроустановках. Основные требования. М.: Стандартинформ, 2008. 11 с.

4. Правила по охране труда при работе на высоте [Электронный ресурс]: утв. Приказом Минтруда России от 28 марта 2014 г. № 155н. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 17.09.2020).

5. Правила по охране труда при работе с инструментами и приспособлениями [Электронный ресурс]: утв. Приказом Минтуда России от 17 августа 2015 г. № 552н. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 17.09.2020).

6. ГОСТ 11516-94 (МЭК 900-87). Ручные инструменты для работ под напряжением до 1000 В переменного и 1500 В постоянного тока. Общие требования и методы испытаний.

УДК 621.316

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ РЗА И АСУ ТП В УСЛОВИЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАНДАРТА МЭК 61850

А.М. Туитяров[1], М.Н. Хабибуллин[2], И.Г. Нуртдинов[3]

[1,2,3]АО «Сетевая компания», г. Казань

tuityarovam@gridcom-rt.ru

Рассмотрены вопросы эксплуатации цифровых подстанции в ОАО «Сетевая компания». Вопросы эксплуатации РЗА и АСУ ТП стоят особо остро, так как нормативно-техническая документация, регламентирующая работы по техническому обслуживанию цифровой подстанции, находится на стадии разработки.

Ключевые слова: МЭК 61850, цифровая подстанция, эксплуатация.

На сегодняшний день на объектах ОАО «Сетевая компания» эксплуатация устройств релейной защиты и автоматики, автоматизированной системы управления технологическими процессами производится согласно действующей нормативно-технической документации [1, 2].

Ввиду активного освоения и внедрения технологии цифровых подстанции в ОАО «Сетевая компания» вопросы эксплуатации РЗА и АСУ ТП стоят особо остро.

При этом в процессе эксплуатации возникают следующие вопросы:

– какую методику применять при проведении проверки взаимодействия устройств с фиксацией прохождения GOOSE – сообщений и SV потоков без воздействия на смежное оборудование;

– какую версию стандарта МЭК 61850 применять при проектировании цифровых подстанции;

– как разделять зоны ответственности персонала, отвечающего за работоспособность и техническое обслуживание различных элементов цифровой подстанций.

С этими и многими другими вопросами уже сталкиваются электросетевые компании.

Принципиальный порядок и последовательность выполнения испытаний и измерений устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики, такие как проверка алгоритмов срабатывания устройств РЗА, проверки аналоговых входов, дискретных входов и выходов, электрической прочности изоляции при переходе с традиционной на цифровую подстанцию не меняются. Основные изменения касаются принципов проверки взаимодействия устройств релейной защиты, АСУ ТП и учета электрической энергии.

В ОАО «Сетевая компания» принят 8-летний цикл технического обслуживания устройств РЗА. Согласно нормативно-техническим документам техническое обслуживание УРЗА подразделяется на наладку, первый профилактический контроль, профилактический контроль, профилактическое восстановление.

Техническое обслуживание устройств РЗА и АСУ ТП можно разделить на обслуживание с выводом первичного оборудования и без вывода первичного оборудования.

Техническое обслуживание без вывода первичного оборудования обусловлено наличием общеподстанционных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, таких как дифференциальная защита шин, автоматическая частотная разгрузка. Зачастую сжатые сроки вывода первичного оборудования не позволяют проверить все устройства РЗА в полном объеме. В связи с этим, возникает необходимость в выводе устройств РЗА без вывода первичного оборудования.

Независимо от того, как производится техническое обслуживание – с выводом первичного оборудования или без, вопрос проверки взаимодействия устройств в действующей локально – вычислительной сети без реального воздействия на смежные системы остается актуальным для персонала, обслуживающего подстанции, в которых связи между смеж-ными системами можно разорвать физически.

Следует выделить основные требования к обслуживанию цифровых подстанций:

– проверки взаимодействия необходимо проводить в рабочей схеме без исключения проверяемых устройств из локально – вычислительной сети;

– проверка GOOSE – сообщений и SV – потоков, отправленных с помощью испытательной установки и принимаемых устройствами, должна производиться с использованием специального флага, который присваивается всему сообщению для исключения воздействий на смежное оборудование;

– в децентрализованной архитектуре релейной защиты, устройства при проверке должны быть полностью переведены в режим тестирования со всеми стандартными функциями и пользовательскими алгоритмами. Смежное устройство, находящееся в рабочем состоянии, например, ДЗШ, принимающее GOOSE-сообщения, должно зафиксировать это сообщение, но со специальной меткой качества без воздействия на отключение.

При использовании устройств сопряжения с шиной процесса AMU (Analog Merging Unit) проверка работы алгоритмов срабатывания должна проводиться с выдачей реальных токов и напряжений на преобразователи, а не с помощью имитации SV-потоков в сеть. В свою очередь смежные защиты, такие как ДЗШ, подписанные на SV-поток, предназначенный для проверяемой защиты, не должны использовать его своей в логике, но должны фиксировать этот поток. Также, устройство цифрового учета электроэнергии не должно учитывать тестовый SV-поток в профиле мощности. Однако для проверки учета должен быть сформирован тестовый профиль мощности.

В условиях массового внедрения волоконно-оптических линий связи появляется необходимость периодической поверки активных и пассивных компонентов. К примеру, в процессе 6-летней эксплуатации подстанции, где применены оптические патч-корды, были выявлены проблемы со стабильностью канала связи. Исходя из этого считаем, что необходимо разработать регламент проведения технического обслуживания волоконно-оптических линий связи на объектах.

Наша компания готова рассмотреть возможность перехода на техническое обслуживание по состоянию после проведения наладки и первого профилактического контроля, который выявит все возможные упущения пусконаладочных работ. Однако, при этом необходимо принимать меры, препятствующие снижению квалификации обслуживающего персонала.

Литература

1. СТО 56947007-33.040.20.141-2012. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации подстанций 110–750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. 148 с.

2. СТО 56947007-25.040.40.236-2016. Правила технической эксплуатации АСУ ТП ПС ЕНЭС. Общие технические требования. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2016. 68 с.

УДК 621.316.925.1

«УМНАЯ» ДУГОВАЯ ЗАЩИТА

А.Р. Урманшин[1], Д.М. Валиуллина[2]
[1,2] ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
uar7@bk.ru, valiullinadiliya@mail.ru

Предложено применение схемы дуговой защиты на датчиках давления установленных в распределительных подстанциях (РП) сети 6–10кВ обеспечивающее эффективное отключения первичного оборудования с резервированием выше стоящим выключателем. Схема селективной дуговой защиты представлена на ячейках Siemens типа SIMOSEC реализованная на микропроцессорных устройствах (МПУ) «Бреслер» при помощи датчиков давления. Защита предназначена для быстрого отключения первичного оборудования во время возникновения короткого замыкания (КЗ), которое сопровождается электрической дугой и может привести к повреждению дорого-стоящего оборудования.

Ключевые слова: Защита от дуговых замыканий, короткое замыкание, ячейки КРУЭ, датчики давления.

Для защиты от дуговых замыканий на первичном оборудовании в ячейках SIMOSEC используются датчики давления. Любое электрическое дуговое замыкание сопровождается высокой температурой (способный плавить металл), ярким светом (как от сварочного аппарата) и избыточным давлением на который срабатывает данный датчик давления. Датчик давления устанавливается в ячейках КРУЭ на сборных шинах и в кабельном отсеке.

Схема работы защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ) обеспечивает селективное срабатывание и отключение поврежденного участка. ЗДЗ работает только при возникновении двух условий:

1) наличие тока короткого замыкания;
2) работа датчика давления.

Проблема электрической схемы состоит в том, что на ячейках КРУЭ SIMOSEC в ОЛ есть гибкая перемычка, соединяющая высоковольтный вакуумный выключатель (находящийся в элегазовом баке) с трансформатором тока (ТТ) (рис. 1). При возникновении дугового замыкания на гибкой перемычке, ТТ данной ячейки не почувствует ток, так как находится ниже точки короткого замыкания (КЗ). В следствии отсутствия тока на ТТ пов-режденной ОЛ произойдет отключение вышестоящего

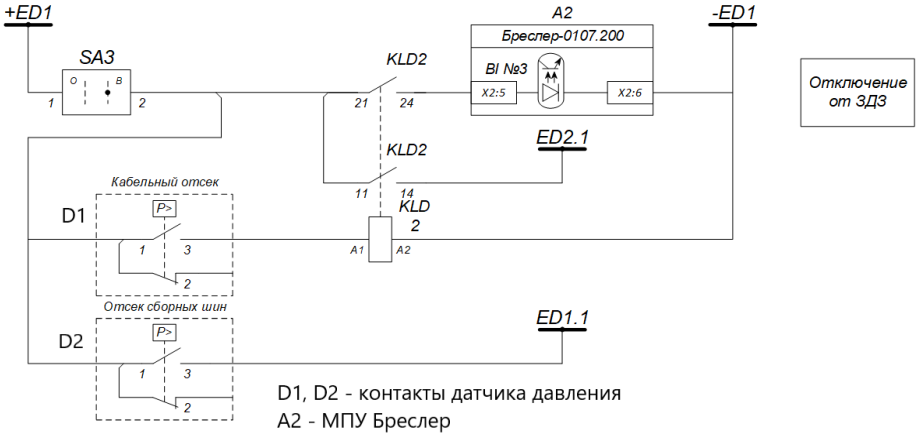
выключателя ВВ под действием МТЗ с выдержкой времени 1 с, что может привести к существенному повреждению оборудования за столь долгое отключение. При наличии на данном объекте введенной логической защиты шин (ЛЗШ), повреждение может локализоваться за 0,25 с, что в 4 раза быстрее срабатывания МТЗ ВВ. Но как показывает практика и многолетний опыт работы, работа ЛЗШ происходило в основном в следствии ошибочного действия электротехнического персонала, что приводило к отключению оборудования и простою в снабжении электроэнергии потребителей.

Рис. 1. Ячейка ОЛ SIEMENS типа SIMOSEC

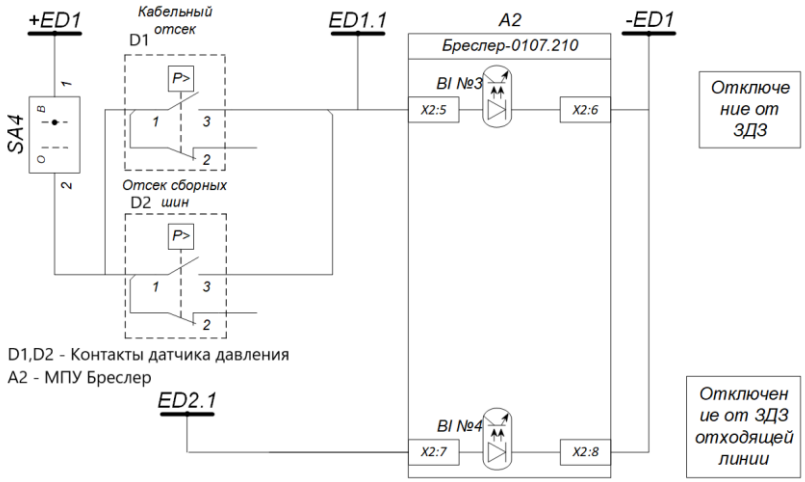
Для решения данной проблемы была разработана схема дуговой защиты с резервированием вышестоящим выключателем. Принцип работы заключается следующим образом. При возникновении КЗ на гибкой перемычке в ячейки ОЛ (рис. 1) срабатывает датчик давления *D*1 замыкаются его контакты *1* и *3*, срабатывает реле *KLD* и замыкает свои контакты *21*, *24* и *11*, *14*. В ячейке ВВ появляется ток КЗ, а в ячейке ОЛ ток КЗ отсутствует, так как ТТ ОЛ находится ниже точки возникновения КЗ. В данном случае для срабатывания ЗДЗ в ячейке ОЛ не выполняется первое условие и ЗДЗ не срабатывает. Благодаря шинки *ED*2.1 сигнал

отправляется в ячейку ВВ и попадает в МПУ Бреслер ВВ. На входе № 4 МПУ Бреслер запрограммирована выдержка времени 0,1 с и в случае не отключившимся выключателя в ячейке ОЛ, в ячейке ВВ выполнятся два условия и с выдержкой времени 0,1 с произойдет вышестоящего выключателя [1]. отключения

Данная схема позволит уменьшить повреждение в результате воздействия электрической дуги (или его исключить) и сократить время простоя оборудования (для его восстановления). Схему дуговой защиты с резервированием вышестоящим выключателем можно применить и на других типах ячеек (рис. 2).



а



б

Рис. 2. Схемы дуговой защиты отходящей линии (*а*) и вводного выключателя (*б*)

Литература

1. Терминалы серии «Бреслер-0107»: руководство по эксплуатации. Чебоксары, 2015.

УДК 621-311.163

НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПО ПАРАМЕТРАМ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА

А.Ф. Фаршатова[1] , А.Н. Штанникова[2] , А.Р. Хасанов[3]
[1]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]farshatova@mail.ru, [2]arina_shtannikova@mail.ru
Науч. рук. М.Ш. Гарифуллин

Рассмотрен один из методов определения места повреждения (ОМП) воздушных линий электропередач – метод по параметрам аварийного режима, рассмотрены его преимущества и недостатки, намечены пути совершенствования методов ОМП.

Ключевые слова: определение места повреждений; параметры аварийного режима; погрешность методов.

Среди методов определения места повреждений (ОМП) на ЛЭП широкое распространение получил метод по параметрам аварийного режима (ПАР). Он основан на измерении составляющих или комбинаций напряжений и токов в аварийном режиме. В зависимости от месторасположения устройств измерения токов и напряжений эти методы делятся на односторонние и двусторонние.

Для ОМП по ПАР применяются расчётные формулы и таблицы, специализированные программные комплексы и приборы ОМП.

Преимуществами ОМП по ПАР являются простота реализации, доступность исходных данных.

Недостатками ОМП по ПАР являются погрешности измерительных каналов приборов, расчёта параметров ЛЭП.

Погрешность ОМП является главным показателем качества ОМП. Причинами погрешностей ОМП по ПАР являются технические и человеческие факторы.

К техническим факторам относятся: неисправность ФП, его неправильная настройка по времени, по параметрам пуска, по диапазонам измерений, ошибка в схеме включения ФП, погрешности трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), погрешности из-за электромагнитных помех, погрешности, связанные с невозможностью точной синхронизации результатов измерения токов и напряжений и т. д.

К человеческим факторам могут быть отнесены промахи при считывании показаний ФП, ошибки при записи показаний ФП в оперативный журнал, ошибки при передаче показаний ФП диспетчеру сетей по телефону или через интернет, несовпадения используемых в расчетах и фактических данных по ВЛ и т. д.

В настоящее время ведется работа по совершенствованию средств ОМП.

Во-первых, решается вопрос повышения точности измерительных ТТ и ТН. Широкое применение получают оптические ТТ и ТН (волоконно-оптический датчик тока и волоконно-оптический измерительный преобразователь напряжения), основанные на использовании оптического волокна.

Во-вторых, осуществляется совершенствование алгоритмов и разработка новых методик определения мест повреждения.

Кроме того, на данный момент ведется разработка алгоритмов идентификации параметров ВЛ, основанных на данных, получаемых регистраторами электрических процессов, с помощью устройств PMU (Phasor Measurement Unit). Данные устройства показали высокую применимость при реализации мониторинга и управления электроэнергетическими системами. Устройства PMU способны измерять токи, напряжения и вычислять угол фазового сдвига, передавая полученные данные на верхний уровень. Таким образом, может быть реализована система расчета фазового угла в режиме реального времени. При наличии доступа к системе GPS цифровые измерения с терминалов, установленных на разных концах линии, могут выполняться синхронно. Синхронизированные измерения включают в себя информацию о фазовых углах и об амплитудах сигналов. При этом фазовые углы замеряются в единой системе отсчета. Располагая информацией об абсолютном времени замера, может быть полученное значение разности фазы между токами и напряжениями, замеренными в разных участках сети. Так как моменты времени для измерений на всех устройствах должны быть синхронизированы, выполняется связь с системой GPS. Использование векторных замеров из разных мест, синхронизированных по GPS, дает большой потенциал избыточности, направленный на повышение надежности функционирования систем электроснабжения.

Также наблюдается тенденция повышения точности синхронизации с использованием спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и GPS. Используя для синхронизации времени сигналы спутниковых навигационных систем, можно обеспечить точность встроенных часов не хуже десятков наносекунд на любом промежутке времени.

Литература

1. Айзенфельд А.И. О целесообразности применения фиксирующих индикаторов тока и напряжения для определения мест повреждений воздушных линий // Электрические станции. № 2. С. 54–58.

2. Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Калюжный Д.Н. Одностороннее определение места повреждения воздушных линий по параметрам аварийного режима в сетях с эффективно-заземленной нейтралью // Электрические станции. 2006. № 2. С. 42–45.

3. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В.А. Шуина. М.:Энергоатомиздат, 2003. 272 с.

4. Некрашевич Е.О., Старостин Н.В. Волоконно оптические датчики тока // Электронные компоненты. 2006. № 11. С. 76–77.

УДК 621.316.925.1

КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ НА ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

И.И. Фаткуллин
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
ilmirfatkullin58@gmail.com
Науч. рук. Р.Г. Хузяшев

Цифровая подстанция является важным переходом в век технологий, на этапе которого необходимо изучить все тонкости и моменты безопасности внедрения новых систем. Поэтому необходимо принять меры в целях выявления угроз на подстанции для обеспечения быстрого реагирования и минимизации последствий. В этой статье будет рассмотрены проблемы цифровой подстанции с позиции кибер-физической системы и мероприятия для обеспечения кибербезопасности.

Ключевые слова: кибербезопасность, МЭК 61850, цифровая подстанция, электроэнергетика, РЗА.

Процесс «цифровизации» энергетических систем, использование интеллектуальных технологий, сложного технического, информационного и коммуникационного оборудования повысили риски в области кибербезопасности энергетических предприятий. Отмечается возрастание угроз кибербезопасности в связи с развитием концепции интеллектуальных энергетических систем, в рамках которой предусматривается повышение уровня компьютеризации и интеллектуализации энергетики.

Определим кибератаку на подстанцию как событие, в ходе которого злоумышленник изменяет, ухудшает или отключает работу как минимум одного защитного, автоматического или управляющего устройства в пределах подстанции. Типичная подстанция может быть атакована через все пути, отмеченные номером (см. рисунок). Взломщик может войти через соединение центра управления, как это произошло в ходе одной из кибератак в Украине, когда была изменена прошивка шлюзов (вызвав их разрушение).

Векторы атак на цифровую подстанцию

Другая точка входа возможна через ПК инженера *2*, подключенный к оборудованию подстанции. Когда инженер подключает свой ПК к реле для изменения (защитных) настроек, вредоносные программы, размещенные на ПК, могут в свою очередь установить вредоносное ПО на реле аналогичным образом, как это произошло с ПЛК в ходе кибератаки вируса Stuxnet. Ноутбуки, используемые для тестирования системы МЭК 61850, часто напрямую подключаются к станционной шине, что также является потенциальным вектором для заражения интеллектуальных электронных устройств (IED) *3*. По этой причине предлагается использовать новые инструменты тестирования МЭК 61850, обеспечивающие кибербезопасное разделение между тестовым ПК и сетью подстанции. Само тестирующее

устройство *4*, которое необходимо для комплексной проверки оборудования РЗА на станциях и подстанциях, также является потенциальным путем проникновения. Важно, чтобы производители тестовых комплектов вкладывали средства в усиление защиты своих устройств, чтобы злоумышленник не смог воспользоваться этим путем входа.

Хранилище настроек *2а* и тестовых документов *3а* также может быть направлением для атаки. Этот сервер хранения данных, таким образом, также принадлежит к критическому периметру. Поэтому также имеет смысл реализовать отдельное, изолированное и защищенное решение для управления такими данными.

Предлагаются следующие мероприятия по цифровым подстанциям объектов электроэнергетики [1]:

– повышение кибербезопасности путем разделения информационных потоков различных подсистем на разные, физически не связанные, сегменты коммуникационных сетей передачи данных внутри подстанции, т. е. предлагается создание независимых друг от друга шин процессов и шин объектов для каждой функции автоматического или автоматизированного управления (отдельные виды РЗА, мониторинга и т.п.);

– отказ от монотехнологичности в коммуникационных сетях передачи данных внутри подстанции, т. е. чтобы Ethernet и TCPЛР не были единственными коммуникационными технологиями цифровой подстанции;

– применение симплексных каналов с односторонней передачей информации там, где это достаточно для выполнения прикладной функции.

– создание выделенных сегментов коммуникационных сетей, использующих для настройки и переконфигурирования микропроцессорных и коммуникационных устройств, причем в процессе эксплуатации данные сегменты должны быть нормально отключенными (снято питание с коммуникационных устройств или разобраны разъемы);

– применение межсетевых экранов, разделяющих различные сегменты коммуникационных сетей, которые на физическом уровне не позволяют выполнять несанкционированные функции. Сегодня межсетевые экраны реализуются на уровне программного обеспечения, соответственно неправильная настройка программного обеспечения может привести к логическому объединению разных сетей;

– применение для управления и выполнения ответственных функций узкоспециализированных протоколов обмена информации, позволяющих передавать только ту информацию, которая нужна для решения конкретной задачи, не позволяющих передавать что-либо иное. Это должно быть сделано, в том числе с целью принципиального упрощения алгоритмов коммуникационных устройств.

Литература

1. Нудельман Г.С. О требованиях кибербезопасности систем РЗА при использовании МЭК 61850 // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. XXI конф. Москва, 2012. С. 18–23.

УДК 621.311.22

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ

А.И. Фаттахова
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
fattahova.aigul@mail.ru
Науч. рук. О.В. Воркунов

Одной из важнейших задач электроэнергетики является обеспечение бесперебойного электроснабжения и надежная работа всех ее элементов, своевременное устранение технологических нарушений, разработка и проведение мероприятий по их предупреждению. Основное назначение направлено на выбор оптимальной схемы электроснабжения потребителей по таким критериям как надежность и экономическая целесообразность.

Ключевые слова: распределительная энергия, категории потребителей, оптимизация затрат, надежность сети.

За последние годы рынок, на котором работают электросетевые предприятия, претерпел кардинальные изменения. Теперь внимание менеджмента электросетевого бизнеса направлено на грамотное управление средствами, в частности на максимизацию прибыли и оптимизацию затрат. При этом для обеспечения качества электроэнергии существуют регламентируемые нормы и правила ведения электросетевого бизнеса.

Таким образом, основными вопросами управления электросетевыми компаниями являются обеспечение качества энергии и надежности сети. Необходимо направить усилия на оптимизацию оперативно-диспетчерского управления и сокращения расходов на всем сроке службы всех компонентов сети. Анализ постоянных затрат вследствие износа сетей является важной составляющей этой деятельности. В настоящее время подстанции (ПС), воздушные линии (ВЛ), кабельные линии (КЛ), и трансформаторные подстанции (ТП), которые обеспечивают электроснабжение городов и населенных пунктов, предприятий промышленности,

агропромышленного комплекса, и объектов социальной сферы РТ, имеют износ – 74 %. Ежегодно доля повреждений трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ составляет ~ 2,5 % от числа установленных, а срок службы трансформаторов более 25 лет составляет 43,8 % [1]. Необходимо принимать срочные решения по проведению реконструкции данного оборудования.

Оптимизацию затрат по обслуживанию всего жизненного цикла сети можно рассматривать как одно из наиболее важных направлений по управлению активами. Управление активами – это достаточно новый подход в управлении предприятиями электрических сетей, контролируемых на уровне правительства. Он основывается на максимизации прибыли при оптимальном использовании активов. Управление активами требует комплексного подхода, охватывающего все аспекты распределения энергии: инвестиции, обслуживание, диспетчеризация и т. д.

При управлении активами электрических сетей необходимо одновременно обрабатывать и анализировать множество различных данных. Это влияет и на задачи планирования сетей, которые становятся все более сложными. Кроме того, при рассмотрении задач по развитию сетей и обеспечению их надежности, необходимо учитывать экономические и экологические аспекты. Таким образом, необходимы современные методики и средства, помогающие управлению электрическими сетями. Одним из наиболее важных инструментов при планировании является анализ надежности сети, который может также применяться для оценки эффективности управления активами.

В любом случае для оптимизации параметров предварительно должен был выбран критерий оптимизации. При наиболее общем подходе обычно в качестве показателя эффективности решений выступает не один, а несколько критериев т.е. приходится решать многокритериальную (многоцелевую) задачу. Например, качестве критериев могут выступать капитальные затраты, потери электроэнергии, пропускная способность сети, степень надежности электроснабжения, ее степень воздействия на окружающую среду и др. В простейшем случае многокритериальная задача сводится к однокритериальной в которой оптимизация параметров объекта осуществляется по одному критерии принятому за главный, а остальные критерии учитываются в виде ограничений.

Рассмотрим данный вопрос на примере ОАО «Сетевая компания» филиал Приволжские электрические сети. Снижение расходов электроэнергии на ее транспорт всегда являлось для компании одной из важнейших задач. Для снижения потерь в ОАО «Сетевая компания» ежегодно составляется и реализуется план типовых организационно-технических мероприятий. Основными из этих мероприятий являются: оптимизация режимов работы электрических сетей; замена проводов ЛЭП на провода

большего сечения; замена недогруженных и перегруженных трансформаторов на ТП 6–10 кВ; отключение трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях.

Таким образом, внедрение критериев для эффективной оптимизации электрической сети позволяет выстраивать грамотное управление финансовыми средствами, направленными на максимизацию прибыли и оптимизацию затрат.

Литература

1. Майоров А.В., Львов М.Ю., Львов Ю.Н. Прогнозирование срока службы силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей [Электронный ресурс]. URL: https://transform.ru/articles/pdf/02theory/Mayorov,%20Lvov.pdf (дата обращения: 22.08.2020).

2. Омельчук А.О., Скропник А.М., Трондюк В.С. Оптимизация параметров и режимов источников реактивной мощности электрических сетях разных уровней напряжения // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2012. № 11 (105). С. 43–48.

3. Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций (с изменениями на 21 июня 2017 г.) [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго России от 29 ноября 2016 г. № 1256. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 22.08.2020).

4. Энергосбережение. Донести без потерь [Электронный ресурс]. http://tatarnews.ru/articles/2294 (дата обращения: 06.09.2020).

УДК 620.91

РЕЖИМЫ РАБОТЫ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СОСТАВЕ ЕЭС РОССИИ

А.А. Федоров

Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа

fedorov-aa@rb.so-ups.ru

Определены возможные области применения и режимы работы накопителей для регулирования установившихся и переходных режимов в ЭЭС и, в частности, в ЕЭС России.

Ключевые слова: накопитель электроэнергии, противоаварийное управление.

Применение накопителей электрической энергии в электроэнергетических системах (ЭЭС) открывает новые возможности повышения качества управления режимами и улучшения экономических показателей функционирования ЭЭС. Несмотря на высокую стоимость, они начинают применяться для регулирования как установившихся, так и переходных режимов.

В последнее время для накопления энергии стали все шире применяться новые типы накопителей – суперконденсаторы, электрохимические аккумуляторные батареи, сверхпроводниковые накопители, роторные накопители, накопители на сжатом воздухе.

Наибольшее распространение в мире получили накопители на базе литий-ионных аккумуляторов [1]. Накопители на базе литий-ионных аккумуляторов могут соответствовать требованиям, предъявляемым в ЕЭС России к генерирующему оборудования для участия в регулировании частоты, к быстродействию реализации управляющих воздействие (УВ) противоаварийной автоматики (ПА) и т. д.

Возможные области применения и режимы работы накопителей в ЕЭС России

Автоматическое и оперативное режимное управление

Автоматическое и оперативное регулирование частоты и перетоков активной мощности. Поддержание частоты в нормируемых пределах осуществляется посредством оперативного и автоматического регулирования частоты.

Накопители энергии достаточной мощности смогут эффективно применяться в качестве резерва первичного и вторичного регулирования частоты. Благодаря своему быстродействию накопители смогут одновременно выполнять функции первичного и вторичного резерва активной мощности. Они позволят устранять небалансы активной мощности за требуемое нормативами время, что улучшит качество регулирования частоты при возникновении значительных небалансов активной мощности.

Предотвращение снижения напряжения. Если, в случае снижения напряжения, после принятых мер к восстановлению напряжение остается ниже аварийно допустимого значения, ограничивается режим потребления активной мощности, где произошло снижение напряжения, до повышения напряжения выше минимально допустимого значения. Ограничения потребления можно избежать, если в пунктах подключения нагрузки использовать накопители энергии, управление которыми осуществляется по уровню напряжения в сети, либо оперативно.

Противоаварийное управление. Выдача и потребление активной и реактивной мощностей накопителем в энергосистему сможет эффективно применяться в качестве управляющего воздействия для таких видов ПА, как АПНУ, АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН, АОПО. В этом случае накопители полностью заменят или сократят объем таких управляющих воздействий, как ОН, АЗГ, ДРТ.

Использование накопителей совместно с возобновляемыми источниками энергии. Выработка энергии ветряными и солнечными электростанциями носит труднопредсказуемый характер и зависит от погодных условий. Это обстоятельство затрудняет управление режимом работы ЭЭС при наличии значительной генерации возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в свою очередь это вызывает необходимость использования резервов мощности традиционной генерации для компенсации непостоянного характера генерации ВИЭ. Создание технических комплексов ВИЭ – накопитель, позволит компенсировать резкопеременный характер генерации и упростить управление потоками мощности от возобновляемых источников.

Выравнивание суточных графиков нагрузки. Накопители смогут способствовать сглаживанию суточного графика нагрузки, накапливая электроэнергию в период ночного минимума, когда ее стоимость минимальна, и выдавая ее в периоды максимумов, что позволит снизить перетоки мощности по ЛЭП и электросетевому оборудованию в периоды максимумов нагрузки.

Повышение надежности электроснабжения потребителей. На удаленных и изолированных территориях проблема надежности стоит значительно более остро, и накопители, которые являются одновременно источником мощности и элементом системы бесперебойного питания, способны решать эту проблему.

Использование накопителей в устройствах АВР. Использование в качестве устройства АВР быстродействующего накопителя, позволяющего восстановить электроснабжение через 10–20 мс после его прекращения, позволит осуществлять питание синхронной нагрузки по секционированной схеме без выпадения из синхронизма двигателей.

Многофункциональное использование накопителей. Ключевой отличительной особенностью накопителей является возможность участвовать в выполнении нескольких задач или выполнять ряд функций одновременно. Их стоимость в настоящее время является довольно высокой, и использование накопителей для решения только одной задачи в большинстве случаев не приводит к окупаемости. Однако при «многофункциональном» использовании накопителей получаемый экономический эффект существенно улучшается.

Системы накопления энергии развиваются высокими темпами и находят все более широкое применение в практике управления режимами работы энергосистем. Малое время отклика, многофункциональность и значительные величины мощности открывают широкие перспективы применения накопителей в ЕЭС России. В перспективе применение накопителей позволит снизить объем вращающегося резерва мощности на традиционных электростанциях, исключить или снизить объем ограничений режима потребления активной мощность при ликвидации аварий и полностью или частично заменить объем таких управляющих воздействий, как ОН, АЗГ и ДРТ.

Литература

1. The Strategic Energy Technology Plan [Электронный ресурс] // European Commission, 2017. URL: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-andinnovation/strategic-energy-technology-plan (дата обращения: 19.08.2020).
2. Куликов Ю.А. Накопители электроэнергии – эффективный инструмент управления режимами электроэнергетических систем // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. 9-й Междунар. молод. науч.-техн. конф. Казань, 2018. Т. 1. С. 38–43.
3. Рейтер Т. Накопить и сохранить [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. 2019. № 18 (374). URL: https://www.eprussia.ru/epr/374/9549355.htm (дата обращения: 19.08.2020).

УДК 621.311.1

АППАРАТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОФИДЕРНОГО КОНТРОЛЯ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

А.И. Федотов[1], А.Ф. Абдуллазянов[2], Л.И. Абдуллин[3], Г.В. Вагапов[4]

[1,4]ИЦ ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[2,3]ОАО «Сетевая компания», г. Казань

[2]ainyr1582@mail.ru, [3]abdullin.linar@mail.ru, [4]vagapov@list.ru

Предложена аппаратная реализация системы пофидерного контроля замыканий на землю в распределительных сетях 6-10-35 кВ с изолированным режимом работы нейтрали на основе первичных цифровых измерителей типа ESM Smart meter с функцией выделения высших гармоник по фазных значений тока и напряжения. Представлена аппаратная реализация системы пофидерного контроля замыканий на землю на основе применения оптических систем передачи данных.

Ключевые слова: высшие гармонические составляющие тока и напряжения, цифровые измерители, однофазные замыкания на землю.

Вопросам повышения надежности функционирования воздушных линий электропередачи (ВЛ) распределительных электрических сетей посвящено существенное количество публикаций в виду достаточно высокого значения показателя доли отказов последних [1] в общей статистике отказов, где преимущественно, причиной отказов являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) [2]. Для фиксации факта ОЗЗ и локализации его зоны были использованы в качестве основы теоретические положения, описанные в [3]. Экспериментальная оценка проявления высших гармоник приведена в [4]. Теоретические и экспериментальные исследования показали возможность аппаратной реализации системы пофидерного мониторинга ОЗЗ.

Аппаратная часть системы базируется на трех составляющих: первичный анализатор высших гармонических составляющих (ВГ) тока и напряжения, коммутаторы для передачи данных и сервер с программным обеспечением для обработки данных. В качестве первичного анализатора ВГ используется ESM smart meter с функцией выделения ВГ тока и напряжения, устанавливаемые на каждом отходящем фидере распределительного устройства подстанций (рис. 1). Далее анализаторы ESM подключаются через коммутаторы типа EDS-508A, а последние по кольцевой схеме (рис. 2) соединены между собой с организацией передачи информации на сервер. Принципиальное отличие предлагаемой аппаратной реализации от других существующих методов определения места повреждения заключается в поперiодном анализе токов и напряжений с одновременным разложением в ряд Фурье по каждому отходящему фидеру с соответствующей синхронизацией проводимых измерений. Практическое преимущество заключается в возможности фиксации единичных кратковременных ОЗЗ.

Рис. 1. Визуализация ESM smart meter

Рис. 2. Визуализация тестовой сборки системы пофидерного контроля
в лабораторных условиях

Пофидерный контроль ВГ позволяет выявлять ОЗЗ на начальном этапе их появления, в том числе и перемежающие дуговые ОЗЗ.

Работа выполнена в рамках проекта темы научного исследования «Методы повышения надежности систем электроснабжения и качества электроэнергии на основе электрохимических накопителей и цифрового мониторинга состояния распределительных электрических сетей» (мнемокод 0672-2020-0007, №FZSW-2020-0007).

Литература

1. Сидоров С.В., Сушков В.В., Сухачев И.С. Разработка методики определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учетом климатических факторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 2. С. 115–123.

2. Пеленев Д.Н. Инвариантная защита электротехнических комплексов от однофазных замыканий на землю с автоматической коррекцией входных параметров: автореф. дис. … канд. техн. наук. СПб., 2017. 26 с.

3. Федотов А.И., Вагапов Г.В., Чернова Н.В. Распределение токов и напряжений вдоль воздушных линий электропередачи 6–35 кВ на «резонансных» частотах при ОЗЗ // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19, № 5-6. С. 69–78.

4. Экспериментальное исследование проявления высших гармоник напряжения на стороне 0,4 кВ потребительских подстанций как метода ранней диагностики однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью / Г.В. Вагапов [и др.] // Известия вузов. Электромеханика. 2014. № 4. С. 89–92.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНОЙ СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ТЭЦ С ПАРОГАЗОВЫМИ УСТАНОВКАМИ

В.С. Червяков
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
gsksti@mail.ru
Науч. рук. И.Ф. Галиев

Представлены основные принципы проектирования схем выдачи мощности ТЭЦ, рассмотрены их особенности и тенденции развития, в числе которых применение парогазовых и газотурбинных установок в качестве альтернативной схемы выдачи мощности ТЭЦ, что позволит повысить электрический КПД, снизить стоимость установленной мощности, снизить удельный расход воды и повысить экологические показатели работы источника.

Ключевые слова: схема выдачи мощности ТЭЦ, парогазовая установка, газотурбинная установка, электроэнергия, эффективность.

Схемы выдачи мощности ТЭЦ вблизи крупных потребителей, что предопределяло выдачу мощности на генераторном напряжении и на напряжении основной распределительной сети 110 кВ (рис. 1) [1].

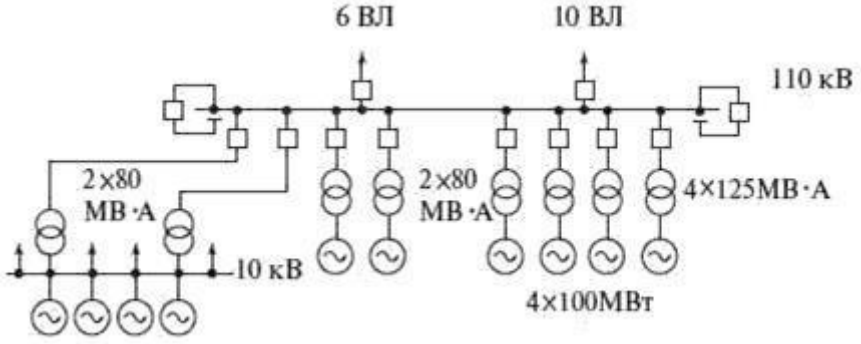


Рис. 1. Схема выдачи мощности ТЭЦ на напряжении 110 кВ

Однако увеличение мощности и применение дальней теплофикации стимулировали отказ от сооружения РУ генераторного напряжения и повышение напряжения сети, так на современных ТЭЦ блоки присоединяются к РУ 110–220 кВ (рис. 2) [1].

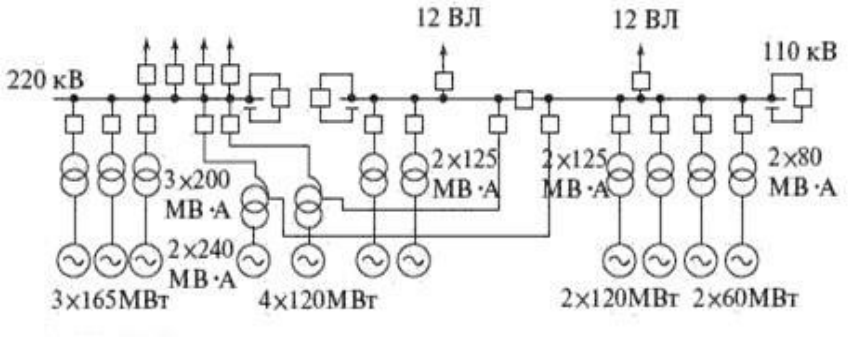


Рис. 2. Схема выдачи мощности ТЭЦ с РУ 110–220 кВ

Для упрощения схемы выдачи мощности из них были исключены РУ, однако повышающие трансформаторы блоков присоединены отдельными линиями к сети 110 кВ (рис. 3) [1].

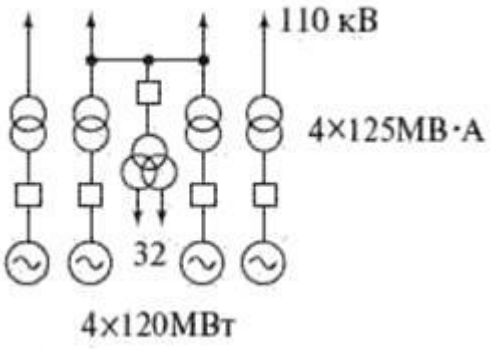


Рис. 3. Схема выдачи мощности ТЭЦ с отдельными линиями 110кВ

Использование таких схем рационально вблизи ПС 220 (330)/110кВ, шины которых могут принять мощность ТЭЦ.

Тенденции последних лет показывают снижение мощности новых электростанций и энергоблоков, вместе с тем чаще используются парогазовые (ПГУ) и газотурбинные установки (ГТУ). ПГУ часто применяются при строительстве новых тепловых электростанций, а ГТУ – для электроснабжения и резервирования отдельных потребителей. ГТЭС зачастую являются многоагрегатными электростанциями с единственной секционной системой сборных шин и выдача мощности выполняется на генераторном напряжении или по ВЛ 110 (220) кВ [2].

В виде самостоятельных присоединений подключаются блоки, которые работают по схеме ПГУ сбросного типа или с низконапорным парогенератором.

При использовании ПГУ с вытеснением регенерации и схемы присоединения генераторов к РУ повышенного напряжения необходимо обеспечивать независимость работы генераторов ГТУ от работы главного генератора энергоблока.

Для электростанций с ГТУ, которые работают в пиковом режиме, схема присоединения генераторов к РУ одного повышенного напряжения недопустимо одновременное погашение более 50 % мощности ГТУ, при этом их количество не должно превышать половины от общего числа, в случае повреждения или отказа в отключении выключателя или развилки шинных разъединителей.

Для ПГУ со сбросом отработавших газов ГТУ в паровой котел, которые в дальнейшем используются для теплофикации, разрешается каждый отдельный генератор подключать к РУ повышенного напряжения через собственный повышающий трансформатор, при условии того, что при отключении этих генераторов не требуется осуществлять останов парогазового энергоблока [3].

Данная схема относительно других имеет следующие преимущества:

1. Общий электрический КПД ПГУ, где турбины работают по конденсационному циклу, на сегодня составляет приблизительно 33–42 %.

2. Низкая стоимость установленной мощности.

3. Потребление меньшего объема воды на единицу выработки электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками.

4. Более высокие экологические показатели в сравнении с паросиловыми установками 58–64 %. В паросиловых же установках при работе в конденсационном режиме этот КПД обычно изменяется в интервале.

Таким образом, разработка альтернативных схем выдачи мощности ТЭЦ с применением установок ПГУ является актуальным и перспективным направлением развития энергетики, которое позволит достичь повышения показательней экономичности и экологичности производства электроэнергии.

Литература

1. Косоногов А.О. Разработка схемы выдачи мощности тепловой электростанции с блоками ПГУ: выпускная квалификационная работа магистра. СПб., 2020. DOI: 10.18720/SPBPU/3/2020/vr/vr20-4947.

2. Принципиальные схемы увеличения мощности и повышение экономичности ТЭС И ТЭЦ за счет газотурбинных и парогазовых установок / У.А. Ахмадалиев [и др.] // Точная наука. 2018. № 26. С. 71–73.

3. Жуков В.В., Магомедов М.У. Особенности электрической части электростанций с одновальными и многовальными парогазовыми установками // Энергетик. 2019. № 9. С. 47–53.

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ

А.И. Чупин[1], А.М. Ахметшаехов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]chupin_98@mail.ru , [2]ahmetshaehov@yandex.ru
Науч. рук. Ф.Р. Сиразутдинов

Рассмотрены основные положительные и отрицательные стороны ОМП волнового типа. Приведено сравнение волнового и импедансного методов. Показано решение части проблем ОМП волнового типа, а так же его преимущества, благодаря которым волновой метод определения места повреждения является наиболее перспективным. Произведено краткое описание устройства волнового ОМП.

Ключевые слова: ОМП, волновой метод, импедансный метод.

Определение места повреждения (сокращенно – ОМП) волновым методом – это самая прогрессивная технология обнаружения места повреждения в высоковольтных сетях (рис. 1). Она направлена на оперативное выявление повреждения ВЛ с целью скорейшего восстановления электроснабжения.

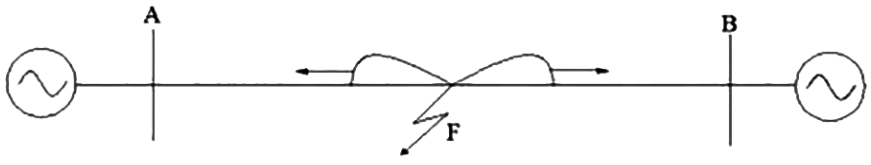


Рис. 1. Распространение электромагнитной волны вследствие повреждения

В зависимости от используемого метода измерения, устройства волнового ОМП подразделяются на пять типов: *A*, *B*, *C*, *D* и *E*. Работа устройства каждого типа основывается на анализе пришедшей электромагнитной волны, возникающей в результате повреждения. Устройство типа *D* представлено на рисунке (рис. 2).

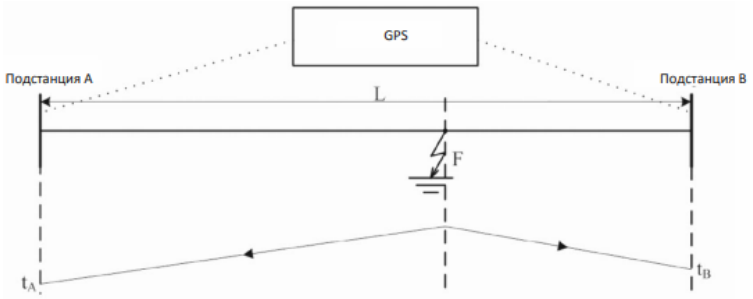


Рис. 2. Использование устройства типа *D*

Работа устройств ОМП импедансного типа основывается на принципе измерения тока и напряжения во время повреждения. За счёт использования этих двух электрических величин при определении места повреждения выполняется расчёт, который характеризуется ошибками, возникающими из-за нескольких факторов.

Устройства ОМП волнового типа измеряют время, а не ток и напряжение. Таким образом, устраняется влияние на погрешность измерения тех факторов, которые присущи устройствам импедансного типа. ОМП волнового типа является перспективным направлением, но всё же имеет ряд недостатков:

1) малые углы повреждений;
2) повреждения вблизи места установки устройств обнаружения;
3) качество синхронизации устройств;
4) неверно определенная скорость распространения волны в линии;
5) погрешность определения бегущей волны [1].

Литература

1. Krzysztof Glik, Ryszard Kowalik, Désiré Dauphin Rasolomampionona. Travelling wave fault location in HV lines // Acta Energetica Electrical Power Engineering Quarterly. 2011. Is. 3/8. Pp. 5–12.

2. TWS FL-8 and TWS FL-1 Single Tower Traveling Wave Fault Locators [Электронный ресурс]. URL: www.qualitrolcorp.com/products/fault-location-monitors/tws-fl-8-and-tws-fl-1-traveling-wave-fault-locators/ (дата обращения: 12.09.2020).

3. Смирнов А.Н. Волновой метод двухсторонних измерений для определения места повреждения воздушной линии электропередачи 110–220 кВ: дис. … канд. техн. наук. Иваново, 2015. 209 с.

4. Определение места повреждения воздушных линий [Электронный ресурс] // «БО-ЭНЕРГО»: системы мониторинга. URL: https://www.bo-energo.ru/equipment/dlya-vysokovoltnykh-liniy/ (дата обращения: 12.09.2020).

УДК 621.3.019

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ АВАРИЙНОСТИ

И.С. Беклемешев[1], И.А. Бончук[2]
[1]АО «Янтарьэнерго», г. Калининград
[2]Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, г. Калининград
zenitgosha@mail.ru, ilyabonchyk@mail.ru
Науч. рук. А.Ю. Никишин

Рассмотрена основная применяемая методика прогнозирования потребления электрической энергии, выделены факторы, повышающие точность прогноза, предложены сопутствующие мероприятия. Представлены теоретические результаты исследования.

Ключевые слова: прогнозирование, изолированный режим, резистивный режим нейтрали, аварийность, экономический эффект.

В последние годы все чаще возникают предпосылки перехода Калининградской электроэнергетической системы в изолированный режим. Преследуя цели надежного и бесперебойного электроснабжения жителей региона электрической энергией, вводятся в эксплуатацию новые электрические станции, которые будут работать на природном газе и угле. Изолированное от Единой энергосистемы России положение создает дополнительные задачи, которые придется решать.

Для того чтобы эффективно использовать природные ресурсы необходимо повышать точность прогноза потребления электроэнергии. В настоящий момент прогнозирование потребляемой электроэнергии в Калининградской области осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС Балтийское РДУ (РДУ), имея в своем арсенале несколько методов прогнозирования потребления. Оперативное прогнозирование на интервале упреждения от 1 ч до 24 ч осуществляется с применением математической модели допрогнозирования:

$$P(t) = \hat{P}_{\text{пр}}(t) + \tau(t),$$

где $\hat{P}_{\text{пр}}(t)$ – базовый компонент; $\tau(t)$ – остаточная составляющая; t – номер часа или минутного интервала.

Базовый компонент определяют характер нагрузки и статистика типового дня, остаточная составляющая дополняет и уточняет прогноз, вводя в модель новые переменные – осадки, время суток и года. Здесь же и кроются неучтенные многочисленными методиками факторы.

В существующих применяемых методиках не учитываются технологические нарушения. Иными словами, аварийные ситуации, которые повлекут за собой недоотпуск электрической энергии потребителям, а следовательно, и станут причиной провала в графиках суточной нагрузки, никак не берутся в расчет. Весьма очевидно, что системный оператор заинтересован в надежной и качественной эксплуатации сети, по которой осуществляется переток мощности.

Сетевая организация, руководствуясь единой технической политикой ПАО «Россети», стремится к надежному и бесперебойному электроснабжению и снижению аварийности в сетях [1]. Получается, что долгое время системный оператор в достижении по сути одной цели работала на свое развитие, а сетевая компания – на свое.

Исследование вопроса причин технологических нарушений показало, что большинство аварийных ситуаций происходит в распределительных сетях, и чаще всего – это однофазные замыкания на землю, а также возникающие перенапряжения. Здесь становится актуальным при новом строительстве и реконструкции вопрос выбора режима нейтрали [2]. В России применяется изолированный режим нейтрали. Множество публикаций указывает на ряд существенных недостатков применяемого режима [3].

Стоит отметить, что значительную часть технологических нарушений вызывают именно природные воздействия (рис. 1) [4]. Применение резистивного режима нейтрали позволит снизить влияние указанных в диаграмме факторов, а также изменить принцип ремонтно-эксплуатационного обслуживания электротехнического оборудования, полноценно перейдя к обслуживанию и ремонтам по состоянию объекта. Так, учитывая растущую долю кабельных сетей в структуре распределения электроэнергии, можно будет увеличить срок службы кабеля из сшитого полиэтилена, который, как известно, обладает эффектом памяти.

Положительный опыт перехода на резистивный режим нейтрали с точки зрения снижения аварийности был отмечен в сетях ООО «Башкирэнерго» (рис. 2) [5].

Таким образом, выполняя мероприятия по снижению аварийности в сетях, мы уменьшаем дельту – разницу между точкой при нормальном режиме работы и при технологическом нарушении на суточном графике нагрузки (рис. 3).

Рис. 1. Основные причины ТН в сетях «Россети Янтарь»

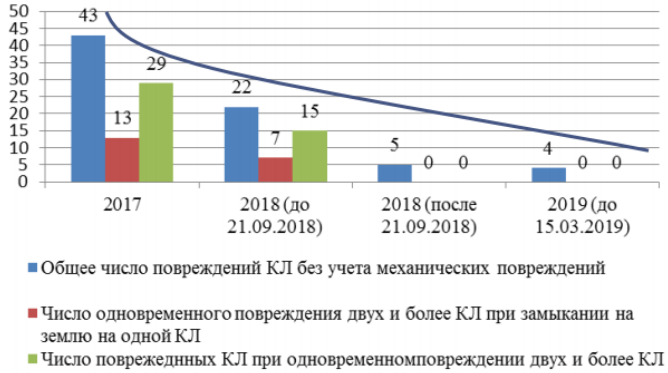


Рис. 2. Статистика повреждаемости кабельных линий в рамках реализации проекта в ООО «Башкирэнерго»

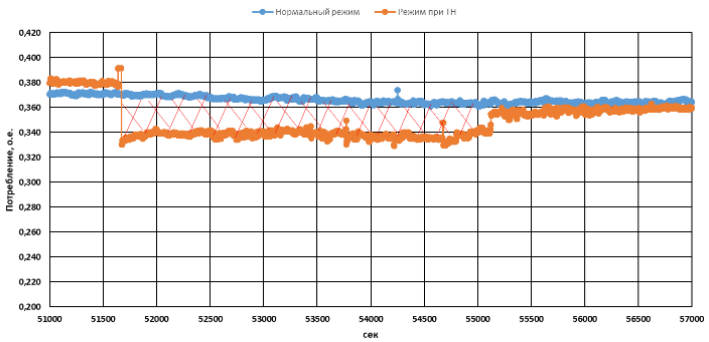


Рис. 3. Дельта потребления мощности при нормальном режиме и режиме с технологическими нарушениями

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о целесообразности реализации проекта перехода на резистивный режим нейтрали с учетом вероятного перехода в изолированный режим работы Калининградской электроэнергетической системы, а также учета мероприятий по снижению аварийности, выполняемых сетевой организацией в методику прогнозирования потребления электрической энергии. Это повлечет за собой повышение точности прогноза, при повышении которого на 0,2 % позволит сократить планируемый объем потребляемого природного газа на 422,613 м^3/ч, что в денежном эквиваленте составляет 2 085 руб./ч.

Литература

1. О единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный источник]: положение ПАО «Россети». URL: https:// www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf/ (дата обращения: 08.09.2020).

2. Шведов Г.В., Шестопалова Т.А. Системы электроснабжения: учебник. М.: Изд-во МЭИ, 2018. 312 с.

3. Телегин А.В., Ширковец А.И. Проблематика замыканий на землю и режим заземления нейтрали всетях среднего напряжения стран Европы и Америки // Релейная защита и автоматизация. 2012. № 3 (8). С. 30–39.

4. Годовой отчет за 2018 г. АО «Янтарьэнерго».

5. Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов. 3-е изд. Новосибирск: НГТУ, 2018. 356 с.

6. Шамшович О.М., Бикмурзин А.С. Опыт реализации резистивного заземления нейтрали в ООО «Башкирэнерго» // Энергетик. 2019. № 10. С. 53–57.

УДК 621.3.019

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТА РЕЗЕРВОВ

И.А. Бончук[1], М.А. Созинов[2]
[1,2]Филиал АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ, г. Калининград
[1]ilyabonchyk@mail.ru, [2]m.sozinov@bk.ru

В изолированных электроэнергетических системах, к которым в 2025 г. будет отнесена Калининградская область, поддержание необходимых объемов резервов является актуальным. Для того, чтобы рассчитать нагрузку энергоблоков с соблюдением требований по резервам, необходимо учесть электроэнергетические ограничения. При ведении режима, особенно в аварийных ситуациях, на диспетчерский персонал ложится дополнительная нагрузка в виде длительных расчетов. С целью исключения ошибок при расчете, уменьшения времени расчета и минимизации потребления первичного топлива на электростанциях области, в Филиале АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ разработана автоматизированная система расчетов резервов.

Ключевые слова: автоматизированная система, резервы, критерии надежности, оптимизация, практическая значимость, экономический эффект.

Диспетчерским персоналом (ДП) Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ (РДУ) при проведении испытаний по изолированной работе электроэнергетической системы (ЭС) Калининградской области (КО) в мае 2019 г. на протяжении трех суток было отдано электростанциям региона 73 команды по поддержанию требуемых объемов резервов активной мощности [1]. Во время испытаний ДП значительную часть временного ресурса затрачивал на расчеты по определению необходимой величины загрузки каждого из работающих энергоблоков с целью поддержания требуемого объема вторичных и третичных резервов активной мощности.

Разработанная Автоматизированная система расчета резервов (АСРР) предназначена для определения оптимального состава генерирующего оборудования и оптимальной величины нагрузки каждого генератора. Особенность разработки заключается в том, что алгоритм АСРР, предложенный авторами, консолидирует критерии надежности и критерии экономического эффекта.

АСРР применяется при планировании и при ведении электроэнергетического режима и функционирует по следующему алгоритму.

На первом этапе алгоритма рассчитываются нормативные величины резервов вторичного регулирования (РВРН) для заданной величины потребления $P_{\text{потр}}$ и выбираются энергоблоки, которые обеспечат требуемый объем РВРН и будут осуществлять автоматическое регулирование частоты (АРЧМ). Величина их нагрузки $P_{\text{нагр.РВР}}$ принимается равной середине регулировочного диапазона:

$$P_{\text{нагр.РВР}} = \frac{P_{\text{макс(АРЧМ)}} + P_{\text{мин(АРЧМ)}}}{2}, \qquad (1)$$

где $P_{\text{макс(АРЧМ)}}$ и $P_{\text{мин(АРЧМ)}}$ – технологический максимум и минимум выбранных энергоблоков (энергоблока).

Оставшуюся величину потребления

$$P_{\text{ост}} = P_{\text{потр}} - P_{\text{нагр.РВР}}, \qquad (2)$$

необходимо перераспределить между энергоблоками, не участвующими в АРЧМ, таким образом, чтобы удовлетворить требованиям по нормативным величинам третичных резервов (РТРН) и надежности.

На втором этапе осуществляется поиск подходящего состава генерирующего оборудования, который начинается с проверки текущего состава по двум критериям.

Согласно первому критерию, нагрузка оставшихся энергоблоков не может быть меньше суммы их технологических минимумов и РТРН на разгрузку:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\text{мин}i} + \text{РТРН}_{\text{разг}} \le P_{\text{ост}}, \qquad (3)$$

где $\sum_{i=1}^{n} P_{\text{мин}i}$ – сумма технологических минимумов i-х энергоблоков; n – количество выбранных энергоблоков; $\text{РТРН}_{\text{разг}}$ – нормативный третичный резерв на разгрузку.

Если этот критерий не соблюдается, то АСРР принимает решение о необходимости включения дополнительного генерирующего оборудования.

Согласно второму критерию нагрузка оставшихся энергоблоков должна быть меньше, чем сумма их максимумов за вычетом РТРН на загрузку:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\text{макс}i} - \text{РТРН}_{\text{загр}} \ge P_{\text{ост}}, \qquad (4)$$

где $\sum_{i=1}^{n} P_{\text{макс}i}$ – сумма технологических максимумов i-х энергоблоков.

При несоблюдении данного критерия, АСРР принимает решение о необходимости отключения одного из энергоблоков.

Соблюдая эти два критерия, АСРР определяет состав генерирующего оборудования, у которого существует диапазон генерации, удовлетворяющий требованиям по нормативным величинам резервов и баланса.

Третий этап алгоритма учитывает экономические факторы, т. е. минимизируются затраты на выработку электроэнергии, основная составляющая которых – суммарная стоимость природного газа, потребляемого электростанциями $\text{В}\left(\vec{P}\right)$. Таким образом, данный этап сводится к решению оптимизационной задачи нелинейного программирования с ограничениями в форме равенств и неравенств на основе условий Куна-Таккера [2–4]:

$$\begin{cases} \nabla \mathrm{B}\left(\vec{P}\right) - \sum_{i=1}^{N} U_i \cdot \nabla G_i\left(\vec{P}\right) - V \cdot \nabla H\left(\vec{P}\right) = 0; \\ G_i\left(\vec{P}\right) \geq 0,\ i = 1, \ldots, N; \\ H\left(\vec{P}\right) = P_{\text{ост}}; \\ U_i G_i\left(\vec{P}\right) = 0,\ i = 1, \ldots, N; \\ U_i \geq 0,\ i = 1, \ldots, N, \end{cases} \quad (5)$$

где U_i и V – вспомогательные коэффициенты; $G_i\left(\vec{P}\right)$ – это ограничения, которые определяют допустимый регулировочный диапазон и требования по величинам резервов.

Применение АСРР позволяет:

1) уменьшить время, затрачиваемое диспетчерским персоналом на расчеты, с 20 до 1 мин;

2) продолжительно использовать запасы газового хранилища. Для примера, при постоянной нагрузке 395 МВт, увеличение продолжительности использования резервов газового хранилища вырастет с 13 дней до 150 суток;

3) экономить значительные финансовые средства. Для примера, при нагрузке 395 МВт затраты на газ до оптимизации составляли 568 594 руб./ч, после оптимизации – 561 768 руб./ч.

Практическая значимость разработки заключается в том, что АСРР можно адаптировать под любую автономную энергосистему.

Литература

1. Тест на самостоятельность // 50 Герц. 2019. № 2 (34). С. 3–13.
2. Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М., Русина А.Г. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник для вузов. 3-е изд. Новосибирск: НГТУ, 2018. 356 с.
3. Костин Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: учеб. пособие. СПб.: СЗТУ, 2003. 120 с.
4. Решение задач нелинейного программирования на основе условий Куна-Таккера с использованием системы компьютерной математики MathCAD: метод. указания / В.А. Холоднов [и др.]. СПб.: СПбГТИ (ТУ), 2009. 47 с.

УДК 621-313.3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОЛИТИКИ В РАМКАХ НАПРАВЛЕНИЯ ПОДДЕРЖКИ ВИЭ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Г.Р. Валеева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
Guzel-valeeva-99@mail.ru
Науч. рук. Ю.Н. Зацаринная

Представлены методы поддержки возобновляемой энергетики на территории Российской Федерации и выявлены необходимые методы поддержки данного направления. Также рассмотрены современные механизмы для повышения наукоемкости возобновляемой энергетики.

Ключевые слова: глобальные вызовы, возобновляемые источники энергии, энергетика, современные методы поддержки, современные технологии.

Налоговые инструменты по стимулированию разработок в области ВИЭ условно можно объединить в две группы. Это:

1) налоговые льготы (освобождают от уплаты имущественного налога и(или) занижают ставки НДС);

2) налоги на потребление энергии (введение налогов на энергоносители с одновременным замещением (или снижением за счет них) деструктивных для экономики налогов на труд и капитал).

По состоянию на 1 января 2014 г. восемь стран Европы (Дания, Голландия, Великобритания, Швеция, Германия, Италия, Норвегия и Финляндия) открыто заменили часть налогов на труд и капитал налогами на энергоносители. В штате Орегон США действует «Налоговый кредит для бизнеса» (кредит до 40 млн. долл.), для предприятий, инвестирующих в развитие ВИЭ. Штат Аризона имеет нежилой кредит на солнечный и ветровой налог на сумму до 25000 или 50000 долл. США соответственно. В Финляндии внедряются налоги на выбросы CO2 (в налоге на использование мазута парниковая часть составляет 12,74 евроцента/кг, в налоге на биодизель – 12,14 евроцентов/л) производствам использующие традиционные источники энергии, с помощью этого компенсирует налог поставщикам электроэнергии от ВИЭ. Во Франции для физических лиц предлагается льготы по налогу на доход в размере 15 %, если налогоплательщик устанавливает у себя оборудование ВИЭ. Подобные методы налогового стимулирования развития ВИЭ могут быть применены и в России.

В России сегодня действует традиционная схема привлечения кредитных ресурсов и содержания энергообъекта на балансе предприятия – инициатора проекта. Частные инвестиции исходят в основном от крупных энергетических компаний, таких как Роснефть. В зарубежной практике инвесторами в ВИЭ чаще являются страховые и инвестиционные компании, инвестиционные фонды, которые могут выкупать более 50 % акций. Привлечение инвестиций в ВИЭ может быть реализовано различными способами. Например, в Дании в 2001 г. было специально создано агентство «Invest in Denmark». Оно является структурной частью экспортного совета министерства иностранных дел в Дании. Работа обоих контролируется и регламентируется внутренними актами и финансируется из бюджета. Кроме того, финансирование развития ВИЭ возможно благодаря Международным финансовым корпорациям (МФК), с помощью которых возможны различные способы финансирования за счет заемного или собственного капиталов, а также экологическая организация Clean Development Mechanism (CDM). Очевидно, что и в нашей стране, для стимулирования инвестиций в возобновляемые источники энергии необходимы соответствующие законодательные акты, схемы финансирования и другие механизмы поддержки, а также обеспечение потенциальных инвесторов точной и актуальной информацией с использованием геопространственного отображения потенциальных источников чистой энергии на карте. Что касается механизмов, то привлечение инвестиций может осуществляться через финансирование третьих сторон, таких как энергосервисные компании. Еще одним инструментом поддержки и стимулирования развития инновационной деятельности в области ВИЭ служит создание различных систем тарифообразования. В России могут быть адаптированы тарифные схемы, широко применяемые в США и Европе.

Литература

1. “Make energy work for you” [Электронный ресурс]. URL: http://www.energylocal.co.uk/ (дата обращения: 17.09.2020).

2. «Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности Дании в 2013 году». URL: http://economy.udmurt.ru/prioriteti/ves/import/Denmark_economy_2013.pdf (дата обращения: 17.09.2020).

3. Бушукина В.И. Финансирование инвестиционных проектов в области возобновляемой энергетики // Вестник ЮУрГУ. 2019. Т. 19, № 1. С. 50–57.

4. «Инвестиции в возобновляемые источники энергии и энергоэффективность» [Электронный ресурс]. URL: http://www.inogate.org/documents/SS_03_final_RU_PRINT.pdf (дата обращения: 17.09.2020).

5. Батуревич А.А., Спиренков В.Д., Стаханова К.А. Влияние финансового сектора на развитие отрасли возобновляемой энергетики [Электронный ресурс]. URL: https://scires.elpub.ru/jour/article/view/96 (дата обращения: 17.09.2020).

УДК 001.891.54

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕГРЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА БАЗЕ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

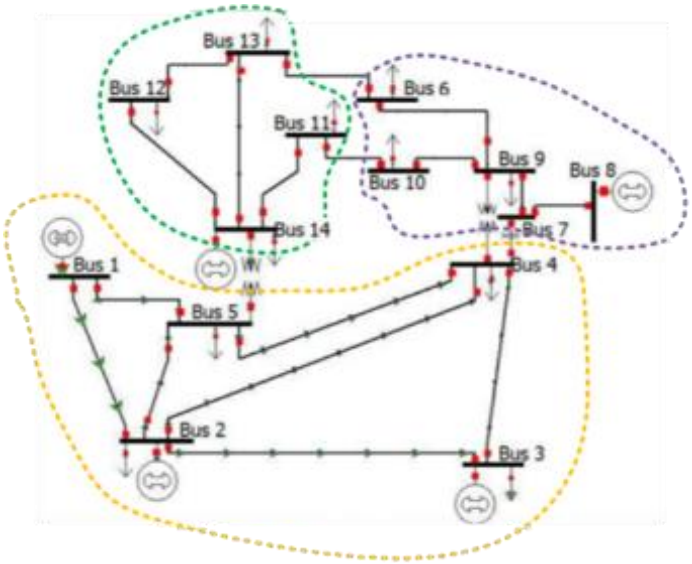
А.А Волошин[1], Е.А. Волошин[2], С.А. Шапкин[3],
А.А. Алексеева[4], Е.И. Рогозинников[5]
[1,2,3,4,5]НИУ «МЭИ», г. Москва
[1]alexa0998@mail.ru

Описывается подход к созданию системы автоматического управления электроэнергетическим комплексом для снижения потерь активной мощности. Был разработан прототип распределённой системы управления, основной целью которой является оптимизация режима внутри наблюдаемого участка сети.

Ключевые слова: распределенная оптимизация, регулирование реактивной мощности, мультиагентные технологии.

Система рассчитывает оптимальные положения статических компенсаторов реактивной мощности и средств регулирования напряжения распределено, т. е. без передачи информации в единый центр. Для этого участок сети может быть поделен на энергокластеры (группы энергетических объектов) по географическому, экономическому или другому признаку. Каждый энергокластер представлен агентом, который получает измерения внутри своего участка (энергокластера), а также может запросить измерения на граничных подстанциях у агентов, к которым принадлежит подстанция. На основе этих измерений агент строит эквиваленты внешней сети и способен провести локальную (внутри одного энергокластера) оптимизацию. В свою очередь, энергокластеры, соседствующие с данным, получают информацию об изменении режима

на граничных узлах и оставляют за собой право принять, отклонить либо несколько изменить параметры, переданные в запросе от исходного энергокластера. Схема кластеризации сети представлена на рисунке.



Пример кластеризации сети

Система имеет трехуровневую архитектуру: верхний, средний и нижний уровни.

На верхнем уровне происходит взаимодействие агентов энергокластеров и определение оптимального режима в целом и каждого энергокластера в частности.

Средний уровень используется для сбора информации о состоянии оборудования внутри энергокластера и реализации команд, определенных на верхнем уровне.

Нижний уровень предназначен для управления локальными регуляторами на ПС.

На верхнем уровне выполняется оптимизация режима работы группы энергокластеров в процессе общения агентов. Этот процесс представляет собой проведение торгов между агентами, в рамках которых итерационно определяются напряжения в граничных точках между энергокластерами так, чтобы суммарные потери во всех энергокластерах были минимальными.

Средний уровень представляет собой взаимодействие агентов оборудования энергокластера. Агенты собираются информацию о текущем состоянии и отправляют ее на верхний уровень для выполнения глобальной оптимизации. После того, как состояние энергокластера было определено, уставки отправляются на каждую подстанцию, после чего

агенты оборудования в процессе общения между собой определяют, каким образом будет реализован заданный режима в случае, когда на подстанции установлено несколько СКРМ или СРН.

Нижний уровень системы предназначен для подержания работы определенного режима и представляет собой регулятор по обобщенному воздействию для каждой ПС в энергокластере.

Разработанная система имеет следующие преимущества:

– самонастройка и самоконфигурация системы: примененный подход позволяет в автоматическом режиме обнаруживать изменения в топологии и перестраивать работу алгоритмов без дополнительного вмешательства со стороны эксплуатации;

– легкое горизонтальное масштабирование: при добавлении в систему нового энергокластера, все его соседи автоматически обнаружат нового агента и будут учитывать его при следующей оптимизации;

– система не требует наличия единой точки сбора и хранения данных для всего участка сети, что позволяет снизить требования к каналам связи. Для общения агентов может использоваться связь по средствам GPS и ГЛОНАСС.

Литература

1. Максименко Д.М. Оценивание состояния энергосистем и ввод режима в допустимую область оптимизационным методом внутренней точки: дис. … канд. техн. наук. Екатеринбург, 2017.

УДК 338.984

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НОВОГО СЕПАРАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА НА ПРЕДПРИЯТИИ

А.Р. Галимова[1], В.Э. Зинуров[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]galimovaar00@mail.ru, [2]vadd_93@mail.ru
Науч. рук. И.И. Шарипов

Приведено описание расчет экономической эффективности внедрения новой технологии – сепарационного устройства для увеличения эксплуатационного срока службы фильтров тонкой очистки. Итоги расчета основных экономических

показателей, анализ факторов, влияющих на эффективность внедрения устройства, позволяют адекватно оценить результативность реализации инвестиционного проекта. Выявлено, что при разных значениях экономической эффективности от внедрения сепарационных устройств изменяется чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта по годам.

Ключевые слова: расчет, экономическая эффективность, внедрение технологии, сепарационное устройство, пылеуловитель.

В настоящее время многие промышленные предприятия устанавливают пылеуловители для очистки воздуха от частиц пыли, возникающие в ходе производственного процесса. Внедрение сепарационного устройства в качестве предварительного фильтра перед фильтрами тонкой очистки позволит увеличить их эксплуатационный срок службы, что обеспечит снижение финансовых затрат предприятия [1–3]. Актуальность темы заключается в том, что расчет экономической целесообразности внедрения сепарационных устройств на предприятие является важным процессом, позволяющим предотвратить излишние финансовые затраты предприятия и обеспечить его устойчивое развитие в целом [4]. Целью работы является обоснование экономической выгодности новых сепарационных устройств на предприятии.

Основополагающим фактором практики реализации инновационной технологии является инвестиционный бюджет, который финансируется предприятием конкретно на эти цели. Для расчета всех необходимых инвестиционных издержек на внедрение устройства нужно знать общую смету затрат для анализа эффективности вложенных финансовых средств. Сумма затрат, включающая в себя материальные затраты, амортизационные отчисления, накладные и прочие расходы для четырех новых сепарационных устройств составила 93666,7 руб.

К основным важным параметрам экономического расчета нового оборудования относят следующие показатели: капитальные вложения, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости проекта, срок полезного использования устройства и индекс доходности (рентабельности). Сравнительный расчет фильтров тонкой очистки и фильтров тонкой очистки с применением сепарационных устройств показал, что общий расход, требуемый на замену фильтров в период полезного использования устройства – 10 лет, составляет разницу в 240000 руб. Экономическая эффективность сепарационного устройства составила 25 %. Стоит отметить, что немаловажную роль имеют факторы и риски, которые могут также повлиять на результативность внедрения сепарационного устройства (рис. 1).

Рис. 1. Факторы, оказывающие влияния на эффективность внедрения сепарационного устройства

Также в ходе работы была исследована зависимость чистого дисконтированного дохода от экономической эффективности реализации инвестиционного проекта по внедрению новых сепарационных устройств по годам. Выявлено, что при разных значениях экономической эффективности от внедрения сепарационных устройств изменяется чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта по годам: чем ниже экономическая эффективность внедрения новых устройств, тем ниже рентабельность и срок окупаемости проекта (рис. 2).

Значимость экономического расчета связана прежде всего с тем, что даже самые прогрессивные технические решения могут оказаться невыгодными для предприятия с учетом его определенных условий функционирования, и, следовательно, проверка экономической целесообразности внедрения того или иного оборудования является важным составляющим процессом.

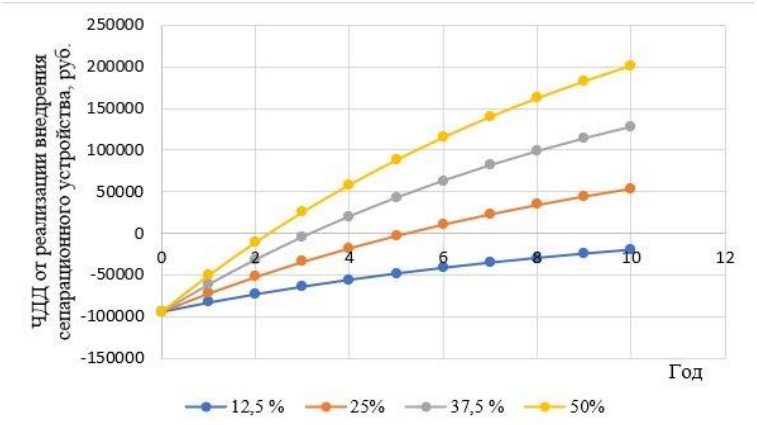


Рис. 2. Изменение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) от экономической эффективности реализации инвестиционного проекта годам

Литература

1. Оценка времени работы пылеуловителя со скругленными сепарационными элементами / В.Э. Зинуров [и др.] // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24, № 3. С. 606–615.

2. Очистка газовых выбросов котельных установок от твердых частиц / А.В. Дмитриев [и др.] // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22, № 1. С. 3–9.

3. Оценка энергетических затрат на улавливание мелкодисперсных частиц в сепараторе с дугообразными элементами / / В.Э. Зинуров [и др.] // Вестник технологического университета. 2020. Т. 23, № 2. С. 82–85.

4. Экспериментальные исследования очистки загрязненных газовых потоков от мелкодисперсных частиц в прямоугольном сепараторе / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник технологического университета. 2018. Т. 21, № 12. С. 109–112.

УДК 621.311

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА АНАЛИЗА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Д.А. Жиляев[1], М.Н. Ерёмин[2]
[1,2]Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа
[1]zhilyaev@rb.so-ups.ru, [2]eremin@rb.so-ups.ru

Изложены принципы работы автоматизированной системы анализа телеметрической информации для решения задач управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Ключевые слова: управление электроэнергетическим режимом энергосистемы, телеметрическая информация, автоматический анализ, противоаварийная автоматика.

В настоящее время в электроэнергетике развивается направление всеобщей цифровизации технологических процессов. Современные требования предполагают передачу от объектов электроэнергетики в диспетчерские центры значительного количества телеметрической информации для осуществления оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В соответствии с [1] в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» передаётся следующая телеметрическая информация:

– телеизмерения (далее – ТИ) параметров технологического режима работы оборудования объекта электроэнергетики;

– телесигнализация (далее – ТС) положения коммутационных аппаратов;

– аварийно-предупредительная сигнализация (далее – АПТС) о возникновении нарушений в работе оборудования и устройств РЗА, срабатывании РЗА;

– команды телеуправления.

Во время аварий, в диспетчерские центры поступает значительное количество телеметрической информации, использование которой требует предварительного анализа и, возлагает на диспетчера дополнительную нагрузку, что увеличивает время принятия решения направленного на ликвидацию аварии. Для минимизации затрат времени логично автоматизировать анализ телеметрической информации.

В настоящее время в ДЦ успешно используется автоматический анализ ТИ параметров электроэнергетического режима (токов, напряжений, перетоков мощности в контролируемых сечениях), но при этом не производится анализ ТС и АПТС. В связи с этим предлагаем разработать систему, для автоматического анализа всей поступающей телеметрической информации (автоматизированная система анализа телеметрической информации – далее АСАТИ).

АСАТИ позволит выполнять анализ срабатывания и полноты реализации управляющих воздействий (далее – УВ) устройств противоаварийной автоматики, будет формировать аварийную сигнализацию о недопустимости выполнения каких-либо действий при ликвидации аварии.

Рассмотрим работу АСАТИ на примере участка сети 110 кВ (рис. 1).

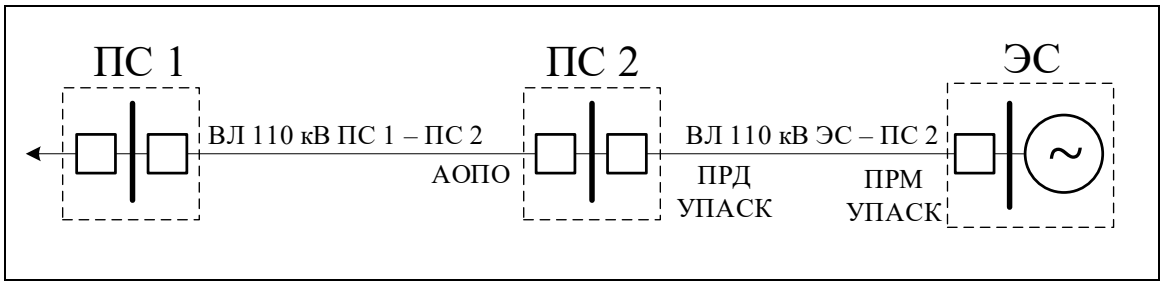


Рис. 1. Схема участка сети 110 кВ. ПС – подстанция; ЭС – электростанция; АОПО – автоматика ограничения перегруза оборудования

На ПС 2 (рис. 1) установлено устройство АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 – ПС 2. Устройство АОПО имеет следующий алгоритм работы: 1-я ступень – сигнал; 2-я ступень – пуск 1 сигнала по УПАСК на ЭС. На ЭС разгрузка ТГ-1; 3-я ступень − пуск 2 сигнала по УПАСК на ЭС. На ЭС отключение ТГ-1; 4-я ступень – отключение выключателя ВЛ 110 кВ ПС 1 – ПС 2.

Срабатывание устройства АОПО с реализацией всех УВ будет сопровождаться передачей телеметрической информации в оперативно-информационный комплекс (далее – ОИК).

Таблица 1

Отображаемая в ОИК телеметрическая информация после срабатывания устройства АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 – ПС 2 с реализацией всех УВ

Время	Объект	Наименование
21.04 12:00:00	ПС 2	Срабатывание 1 ступени АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 - ПС 2
21.04 12:00:10	ПС 2	Срабатывание 2 ступени АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 - ПС 2
21.04 12:00:10	ПС 2	Пуск 1 сигнала на ПРД УПАСК ВЛ 110 кВ ЭС - ПС 2
21.04 12:00:10	ЭС	Приём 1 сигнала на ПРМ УПАСК ВЛ 110 кВ ЭС - ПС 2
21.04 12:00:10	ЭС	Разгрузка ТГ-1
21.04 12:00:20	ПС 2	Срабатывание 3 ступени АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 - ПС 2
21.04 12:00:20	ПС 2	Пуск 2 сигнала ПРД УПАСК ВЛ 110 кВ ЭС - ПС 2
21.04 12:00:20	ЭС	Приём 2 сигнала ПРМ УПАСК ВЛ 110 кВ ЭС - ПС 2
21.04 12:00:20	ЭС	Отключение ТГ-1
21.04 12:00:30	ПС 2	Срабатывание 4 ступени АОПО ВЛ 110 кВ ПС 1 - ПС 2
21.04 12:00:30	ПС 2	Отключение В-110 ПС 1
21.04 12:00:30	ПС 2	Отключение ВЛ 110 кВ ПС 1 - ПС 2 (ОТС)

После срабатывания АСАТИ в ОИК отобразится результат (табл. 2).

Таблица 2

Результат работы АСАТИ

Время	Объект	Событие	Объем УВ (требуемый/фактический)	Оценка правильности
26.04.20 12:00:00	ПС 2	1 ст. АОПО ВЛ 110 кВ ПС-1 - ПС-2	Сигнал	Правильно
26.04.20 12:00:10	ПС 2	2 ст. АОПО ВЛ 110 кВ ПС-1 - ПС-2	Разгрузка ТГ-1 (40 МВт/30 МВт)	Неправильно
26.04.20 12:00:20	ПС 2	3 ст. АОПО ВЛ 110 кВ ПС-1 - ПС-2	Отключение ТГ-1	Правильно
26.04.20 12:00:30	ПС 2	4 ст. АОПО ВЛ 110 кВ ПС-1 - ПС-2	Отключение ВЛ 110 кВ ПС-1 - ПС-2	Правильно

Правильность срабатывания устройств ПА определяется путем сравнения уставок ПА с телеизмерениями параметров электроэнергетического режима, поступающими с объекта электроэнергетики. Анализ правильности реализации УВ на разгрузку генератора выполняется путем сравнения телеизмерений активной мощности генератора с величиной, до которой должен быть разгружен генератор после действия ПА. Анализ действия ПА на отключение выключателей генераторов и ЛЭП производится по поступающей телесигнализации выключателей.

Рассмотрим второй пример. Во время возникновения аварий могут происходить ситуации, в которых недопустимо выполнять определенные действия по ликвидации аварии (недопустимость выполнения ручного повторного включения (далее – РПВ) ЛЭП после получения АПТС о срабатывании устройства резервирования при отказе выключателя (далее – УРОВ) или неисправности оборудования; недопустимость включения потребителей, отключенных действием ПА). После получения телеметрической информации о возникновении вышеуказанных ситуаций аварийное сообщение будет отображено в ОИК и на схеме электрической сети в виде условного обозначения рядом с объектами электроэнергетики (рис. 2).

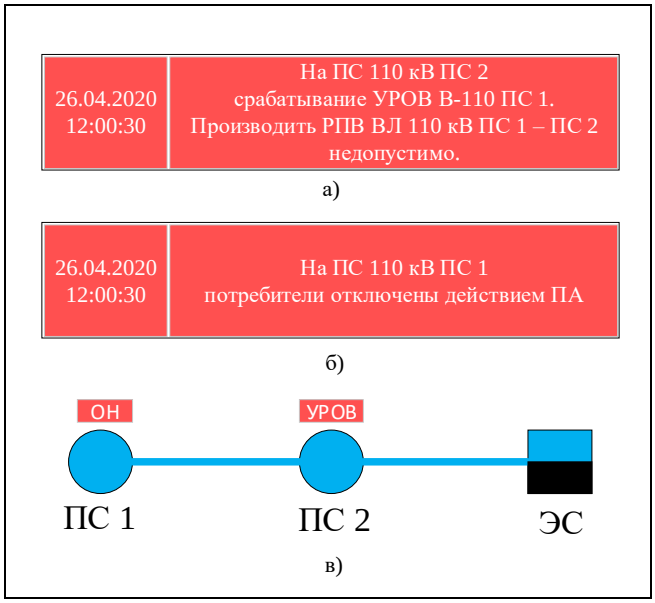


Рис. 2. Аварийная сигнализация: *а* и *б* – аварийные сообщения в ОИК; *в* – условные обозначения на схеме электрической сети

Выводы:

1) применение АСАТИ позволит минимизировать затраты времени на оценку диспетчерским персоналом сложившейся ситуации после аварийных отключений, и минимизировать время на принятие правильного решения при ликвидации аварии;

2) АСАТИ наиболее актуальна в диспетчерских центрах, в операционных зонах которых функционируют цифровые подстанции, а также подстанции без оперативного персонала. Разрабатывать АСАТИ необходимо с применением обобщенных алгоритмов, которые позволят анализировать возможные отключения с учетом алгоритмов работы применяемых устройств ПА.

Литература

1. Приложение 1. Регламент допуска к торговой системе оптового рынка [Электронный ресурс] // Регламенты ОРЭМ. URL: https://lk.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm (дата обращения: 07.09.2020).

УДК 621.311

УСТОЙЧИВАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ МОЩНОСТЕЙ ГЕНЕРАЦИИ ПО ДОГОВОРУ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ И НЕУСТОЧИВАЯ ЦЕНА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД

Р.С. Лосюгина[1], Р.У. Галеева[2]

[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]regina_losyugina@mail.ru, [2]raisa_gal.52@mail.ru

Проведен анализ влияния модернизации мощностей компаний по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) на стоимость электроэнергии на РСВ (рынок на сутки вперед) для потребителей в первой ценовой зоне.

Ключевые слова: модернизация, рынок на сутки вперед, договор о предоставлении мощности, конкурентный отбор мощности, ценовая зона, потребитель.

Целью реализации программы ДПМ для потребителей является снижение оплаты мощности по КОМ (конкурентный отбор мощности) путем ввода новых станций, увеличения КИУМ (коэффициент использования установленной мощности), а также замедления темпов роста цен на электрическую энергию на РВС и потребителя.

Вопросам модернизации мощностей станций по программам ДПМ уделяется большое внимание, как с точки зрения использования инвестиций, так и сроков ввода генерирующих объектов и эффективности их работы после ввода [1, 2].

Инвесторы строят новые станции, генерирующих мощностей на оптовом рынке становится больше, конкуренция растет, и КОМ-составляющая должна уменьшиться, а значит, и цена электроэнергии на РВС, и конечная цена для потребителей должны уменьшиться. Все это несравненный плюс для потребителя. Однако, как показали исследования по Республике Татарстан (РТ), цифры, составляющих конечной стоимости электроэнергии, противоречат самой программе ДПМ.

Еще более важным является исследование взаимозависимости цены мощности по ДПМ и на рынке КОМ и цены электроэнергии на рынке на РВС [3].

В работе приведен анализ влияния региональной ценовой составляющей ДПМ, цены «старой» мощности на КОМ, стоимости электроэнергии на РВС на конечную цену электроэнергии для потребителя в первой ценовой зоне (1ЦЗ).

По данным исследования, ДПМ-составляющая в РТ за последние шесть лет выросла в 5,5 раза, а КОМ-составляющая, уменьшилась в два раза [4, 5]. Цена электроэнергии на РВС выросла, что привело к повышению совокупной цены на электроэнергию более чем на 70 %. На рис. 1 приведены диаграммы процентного соотношения КОМ-, ДПМ- и ВГ-составляющих в 2013 и 2019 гг.

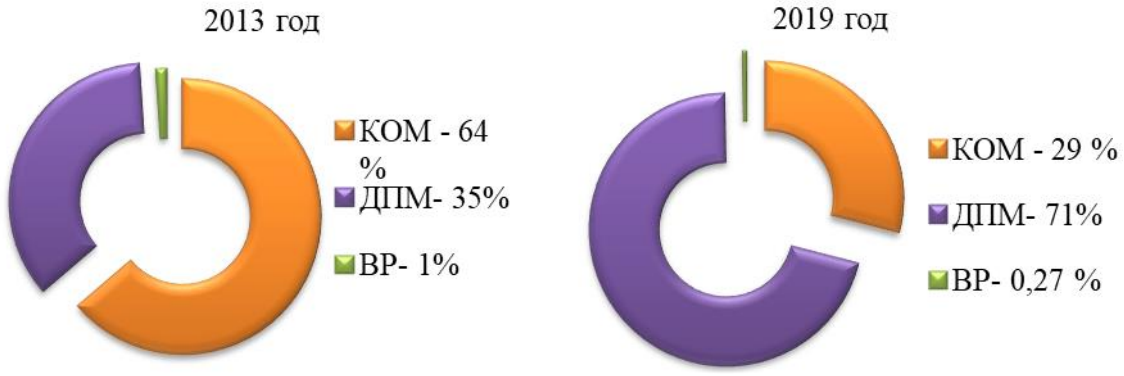


Рис. 1. Динамика изменения структуры КОМ, ДПМ и ВР-составляющих в РТ за 2013 и 2019 гг.

На рис. 2. приведена динамика изменения цены электроэнергии на РВС в первой ЦЗ за последние 6 лет.

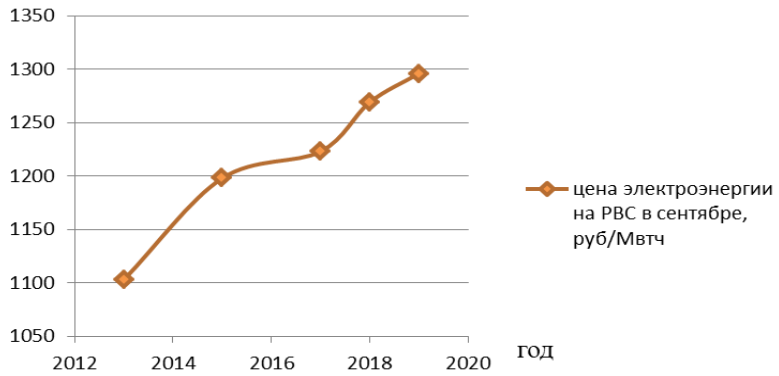


Рис. 2. Динамика изменения цены на электроэнергию на РВС в 1-й ЦЗ

Как видно из диаграмм, доля выручки ТЭС (тепловые электрические станции) в конкурентном сегменте КОМ сократилась на 35 %, но при этом платежи по ДПМ увеличились на 36 %, на РВС увеличилась на 20 %.

Предполагалось, что новые станции, работающие эффективнее старых с высоким КИУМ, обеспечат получение маржинальной прибыли от продажи электроэнергии, достаточной для покрытия затрат на строительство станций. Однако прогноз роста спроса на электроэнергию с начала программы ДПМ не оправдался. В результате на оптовом рынке электроэнергии возник профицит мощности – пиковая нагрузка в 151 ГВт против установленной мощности 243 ГВт. Таким образом, произошло снижение эффективности новых станций из-за низкого КИУМ, и стоимость электроэнергии на РВС выросла.

Вывод: с 2013 по 2019 гг. произошло резкое изменение структуры состава мощности в РТ – ДПМ-составляющая выросла в 2 раза при росте цены в 6 раз, а КОМ-составляющая снизилась в два раза при незначительном изменении цены, что повлекло рост цены на электроэнергию на РВС на 20 % и отпускную цену для конечного потребителя.

Литература

1. Жихарев А., Посыпанко Н. Модернизация ТЭС: маневр уклонения от рынка? [Электронный ресурс]. URL: https://vygon.consulting/products/issue-1084/ (дата обращения: 15.08.2020).

2. Фадеева Е. В Москве нам отвечали: «Мы уже вам столько «отвалили»! Какая еще вам энергетика?!» // Бизнес Online [Электронный ресурс]. URL: https://www.business-gazeta.ru/article/141780 (дата обращения: 15.08.2020).

3. Лосюгина Р.С., Галеева Р.У. анализ региональной ценовой ситуации по договорам о предоставлении мощности // Инновации. Наука. Образование. 2020. № 15. С. 385–389.

4. Годовые отчеты АТС [Электронный ресурс]. URL: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/reportdocs/2017/07/godovoy_otchet_ao_ats.pdf (дата обращения: 27.08.2020).

5. Прогнозы свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на следующий месяц и исходные данные для построения прогнозов [Электронный ресурс]. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/20200820_ prognoz_na_ sentyabr_2020.pdf (дата обращения: 28.08.2020).

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА НА ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Т.А. Мусаев[1], М.Н. Хабибуллин[2]
[1,2]ОАО «Сетевая компания», г. Казань
musaevkgeu@rambler.ru

Рассмотрена возможность использования данных, в частности получасовых значений активной мощности, получаемых от интеллектуальных систем учета электрической энергии (ИСУЭ), в целях повышения точности расчетов потерь электрической энергии в низковольтных электрических сетях 0,4 кВ.

Ключевые слова: потери электроэнергии, интеллектуальные системы учета электрической энергии, расчет потерь электроэнергии

Развитие технологий ведет к трансформации современной электроэнергетической отрасли. Наиболее широкое развитие получила технология «Smart Grid» (SG) [1]. Одной из ключевых технологических областей и важным компонентом современной энергетической системы на базе концепции SG являются интеллектуальные электрические системы (ИСУЭ) [1]. Анализ функций ИСУЭ показывает, что вопросы влияния систем учета на процесс расчета величины потерь электроэнергии в сети не рассматриваются. Таким образом, актуальность исследования заключается в оценке влияния развития цифровой энергетики в целом, и ИСУЭ в частности, на корректность формирования расчетной величины потерь электроэнергии.

На сегодняшний день, согласно [2] расчет потерь электроэнергии в низковольтной сети 0,4 кВ может вестись по методу обобщенной информации о параметрах о схемах нагрузки сети:

$$\Delta W = k_{0,4} \cdot \left(\frac{W_{0,4}}{N} \right)^2 \cdot \frac{\left(1 - d_n\right)^2 \cdot \left(1 + \mathrm{tg}^2\varphi\right) \cdot L_{EQ}}{F_{AV} \cdot D} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_f}{3 \cdot k_f},$$

где $k_{0,4}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии; $W_{0,4}$ – отпуск электроэнергии за период, кВтч; N – количество линий электропередачи, шт.; d_n – доля электроэнергии,

потребляемая на расстоянии 1-2 пролета от ТП, по отношению к суммарному отпуску в сеть 0,4 кВ, о.е.; F_{AV} – среднее сечение головных участков, мм^2; L_{EQ} – эквивалентная суммарная длинна линий, км; k_f – коэффициент заполнения графика нагрузки, о.е.

При этом используется значение коэффициента заполнения графика нагрузки, который определяет отношение средней мощности к максимальному значению за рассматриваемый период:

$$k_f = \frac{P_{AV}}{P_{MAX}},$$

где P_{AV} – среднее значение мощности за рассматриваемый период; P_{MAX} – максимальное значение мощности за рассматриваемый период.

Согласно п. 2 [2] при отсутствии данных о значении коэффициента заполнения, он принимается равным 0,5. Однако учитывая технический уровень развития современных ПЭС и развитие ИСУЭ, величина коэффициента может быть вычислена расчетным путем.

В работе [3] делается вывод о том, что для определения коэффициента графика по приведенному методу необходимо иметь информацию о графиках нагрузок, что в большинстве случаях на практике исключает его применение. Однако развитие ИСУЭ позволяет решить указанную проблему.

Для получения уточненного значения коэффициента необходимо выполнить следующие условия:

1) расчет потерь электроэнергии ведется ежемесячно, следовательно, необходимо рассматривать совокупность получасовых значений мощности за месяц;

2) с учетом установки ИСУЭ на вводе ТП, информация должна быть собрана в разрезе подстанций, входящих в состав района электрических сетей (РЭС), так как расчет потерь электроэнергии ведется отдельно по каждому РЭС.

Зная величину мощности за рассматриваемый период можно выделить среднее значение для совокупности рассматриваемых подстанций, однако при вычислении максимального значения мощности возникают определенные вопросы. Согласно [2] должно быть найдено максимальное значение мощности, что приведет к необоснованному занижению коэффициента. Однако, учитывая наличие информации для каждой ТП, авторами предлагается подход определения максимального значения мощности для каждой подстанции и дальнейшее усреднение этого значения:

$$P_{MAX,i} = \max\{P_i\};$$

$$P_{MAX}^{AV} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{MAX,i}}{n},$$

n – количество трансформаторных подстанций, по которым имеются данные.

Таким образом (2) примет следующий вид:

$$k_f = \frac{P_{AV}}{P_{MAX}^{AV}}.$$

Согласно проведенным исследованиям, уточнение величины потерь электроэнергии в среднем составило 6,43 % или 10 тыс. кВтч.

В результате проведенной работы можно сделать следующие выводы:

1) повышение точности расчетов величины потерь электроэнергии возможно благодаря уточнению значения коэффициента заполнения графика нагрузки;

2) применение уточненного коэффициента заполнения для выборки ТП, входящих в состав рассматриваемого РЭС, позволило уточнить величину расчетных потерь электроэнергии в среднем на 6,43 % или на 10 тыс. кВтч;

3) повышение точности формирования расчетной величины потерь позволяет получить более достоверную информацию о структуре, а значит разрабатывать и применять наиболее эффективные организационно-технические мероприятия, направленные на снижение потерь.

Литература

1. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.

2. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям [Электронный ресурс]: приказ Минэнерго Рос. Федерации от 30 декабря 2008 г. № 326. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантРлюс» (дата обращения: 20.05.2020).

3. Надтока И.И., Сколпина О.Г., Методика учета формы графиков нагрузки при расчетах потерь электроэнергии в сетях 6–10 кВ // Известия вузов. Северокавказский регион. Сер. Технические науки. 2014. № 6. С. 32–35.

УДК 331.658

ЕВРОПЕСКИЙ ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ И ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

М.И. Русецкая[1], А.Д. Полюхович[2]
[1,2]БНТУ, г. Минск, Республика Беларусь
marirusetskaya03@gmail.com, aleksandra-poluhovich@tut.by
Науч. рук. Т.Ф. Манцерова

Рассмотрена структура организации энергетического рынка на примере Европейского союза. Отражены основные направления цифровизации электроэнергетической отрасли. Сформулирован вывод о влиянии процесса цифровизации электроэнергетической отрасли на повышение энергобезопасности союза.

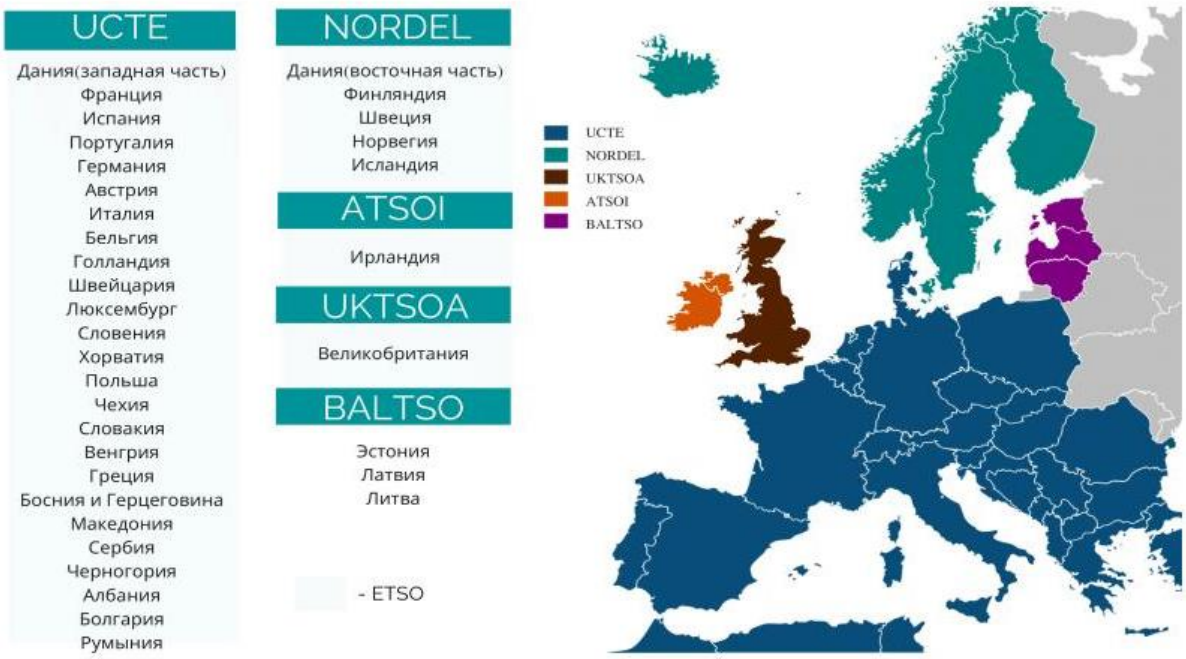
Ключевые слова: Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики, цифровизация, энергобезопасность.

В современном мире наблюдался и наблюдается экспоненциальный рост производства и потребления электроэнергии, в связи с этим возникают проблемы в организации процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Другими словами недостаточная интеграция между рынками государств-членов энергетических объединений и отсутствие прозрачно доступной рыночной информации приводят к снижению энергобезопасности как всего объединения, так и отдельной страны в частности.

На базе исследования, проведенного Европейской Комиссией в 2003 г. с целью изучения проблем конкуренции на электроэнергетическом рынке Европейского Союза (ЕС) было выдвинуто предложения о необходимости объединения региональных операторов.

Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (англ. *ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity*) было образовано 19 декабря 2008 г. (начало свою работу 1 июля 2009 г.) и в свою очередь объединило 6 региональных системных операторов (см. рисунок):

– объединение системных операторов Ирландии (ATSOI);
– объединение системных операторов стран Балтии(BALTSO);
– союз по организации и передаче электроэнергии(UCTE);
– объединение системных операторов Великобритании (UCTSOA);
– объединение системных операторов стран Скандинавии(NORDEL).



Состав Европейского сообщества магистральных сетей в области электроэнергетики

ENTSO-E включает в себя 43 оператора систем передачи электроэнергии из 36 стран Европы, включая страны за пределами ЕС. Албания и Турция являются последним участником, присоединившимися в марте 2017 г.

Целями ENTSO-E являются обеспечение тесного взаимодействия между региональными операторами для последующей реализации энергетической политики ЕС и Европейской политики в области энергетики и климата, интеграция возобновляемых источников энергии в европейскую энергетическую систему, развитие гибкости в управлении и клиентоориентированного подхода.

Одним из ключевых инструментов для реализации целей ENTSO-E является цифровизация электроэнергетического комплекса (см. таблицу).

Таким образом, цифровизация энергетического сектора играет ключевую роль в модернизации единого энергетического рынка ЕС: рост доли распределенной генерации, снижение эксплуатационных затрат, рост доли ВИЭ, развитие электротраспорта, создание механизма гибкого спроса

на ЭЭ, – всё это способствует повышению энергобезопасности каждой страны-участницы ENTSO-E, так и повышению конкурентоспособности ENTSO-E как рынка на мировой арене в целом [2].

Направления цифровизации ENTSO-E

Сектор	Задачи	Технологии
Производство	1. Прогнозирование использования ветровой генерации, нахождения точки экстремума и оптимального плана использования. 2. Динамическое определение пропускной способности ЛЭП и улучшение инструментов прогнозирование для максимальной интеграции ветровой генерации [1]	BigData
Передача и распре-деление	1. Рост доли распределенной генерации. 2. Управление данными счетчиков в сетях низкого напряжения. 3. Объединение системных операторов посредствам ИКТ. 4. Сокращение потерь в сетях	BigData, IT&OT, машинное обучение
Продажи и агрегаторы	Расширение прав и возможностей участников рынка	ИКТ, блокчейн
Потребители	1. Динамическое ценообразование 2.Интеграция гибкого спроса на электроэнергию(ЭЭ) 3. Развитие электротраспорта 4. SmartHouse\SmartGrid	BigData, IoT, контроль спроса на ЭЭ
Бизнес-модели	1. Системный оператор (англ. Distribution System Operator – DSO) как посредник на рынке. 2. Универсальная концепция интеллектуальной энергетики	Smart Products, BigData, IoT, 5G

Литература

1. The Digital Energy System 4.0 [Электронный ресурс]. URL: https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2017/04/ETP-SG-Digital-Energy-System-4.0-2016.pdf (дата обращения: 15.08.2020).

2. Digitalization of the Energy sector [Электронный ресурс]. URL: https://setis.ec.europa.eu/system/files/setis_magazine_17_digitalisation.pdf (дата обращения: 15.08.2020).

УДК 338.46:621

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

В.М. Сафиуллина[1], Д.Р. Баймеева[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань
[1]venera.12361@gmail.com, [2]dilyarabaimeeva@gmail.com
Науч. рук. П.П. Павлов

Рассмотрены вопросы уменьшения потребляемой электроэнергии промышленным предприятием, для повышения его экономической эффективности, за счет оптимального выбора сырья и материалов для производства собственной продукции,

Ключевые слова: электроснабжение, потребляемая электроэнергия, экономическая эффективность, оптимизация производства.

Одна из основных задач промышленной энергетики в нашей стране – повышение экономической эффективности производства. В области электроснабжения потребителей данная задача предусматривает повышение уровня проектных разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного оборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при ее передаче, распределении и потреблении.

Основными потребителями вырабатываемой электроэнергии являются промышленные предприятия, где электроэнергия распределяется и потребляется различными потребителями энергии с высокой эффективностью и надежностью в соответствии с требованиями технического обслуживания, а также правилами установки и эксплуатации электроустановок [1].

Важным фактором повышения экономической эффективности предприятия является использование новых методов и технологий планирования. Суть повышения экономической эффективности заключается в увеличении экономических результатов на каждую единицу затрат в процессе использования имеющихся ресурсов.

Чтобы предприятие работало эффективно необходимо оптимизировать производство. Каждая компания сталкивается с такой проблемой как рационально распределить имеющиеся ресурсы. Для повышения эффективности работы предприятия необходимо разработать специальные комплексные мероприятия по повышению эффективности работы [2] (см. таблицу).

Система показателей экономической эффективности

Группа показателей эффективности	Показатели
Обобщающие показатели	1. Темпы роста производства продукции. 2. Производство продукции на 1 руб. затрат. 3. Относительная экономия: – основных производственных фондов; – нормируемых оборотных средств; – материальных затрат (без амортизации). 4. Общая рентабельность. 5. Снижение затрат на 1 руб. товарной продукции
Показатели эффективности использования труда	1. Темпы роста производительности труда. 2. Доля прироста продукции в результате повышения производительности труда. 3. Экономия живого труда годового количества работников (по сравнению с условиями базисного года). 4. Отношение прироста заработной платы к приросту производительности труда
Показатели эффективности использования основных фондов	1. Фондоотдача. 2. Производство товарной продукции на 1 руб. среднегодовой стоимости нормируемых оборотных средств
Показатели эффективности использования материальных ресурсов	1. Материальные затраты (без амортизации) на 1 руб. товарной продукции. 2. Расход важнейших видов материальных ресурсов в натуральном выражении на 1 руб. товарной продукции
Показатели эффективности новой техники	1. Рост производительности труда. 2. Снижение себестоимости продукции. 3. Относительная экономия материальных ресурсов. 4. Экономический эффект в результате внедрения новой техники
Показатели эффективности капитальных вложений.	1. Удельные капитальные вложения: – на единицу производственной мощности (по важнейшим видам продукции); – на 1 руб. прироста продукции. 2. Срок окупаемости капитальных вложений

Анализ даных таблицы показывает, что улучшение показателей эффективности деятельности компании во многом зависит от оптимального выбора сырья и материалов для производства собственной продукции [3].

При рассмотрении вопроса о повышении эффективности деятельности предприятия в качестве объекта исследования рассмотрено предприятие УК ООО «ТМС групп», расположенное в г. Альметьевск, основным видом деятельности, которого является обслуживания наземного нефтепромыслового оборудования.

Важнейшими факторами повышения эффективности производства предприятия выступают: ускорение НТП, повышение технического уровня производимой продукции.

Литература

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий; учеб. для студентов высших учебных заведений. М.: Интермет Инжиниринг, 2005. 386 с.

2. Оценка бизнеса: учебник / под ред. А.Г. Грязновой, М.А. Федотовой. М.: Финансы и статистика, 2002. 120 с.

3. Вахрушина М.А. Управленческий анализ: выбор оптимального решения. М.: Омега-Л, 2005. 150 с.

УДК 3330.366

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ «ОБРАЗОВАНИЕ» КАК ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО КАПИТАЛА (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

Д.К. Селезнев
ФГАОУ ВО КФУ, г. Казань
bigbossutrinos229@gmail.com

Национальный проект «Образование» напрямую влияет на качество человеческого капитала: государство вкладывает значительные средства в повышение качества общего образования и воспитание гармонично развитой и социально ответственной личности. Как известно, человеческий капитал в самом общем понимании – это здоровье, инновационные знания, умения и мастерство, культура, креативные, нравственные качества, которыми обладает работник и которые приобретаются им благодаря образованию, профессиональной подготовке и опыту. Республика Татарстан

активно включилась в реализацию национальных проектов, определенных Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» (далее – 204 Указ), и период их реализации позволил проанализировать и выявить основные сложности, препятствующие их эффективному исполнению в части достижения установленных целевых показателей в Республике Татарстан. Данная статья содержит резюме основных проблем, связанных с достижением национальных целей при реализации национального проекта «Образование» на территории Республики Татарстан, в части определения первоочередных мероприятий и проектов, которые целесообразно реализовать на региональном и федеральном уровнях, а также общие рекомендации по повышению эффективности его реализации, исходя из оценки социально-экономических эффектов для приращения человеческого капитала, достигнутых при реализации данного нацпроекта в 2019 г.

Ключевые слова: стратегические цели, национальные задачи, образование, человеческий капитал, компетенции, национальный проект, Ворлдскиллс, эффективная реализация.

По мнению автора, перед анализом достигнутых социально-экономических эффектов приращения человеческого капитала от реализации национального проекта «Образование» в регионе в 2019 г. будет логичным дать оценку текущей ситуации социально-экономического развития Республики Татарстан по направлениям национального проекта.

Федеральный проект «Поддержка семей, имеющих детей»

Дошкольным образованием в Республике охвачено более 211 тыс. детей, что составляет 68 % от общего количества детского населения с 1 года до 7 лет. В Татарстане проведена большая работа по обеспечению доступности дошкольного образования.

В 2013–2015 гг. за счет средств республиканского бюджета и федеральной субсидии создано более 30 тыс. новых дошкольных мест. Практически все (99 %) нуждающиеся – дети старше 3 лет обеспечены местами в детских садах.

Федеральные проекты «Современная школа» и «Учитель будущего» (общее образование)

В качестве сильных сторон в республике Татарстан можно выделить следующие: лидерские позиции в стране практически по всем важным направлениям модернизации общего образования (третья позиция после

Москвы и Санкт-Петербурга); серьезный прогресс в разумной системной цифровизации школ; новая система оценки компетенций учителей и руководителей (региональное решение); олимпиадное движение и работа с талантами; выдвижение сильных инициатив федерального и международного уровней; наличие мест в школах и ликвидация второй и третьей смен, другие. Важные конкурентные стороны: Республика Татарстан выступает коммуникационной площадкой федерального уровня по многим вопросам; сильный менеджмент; ротация и подбор управленческих кадров внутри системы; сильная внутренняя кооперация всех уровней и направлений (школы, университеты, предприятия).

Федеральный проект «Успех каждого ребенка» (дополнительное образование детей)

Республика Татарстан одной из первых включилась в реализацию данного направления, в том числе в части создания трех детских технопарков «Кванториум», введения элементов целевой модели развития региональных систем дополнительного образования. Регион демонстрирует высокие показатели охвата детей дополнительным образованием, обновления содержания и технологий дополнительного образования, развития инфраструктуры работы с талантами и дополнительного образования технической направленности, но относительно низкую эффективность в реализации мероприятий в части современных организационно-управленческих моделей развития дополнительного образования.

Федеральный проект «Молодые профессионалы» (среднее профессиональное образование)

Республика Татарстан обладает одним из признанных лидеров в области развития системы среднего профессионального образования. Сбалансированная сеть профессиональных образовательных организаций обеспечивает высокий интерес молодежи к услугам среднего профессионального образования (35 %). Учебно-производственные кластеры, созданные в нефтехимии, авиационной отрасли, строительстве и других отраслях, обеспечивают тесное взаимодействие с работодателями, согласование содержания образовательных программ, а также финансирование системы СПО со стороны предприятий.

Программа «Цифровой колледж», реализованная в республике начиная с 2014 г., сделала республику одним из лидеров в области дигитализации системы СПО. Татарстан имеет одну из наиболее мощных в стране систем подготовки в соответствии со стандартами WorldSkills, региональная команда традиционно входит в тройку ведущих на национальных чемпионатах, подготовка в колледжах республики ведется по широкой линейке компетенций WorldSkills. Все это позволяет отнести систему СПО республики к числу занимающих лидирующие позиции в Российской Федерации как с точки зрения качества образовательной инфраструктуры, так и с точки зрения реализации новаторских подходов в среднем профессиональном образовании.

Федеральный проект «Новые возможности для каждого» (непрерывное образование взрослого населения)

Динамика доли взрослого занятого населения, получившего образование и прошедшего обучение в Республике Татарстан в 2018 г., увеличилась и составила 26,7 %, что на 5 % больше, чем по Российской Федерации в целом за тот же период. По данным показателям в 2019 г. Республика Татарстан занимала 41 место среди всех регионов Российской Федерации. В то же время в 2018 г. согласно данным статистических наблюдений уровень охвата взрослого населения различными видами программ образования и обучения взрослых в Республике Татарстан находился за пределами ведущей 30-ки субъектов РФ и составлял 25,7 %. Татарстан – один из наиболее экономически развитых регионов Российской Федерации – расходует на обучение взрослого населения больше средств, чем в среднем по России. Наиболее активными вузами в соответствии с данными мониторинга эффективности деятельности образовательных организаций высшего образования на протяжении нескольких лет являются такие вузы как Казанский (Приволжский) федеральный университет (18,2 тыс. обученных), Казанский государственный медицинский университет (4,5 тыс. обученных), Казанский государственный архитектурно-строительный университет (1,4 тыс. обученных), Казанский национальный исследовательский технологический университет (3,3 тыс. обученных), Казанский инновационный университет имени В.Г. Тимирясова (4 тыс. обученных), Университет управления «ТИСБИ» (2,6 тыс. обученных). Всего в организациях высшего образования обучается 11% от числа взрослых, прошедших образование и обучение в регионе, что существенно ниже среднероссийского уровня.

Поскольку в Республике Татарстан наблюдается достаточно высокий спрос на программы ДПО, требуется увеличить активность вузов в привлечении большего количества слушателей в возрасте от 25 до 64 лет года для прохождения программ повышения квалификации и (или) профессиональной подготовки. Несмотря на то, что регион демонстрирует высокие показатели по уровню вовлечения взрослого населения в систему дополнительного профессионального образования и наличие большого спектра дополнительных образовательных программ для взрослых, в регионе сохраняется относительно низкая вовлеченность граждан предпенсионного и пенсионного возраста в систему профессионального обучения и переобучения. Согласно данным Пенсионного фонда Республики Татарстан, в 2018 г. пожилых граждан в республике было более 1 млн 132 тыс., что составляет треть всего населения Татарстана, однако в систему обучения и переобучения было включено менее 2 % в программы дополнительного профессионального обучения.

Федеральный проект «Цифровая образовательная среда» (общее образование)

Республика Татарстан обладает достаточно неплохой ресурсной базой для внедрения решений данной региональной составляющей проекта. Согласно данным Минцифры Республики Татарстан доля организаций, имеющих скорость подключения к сети Интернет от 30 мбит/с и выше, составляет 22,3 %, тогда как в среднем по России – 16,4 %. Что касается числа обучающихся, приходящихся на одну ЭВМ, используемую в учебных целях, то в республике Татарстан оно равно 4,2 чел., в то время как по России – в среднем 7,5 чел. Доля ЭВМ, используемых в учебных целях и имеющих доступ в Интернет, в общем числе ЭВМ в республике Татарстан составляет 79,6 %, в среднем по России – 70,5 %. Доля организаций, в которых ведется электронный дневник и электронный журнал успеваемости в республике Татарстан составляет 81,2 %, что выше, чем в среднем по России – 74,1%. Ниже, чем в среднем по России в республике Татарстан следующие показатели: доля организаций, имеющих обучающие компьютерные программы по отдельным предметам или темам, доступные для использования обучающимися – 38,2 % (в среднем по России – 52,3 %), доля организаций, имеющих программы компьютерного тестирования, доступные для использования обучающимися – 26,2 % (в среднем по России – 39,4 %).

На основе экспертизы региональной составляющей национального проекта «Образование» (см. таблицу), реализуемого на территории Республики Татарстан автором были проанализированы разные уровни образования (дошкольное образование, школьное образование, дополнительное образование детей, среднее профессиональное образование, высшее образование, дополнительное профессиональное образование взрослых) с целью выявления рисков неисполнения региональных составляющих национального проекта.

Оценка рисков достижения целевых показателей национального проекта в регионе

Федеральный проект «Поддержка семей, имеющих детей» (дошкольное образование)

Основной риск видится в несоответствии услуг, которые планируется предоставлять родителям, их запросам, интересам, потребностям. Инфраструктура для реализации услуг может быть создана, однако, услуги не будут пользоваться спросом среди родителей. Для успешной помощи родителям (а не номинального предоставления запланированного количества услуг) необходимо определить содержание и формат программ психолого-педагогического сопровождения, актуальных для современных родителей и востребованных ими. В настоящий момент содержание программ и формат занятий остаются неясными. Существует большое разнообразие программ для родителей: нацеленных на разные группы и запросы, проходящие в разных форматах (лекции, тренинги, индивидуальные консультации).

Федеральный проект «Успех каждого ребенка»

Дополнительное образование детей Проект предусматривает рост показателя охвата детей дополнительными общеобразовательными программами в 2024 году на 5 % по сравнению с предыдущими годами. При этом состав мероприятий и параметры финансирования в указанный период не имеют существенных отличий от предшествующих лет. С 2020 по 2023 гг. плановые показатели не меняются – 75 %. Имеется риск недостижения установленной динамики значения показателя в 2024 г. Целесообразно предусмотреть более плавную динамику достижения показателя, начиная с 2020 г. С учётом выявленного отсутствия финансирования по большинству мероприятий есть высокий риск недостижения целевых показателей в случае отсутствия федерального финансирования.

Социально-экономический эффект от реализации мероприятий региональных составляющих национального проекта «Образование» в Республике Татарстан

Наименование региональной составляющей проекта	Наименование мероприятий	Социально-экономический эффект мероприятий
«Успех каждого ребенка»	В 36 общеобразовательных организациях Республики Татарстан, расположенных в сельской местности, обновлена материально-техническая база для занятий физической культурой и спортом	В 2019 г. в 6 школах Республики Татарстан произведен ремонт спортивных залов (Бугульминский, Буинский, Высокогорский, Заинский, Кайбицкий, Нурлатский муниципальные районы). К 2024 г. на обновленной материально-технической базе в 36 общеобразовательных организациях 1500 детей (нарастающим итогом с 2019 г.) будут заниматься по обновленным программам по предмету «Физическая культура», а также дополнительным общеобразовательным программам, реализуемым во внеурочное время
«Современная школа»	Созданы новые места в общеобразовательных организациях	Создание 2550 новых мест в общеобразовательных организациях позволило снизить нагрузку на инфраструктуру школ и сделать возможным обучение в одну смену в 8 школах республики
	Созданы новые места в общеобразовательных организациях, расположенных в сельской местности и поселках городского типа	Создание 1770 новых мест в общеобразовательных организациях в сельской местности позволило повысить доступность образования для школьников из сельской местности
	Модернизирована инфраструктура общего образования в отдельных субъектах Российской Федерации	Модернизация инфраструктуры общего образования в Республике Татарстан позволила оснастить 37 школ Республики новой компьютерной техникой, мебелью и спортивным оборудованием

Продолжение таблицы

Наименование региональной составляющей проекта	Наименование мероприятий	Социально-экономический эффект мероприятий
«Молодые профессионалы (повышение конкурентоспособности профессионального образования)»	Сохранены объемы государственного задания образовательным организациям, реализующим программы среднего профессионального образования, с учетом необходимости кадрового обеспечения федеральных проектов и ведомственных целевых программ в рамках Государственной программы «Развитие здравоохранения».	Мировой чемпионат по профессиональному мастерству по стандартам Ворлдскиллс прошел в г. Казани в августе 2019 г. – в Год рабочих профессий. Мировой чемпионат в Казани стал одним из самых масштабных за всю историю их проведения. В нем приняли участие 1 354 молодых профессионала из 63 стран по 56 основным компетенциям, по 13 компетенциям Ворлдскиллс Джуниорс и 25 компетенциям Футур Скиллс, более 1 300 экспертов оценивали их мастерство. По итогам соревнований национальная сборная России завоевала второе место в медальном зачете. При этом значимый вклад в результат нашей страны внесли конкурсанты от Республики Татарстан, которые завоевали 1 золотую, 1 серебряную, 1 бронзовую медаль и 8 медальонов за профессионализм.
	Создан отраслевой центр компетенций и организации подготовки квалифицированных кадров для системы здравоохранения (центр WorldSkills)	Сохранение объемов государственного задания позволит сохранить существующую укомплектованность средним медицинским персоналом и к концу 2024 года увеличить укомплектованность должностей среднего медицинского персонала в подразделениях, оказывающих медицинскую помощь в амбулаторных условиях (физическими лицами при коэффициенте совместительства 1,2) до 95,5 %, а укомплектованность должностей среднего медицинского персонала в ФАПах до 100 %.
	Отработаны практические навыки медицинскими кадрами в отраслевом центре компетенций WorldSkills	По итогам 3 квартала 2019 г. укомплектованность должностей среднего медицинского персонала в подразделениях, оказывающих медицинскую помощь в амбулаторных условиях (физическими лицами при коэффициенте совместительства 1,2) составляет 99,8 %.

Федеральный проект «Молодые профессионалы» (среднее профессиональное образование)

Исходя из потенциала республиканской системы СПО, имеющихся заделов в ее кадровом, методическом, материально-финансовом и имиджевом обеспечении, можно сказать, что достижение заявленных ориентиров может быть осуществлено в текущем режиме, без существенных рисков, связанных с их невыполнением.

В то же время реализация региональной программы в предложенном формате, который полностью копирует федеральный шаблон, оставляет незадействованными ресурсы развития региональной системы СПО. Основным риском, связанным с реализацией данного подхода, является постепенное растрачивание накопленного лидерского потенциала, ослабление инновационной составляющей, снижение мотивации руководителей и педагогов и, в конечном итоге, потеря динамики развития.

Федеральный проект «Новые возможности для каждого. Непрерывное образование взрослого населения».

Поскольку статистика непрерывного образования объединяет в себе традиционную статистику и наблюдение за всеми видами и формами образования и формируется на стыке статистики образования и статистики занятости, то основной риск видится в низком взаимодействии с безработными гражданами по линии центров занятости, что будет мешать вовлечь в дополнительное профессиональное
обучение большее количество людей. По данным Министерства труда, занятости и социальной защиты Республики Татарстан по состоянию на начало декабря 2019 г. в Татарстане на учете в Службе занятости состоят почти 14 тыс. безработных.

Для минимизации данного риска логичным представляется использование международного инструмента оценки когнитивных навыков взрослых для выявления групп с высоким потенциалом преодоления низкого социального статуса за счёт прохождения программ переобучения. Кроме того, важным является и расширение спектра предоставляемых программ для переобучения лиц предпенсионного и пенсионного возраста в соответствии с востребованными на региональном рынке труда навыками, компетенциями и специальностями.

Федеральные проекты «Учитель будущего» и «Современная школа» (общее образование)

В данных проектах нет существенных рисков достижения заявленных KPI в силу их формализованного характера, не показывающего содержательных изменений в преподавании, содержании образования, образовательных результатах обучающихся, в обновлении школы, в достижении ее конкурентоспособности в сравнении с лучшими системами общего образования в мире.

Федеральный проект «Цифровая образовательная среда» (общее образование)

Один из рисков видится в отсутствии единого информационного пространства для всех уровней образования, в частности, при разработке федеральной информационно-сервисной платформы цифровой образовательной среды необходимо предусмотреть инструменты интеграции с информационными сервисами и ресурсами организаций высшего образования. Еще один риск связан с низким вовлечением в цифровую образовательную среду педагогов предпенсионного и пенсионного возраста, поэтому нужно учесть необходимость проработки отдельной программы. Также важно организовать широкое обсуждение разработок в профессиональном сообществе, поиск действующих механизмов стимулирования педагогов, участвующих в пилотных проектах.

Наряду с наличием безусловных конкурентных преимуществ образовательной системы Республики Татарстан (реализация пилотных проектов, функционирование на территории региона коммуникационной площадки федерального уровня по ключевым образовательным инициативам, ротация и подбор управленческих кадров внутри системы, сильная внутренняя кооперация всех уровней образования и стейкхолдеров (школы, СПО, университеты, индустриальные компании и др.)), следует выделить ряд проблем, требующих реализации системных действий:

– недостаточный контроль доли неуспевающих детей, которые концентрируются в группе школ, действующих в неблагоприятных социальных условиях;

– недостаточное информационно-методическое обеспечение школ;

– необходимость увеличения сроков подготовки высококвалифицированных кадров в условиях эффективной системы непрерывного образования, ориентированной на потребности рынка труда, в том числе его высокотехнологичного сегмента;

– целесообразность расширения в регионе сегмента мирового уровня образования, исследований и разработок;

– недостаточное взаимодействие с безработными гражданами по линии центров занятости (уровень охвата взрослого населения в Республике Татарстан составляет 26,7 % (41-е место);

– недостаточная вовлеченность вузов в обучение лиц старшего возраста («Серебряный университет») и др.

Рекомендации по приоритетным направлениям и возможным мерам региональной составляющей национальных проектов формировались на основании:

– анализа текущей ситуации социально-экономического развития Республики Татарстан по направлению национального проекта «Образование»;

– оценки содержания региональной составляющей национального проекта «Образование» содержанию проекта в целом;

– достаточности программных мероприятий региональной составляющей национального проекта «Образование» на предмет их соответствия поставленным целям, задачам и KPI национального проекта «Образование»;

– оценки рисков не достижения целевых показателей национального проекта «Образование» в регионе.

В основе предлагаемых решений лежит реализация ключевых компонентов, направленных на достижение национальных целей развития, определенных 204 Указом:

во-первых, раннее преодоление неуспешности при постоянной оценке образовательных результатов, обеспечение успеха каждого человека;

во-вторых, опережающее развитие ключевых навыков и компетенций, имеющих значение как для рынка труда, так и для жизни населения в современном обществе;

в-третьих, развитие системы непрерывного образования взрослых;

в-четвертых, повышение престижа программ подготовки высококвалифицированных работников.

Рекомендации для повышения эффективности реализации национального проекта на региональном уровне:

– разработать и реализовать в Республике Татарстан комплекс мер, направленный на улучшение образовательных результатов «слабых» школ;

– реализовать проект внедрения практико-ориентированных программ прикладного бакалавриата в образовательных организациях Республики Татарстан.

УДК 620.97

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Ю.В. Сопина[1], Д.И. Менделеев[2], Г.Е. Марьин[3]
[1]АО «ТАТЭНЕРГО» ф-л Казанская ТЭЦ-1, г. Казань
[2,3]АО «ТАТЭНЕРГО» ф-л Казанская ТЭЦ-2, г. Казань
[1]julia.sjv97@yandex.ru, [2]Dylankn@ya.ru, [3]george64199@mail.ru
Науч.рук. Е.А. Миронова

В настоящее время для изолированных систем существует проблема высокой себестоимости электрической и тепловой энергии, это объясняется высокой стоимостью доставки энергоносителей, а также сложные климатические условия. Самой большой проблемой изолированных систем является надежность снабжения и выполнение графиков электрической нагрузки. Внедрение источников генерации на основе возобновляемых источников является перспективным направлением. В работе рассмотрены перспективы внедрения ВИЭ в Камчатском крае.

Ключевые слова: возобновленные источники энергии, распределенная генерация, режимы работы станции, рынок электроэнергии.

Устаревание парка энергетического оборудования – стимул для реконструкции и внедрения нового оборудования, особенно актуальными направлениями являются ввод в эксплуатацию ПГУ и объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1]. Особенно это актуально в изолированных районах, в которых существует острая потребность в ВИЭ по ряду причин, указанных ниже. Основными потребителями возобновляемых источников энергии являются те объекты, которым необходима небольшая генерируемая мощность (10–15 МВт) [2]. Данные потребители в основном находятся в изолированных системах или труднодоступных регионах. Основными энергоистчниками таких систем являются дизельные станции, котельные, газотурбинные установки, работающие на привозном топливе. Слабая транспортная инфраструктура, тяжелые погодные условия приводят к росту стоимости выработки электроэнергии и эксплуатации оборудования. Применение ВИЭ позволит уменьшить транспортную составляющую в производстве электроэнергии [3].

В качестве рассматриваемой изолированной системы выбран полуостров Камчатка (Камчатский край). Она никак не связана другими энергосистемами и состоит из множества энергоузлов.

1. Анализ спроса на электроэнергию. Наличие топливной обеспеченности.

Основными производителями электроэнергии на Камчатке являются работающие на мазуте ТЭЦ-1 (235 МВт) и ТЭЦ-2 (160 МВт), расположенные в Петропавловск-Камчатском являются: Мутновская ГеоЭС (установленная мощность 62 МВт); Толмачевский каскад гидроэлектростанций (20 МВт); Паужетская ГеоЭС (12 МВт), Верхне-Мутновская ГеоЭС (12 МВт). Функционируют мощности малой энергетики: Быстринская гидроэлектростанция (1,7 МВт). Помимо перечисленных есть огромное количество дизельных ЭС (свыше 40). Наиболее крупны расположены в п. Усть-Камчатск (8,4 МВт), п. Ключи (6,2 МВт), п.Палана (6 МВт). Три ветровых электрических станции в с.Никольское (1,050 МВт), п.Усть-Камчатск (1,175 МВт), п.Октябрьский (3,3 МВт).

Из вышеприведенного можно сделать вывод, что основное топливо, использующееся в качестве выработки электроэнергии, является мазут. Себестоимость кВт·ч за счет издержек на доставку топлива приобретает статус самой дорогой энергии в России. Себестоимость в Центральном энергоузле составляет 3,748 руб. за 1 кВт·ч.

2. Определение экономической эффективности применения ВИЭ.

Экономическая эффективность внедрения возобновляемых источников энергии судя по тарифам в рассматриваемом регионе при внедрении ВИЭ неоспорима. Это и подтверждают многие уже действующие проекты на полуострове. Одним из ярких примеров является Мутновская ГеоЭС. За 2007 г. геотермальная ЭС выработала 413 млн кВт·ч. Это позволило сократить использование 90,5 тыс. т мазута и снизить затраты на доставку топлива в пределах 905 млн руб. Это с учетом цен в 2007 г. [4].

Одним из перспективных направлений ВИЭ на полуострове – геотермальные источники энергии. На данный момент уже есть действующие геотермальные электрические станции. Так у подножия вулкана Кунашир на Менделеевской ГеоТЭС уже завершили работы по автоматизированному процессу выработки энергии. Несмотря на уже достигнутые результаты есть места, где еще можно внедрять это направление. Например, Банские геотермальные площади в Усть-Большерецком или у подножия Авачинского вулкана, мощность которых по оценкам специалистов может варьироваться от 10 до 25 МВт.

Также актуальное направление – строительство приливной электрической станции в Пенжинской губе Охотского моря. Которая может претендовать на самую большую установленную мощность – от 85 ГВт.

Средняя скорость ветра в некоторых районах Камчатки позволяет внедрять и модернизировать уже существующие ВЭС. Так в селе Никольское скорость ветра в среднем достигает от 5,5–7,7 м/с, в поселке Озерновский – 3,6–7,1 м/с. Ветровые электрические станции в некоторых из этих районов уже внедрены и доказывают свою эффективность. Например, за 2018 г. только ветроэлектростанциями Камчатского края было выработано 8,8 млн кВт·ч [5].

Солнечные электрические станции – не распространенное направление на Камчатском полуострове. Предполагается постройка в селе Долиновка СЭС с резервом в виде дизель-генераторной установки. Установленная мощность первой очереди предполагается 20 кВт, которая может быть повышена до 80 кВт.

Внедрение ВИЭ позволит повысить надежность за счет генерации рядом с источником энергии и существенно сократит издержки на топливо и на его доставку. Но, конечно же, нельзя полностью отказаться от резервной генерации в виде ТЭЦ или дизельных станций. Уже реализованные проекты доказывают экономическую эффективность. Но доля использования привозного топлива имеет ряд преимуществ. Поэтому важно развивать это направление. Особенно перспективны такие проекты как геотермальные электрические станции и приливная станция в Пенжинской губе Охотского моря, которые позволят обеспечить весь полуостров энергией. Также необходимо отметить проблему инвестиций при внедрении возобновляемых источников энергии:

во-первых, для реализации программ внедрения ВИЭ необходимо создание правильного инвестиционного климата с акцентом на развитие распределенной генерации;

во-вторых, необходимы меры поддержки внедрения ВИЭ, в настоящий момент меры поддержки носят региональный характер.

Литература

1. Менделеев Д.И., Марьин Г.Е., Ахметшин А.Р. Показатели режимных характеристик парогазового энергоблока ПГУ-110 МВт на частичных нагрузках // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11, № 3 (43). С. 47–56.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]: утв. Распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 07.09.2020).

3. Глотов А.В., Меркульева А.А. Проблемы и перспективы развития изолированных энергосистем Дальнего Востока: на примере энергосистемы Республики Саха (Якутия) // Вестник МФЮА. 2017. № 1. С. 55–64.

4. Шкрадюк И. Сравнительная эколого-экономическая оценка вариантов энергообеспечения Камчатского края // Реки Сибири и Дальнего Востока: матер. IX Междунар. конф. / под ред. М.П. Рихвановой. Иркутск-Байкальск, 2015. С. 115–119.

5. Мирчевский. Ю. Опыт строительства ветро-дизельных комплексов на изолированных территориях ДФО // Развитие возобновляемой энергетики на ДальнемВостоке России: матер. IV Междунар. конф. Якутск, 2016.

УДК 621-313.3

МЕХАНИЗМЫ РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ КАК МЕРА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: ОПЫТ ЕВРОСОЮЗА И РОССИИ

М.А. Софронов
ФГБОУ ВО «Марийский государственный университет», г. Йошкар-Ола
veranig@yandex.ru,
Науч. рук. В.Т. Сидорова

Рассматривается опыт регулирования реактивной мощности в России и странах Евросоюза. При правильном регулировании реактивной мощности повышается качество электроэнергии, и уменьшаются ее потери.

Ключевые слова: регулирование реактивной мощности, качество электроэнергии, страны Евросоюза, Россия.

За последние 5 лет наблюдается стремительная динамика развития в электроэнергетической отрасли (вводятся цифровые подстанции, энергосберегающие осветительные устройства, оборудование высокого класса энергоэффективности и др.). Однако, ввиду тенденции сокращения потребления активной мощности в России, реактивная составляющая остается на прежнем уровне, поэтому потенциал развития комплекса мер по снижению реактивной мощности в сетях является актуальным. Эффективной мерой регулирования реактивной мощности может быть ее компенсация [1]. После компенсации реактивной мощности потери напряжения могут быть уменьшены на 3 % от номинального, потери

активной мощности – на 30 % от общих потерь, коэффициенты несимметрии – на 30 % от существующих [2]. Реактивную мощность можно компенсировать с помощью гибких систем передачи переменного тока (FACTS). Так же в странах Евросоюза создана технологическая платформа Smart Grids – «Европейская энергетическая система будущего». Ее целью является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы [3].

В странах Европейского союза (Германия, Дания, Норвегия) используют механизмы регулирования экономической стороны вопроса в управление реактивной мощностью. В Австралии установлены границы на коэффициенты мощности генераторов от 0,9 (с недокомпенсацией) до 0,93 (с перекомпенсацией). Если генератор работает с коэффициентом мощности не в этих пределах, то это считается дополнительной услугой [4]. Производителю в этом случае должна возвращаться сумма в размере упущенной выгоды. В Скандинавии (входят Швеция, Норвегия, Финляндия и Дания) из-за больших расстояний от электростанций до нагрузок реактивная мощность генерируется в месте ее потребления локально. В Швеции нет организованной торговли реактивной мощностью, а в Норвегии производителю производят оплату за реактивную мощность только за время работы генератора с коэффициентами мощности вне установленного диапазона [5].

Россия значительно отстает от Европейских стран в области правового регулирования показателей качества электрической энергию. В нашей стране разработка технического регламента находится в противоречии с правовыми нормами по изготовлению технических средств, ухудшающих показатели качества электрической энергии. В настоящее время электроэнергия так и не включена Евразийской экономической комиссией в единый перечень продукции, подлежащей обязательной регламентации. Тем не менее, в странах Евросоюза применяются различного уровня нормативно-правовые документы, которые осуществляют правовое регулирование качества электрической энергии. Они включают положения по установлению обязательных требований к качеству напряжения при передаче электрической энергии потребителям, определению ответственности сбытовых и сетевых организаций и потребителей электроэнергии за соблюдение предъявляемых требований, организацию и проведение мониторинга качества электроэнергии и информирование потребителей о качестве электрической энергии, установление требований к потребителям по ограничению эмиссии искажающих токов в электрические сети и др. [6].

Несмотря на существование требований к обеспечению установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощностей [7–10], механизмы скидок/надбавок к тарифу на электроэнергию за нарушения режимов потребления реактивной мощности фактически разрушены. Это приводит к росту потерь электроэнергии в сетях и к отклонению потребителей от участия в регулировании напряжения на границе балансовой принадлежности [11].

Таким образом, в России в настоящее время нет нормативно-правовой базы для установления требований к потребителям, влияющим на качество электрической энергии. Вследствие этого сетевые организации не могут корректно определять условия подключения потребителей к электрической сети и решать проблемы обеспечения качества электрической энергии.

Литература

1. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. М.: Энас, 2009. 456 с.

2. Сидорова В.Т., Рокина Е.Г., Рокина А.Г. Исследование коэффициентов несимметрии при компенсации ективной мощности в воздушных сетях 0,4 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение, 2019. № 4 (55). С. 34–37.

3. Report on saving potentials in energy transmission and distribution [Электронный ресурс]. URL: https://setis.ec.europa.eu/system/files/6.Energy SavinginGrids.pdf (дата обращения: 11.09.2020).

4. Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers / Konstantinos Oureilidis [et al.]. DOI: 10.3390/en13040917 // Energies. 2020. Vol. 13, Is. 4.

5. Кротков Е.А. Сапунов М.В. Ценообразование на реактивную мощность для субъектов рынка системных услуг // Электроэнергетика глазами молодежи: матер. VIII Междунар. науч.-техн. конф. Самара, 2017. Т. 3. С. 13–16.

6. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова [и др.]; отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2017. 219 с.

7. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах

энергоснабжения) [Электронный ресурс]: приказ Минпромэнерго РФ от 22 февраля 2007 г. № 49. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 11.09.2020).

8. Об утверждении Методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения) [Электронный ресурс]: приказ Федеральной службы по тарифам России от 31 августа 2010 г. № 219-Э/6. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 11.09.2020).

9. СТО 56947007-29.240.019-2009. Методика расчета технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. 35 с.

10. СТО 56947 007-29.180.02.140-2012. Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 16 с.

11. Воротницкий В.Э. Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Энергосовет. 2017. № 7. С. 44–53

УДК-621.311

УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

А.О. Степченко
ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань
leha_s_@mail.ru
Науч. рук. В.В. Максимов

Рассмотрена роль электроэнергетической отрасли в хозяйственной жизни страны, а также факторов, влияющих на надежность электроснабжения потребителей. Сформулированы выводы о положительном влиянии единого управления и технологического регулирования на устойчивость работы электроэнергетических систем.

Ключевые слова: электроэнергетическая отрасль, надежность электроснабжения потребителей, системные аварии в энергосистемах.

Электроэнергетика – это отрасль промышленности, объединяющая предприятия по производству, преобразованию, передаче и распределению электроэнергии.

Общеизвестным обстоятельством является наличие зависимости между стоимостью валового национального продукта, уровнем жизни населения и объемом потребления энергии [1]. Поэтому для удовлетворения растущего спроса потребителей на электрическую энергию и мощность, а также для формирования резервов электрической мощности развитие отрасли должно идти более быстрыми темпами.

Современная электроэнергетика страны представляет собой централизованную систему, состоящую из объединенных территориальных электроэнергетических систем, работающих в едином непрерывном производственном процессе. В него входит более 90 % всех основных фондов отрасли. Это напрямую связано с другими отраслями топливно-энергетического комплекса и транспортной инфраструктуры.

Значение электроэнергетики для всего народнохозяйственного комплекса России определяется не столько долей в ВВП Российской Федерации, которая составляет менее 4–5 % от общего ВВП [2], но и наличие электрической энергии в технологических процессах во всех отраслях экономики и в быту. В зависимости от специализации и уровня экономического развития региона влияние топливно-энергетического комплекса на его экономическое развитие может быть очень значительным и достигать следующих значений по ряду показателей (в долях):

– в валовом региональном продукте составляет до 50 %;

– в производстве промышленной продукции – до 90 %;

– численность занятых в региональной экономике – до 15 %;

– в доходах консолидированного бюджета – до 60 %;

– в расходах – до 20 % [3].

И, пожалуй, самое главное, такой важный показатель независимости страны, как энергетическая безопасность, напрямую зависит от надежного и бесперебойного функционирования отрасли. Целая категория потребителей, например, оборонные объекты, атомная энергетика, отдельные подсекторы промышленности и социальная сфера, предъявляют особые требования к надежности электроснабжения, поскольку даже кратковременные перебои могут привести к катастрофическим последствиям для экономики, ущербу окружающей среде и т. д.

Одним из ключевых звеньев в архитектуре технологического управления является центральное диспетчерское управление, которое выполняет функции оперативно-диспетчерского управления в целях:

1) обеспечения баланса спроса и предложения на рынке электроэнергии и мощности;

2) удовлетворения потребностей потребителей в любое время (в том числе в пределах утвержденных горизонтов планирования);

3) поддержания устойчивости электроэнергетической системы при возникновении «сбоев» и возможность восстановления «нормального режима» после возникновения нарушений.

Все это способствует обеспечению высоких темпов ввода энергетических мощностей, отвечающих постоянно растущим потребностям народнохозяйственного комплекса страны (см. рисунок).

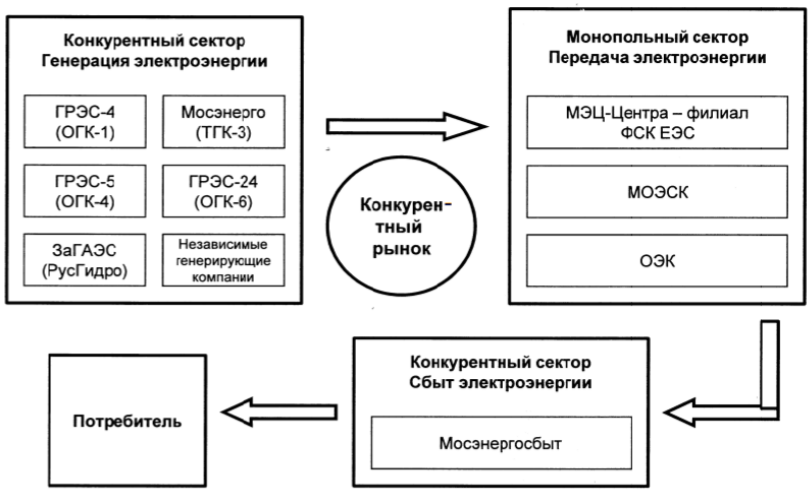


Схема организационного состава энергосистемы (на примере Московской)

При этом государство действует в «трех лицах» не всегда совпадают: Правительство РФ, Правительство Москвы и государственные естественные монополии. Например, в секторе естественных монополий по передаче электроэнергии три технологически взаимосвязанные электросетевые компании (МЭС Центра – филиал ФСК ЕЭС, МКС – филиал МОЭСК и ОЭК), действующие в Московской области, имеют разную ведомственную подчиненность и собственную корпоративную подчиненность и интересы. Как следствие, возникает принципиальная проблема: разное толкование интересов государства представителями ведущих ведомств, что влечет за собой конфликт интересов и размывание ответственности. Таким образом, возрастают возможности прямого влияния государства на инвестиционные решения генерирующих компаний. Положительным примером в данном случае является «Газпром», который в рамках своих генерирующих активов – ТГК-3 (Мосэнерго), ТГК-1, ОГК-2, ОГК-6 – в общей сложности ввел в 2010 г.

более 1,1 ГВт новых генерирующих мощностей, которые составили 34 % от общего количества генерирующих мощностей, введенных в России на конец года [3].

Увеличение потребления электроэнергии вкупе с ежегодным ростом изношенных электрических сетей и генерирующего оборудования, постоянным ростом информационной нагрузки на пункты диспетчерского управления, высокими рисками неопределенности при планировании нагрузки на энергосистему приводят к нарушению надежности и энергетическая безопасность. Существующее преобладание практически «ручного управления» в электроэнергетике снижает эффективность отрасли.

Один из выходов из сложившейся ситуации, на наш взгляд, – переход от жесткого централизованного управления к мультиагентности. Такой подход позволит оптимально контролировать состояние энергосистемы в режиме реального времени и быстро реагировать на нарушения в системе.

Литература

1. Колесников Д.Г. Стратегия и механизм развития регионального энергетического комплекса: дис. … канд. эконом. наук. Ростов-н/Д, 2009. 215 с.

2. Российский статистический ежегодник – 2016: статист. сб. М.: Росстат, 2016. 725 с.

3. Корнеев А.Г, Бобков К.А. Анализ бюджетных связей топливно-энергетического комплекса Иркутской области // Проблемы прогнозирования. 2007. № 1. С. 151–159.

4. Российский статистический ежегодник – 2003: статист. сб. М.: Госкомстат России, 2003. 705 с.

5. Авдашева С.Б., Долгопятова Т.Г., Пляйнес Х. Корпоративное управление в АО с государственным участием: российские проблемы в контексте мирового опыта: препринт. М.: ГУ-ВШЭ, 2007. 52 с.

6. Годовой отчет ОАО «Мосэнерго» за 2010 г. [Электронный ресурс] URL: http://www.mosenergo.ru/ (дата обращения: 17.09.2020).

8. OECD Principles of Corporate Governance. Paris: OECD Publications, 2004.

7. OECD Guidelines on Corporate Governance of State-Owned Enterprises. Paris: OECD Publications, 2005.

8. Экономика и управление в современной электроэнергетике России / под ред. А.Б. Чубайса. М.: НП «КОНЦ ЕЭС», 2009. 615 с.

УДК 681.51

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РЕГИСТРАЦИИ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ КОМПЬЮТЕРНОГО ЗРЕНИЯ

Абдуллина Н. М.[1], Будникова И.К.[2]
[1,2] ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
nazik952@mail.ru, ikbudnikova@yandex.ru

Рассматривается возможность машинного анализа видеоданных с дорожно-строительной техники, оснащенной системой видеофиксации. Целью исследования является автоматизация процесса выявления нарушений в работе системы и в области охраны труда.

Ключевые слова: компьютерное зрение, машинное обучение, видеоданные

В настоящее время АО «Траснефть» в соответствии с программой технического перевооружения и реконструкции, продолжает работы над одним из приоритетных направлений – повышение уровня безопасности персонала и снижение производственного травматизма. Обеспечение контроля соблюдения требований промышленной безопасности дешевле и легче, чем устранение последствий.

Нормативным документом [1] установлен порядок организации работ по видеофиксации рабочей зоны при проведении земляных работ экскаваторами/бульдозерами в охранных зонах действующих нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на объектах нового строительства, на эксплуатируемых объектах организаций системы «Транснефть», а также устанавливает порядок работы с видеоинформацией: организацию получения, передачи, хранения, регистрации и анализа.

Работодатель должен не только обеспечить безопасные условия работы сотрудников, но и контролировать соблюдение ими требований техники безопасности. То есть нужно не только выдать сотрудникам каски и респираторы, но и проследить, чтобы они их носили.

Согласно установленному порядку ежемесячно производится контроль производства работ, контроль эксплуатации техники, соблюдение требований охраны труда и промышленной безопасности на 220 единицах дорожно-строительной техники.

Объем видеоматериала, снимаемого ежемесячно с дорожно-строительной техники, составляет более 6000 ч. Ежемесячно ответственными за анализ видеоинформации производится выборочная проверка 13 транспортных средств. Мониторинг одной транспортной единицы занимает 1–2 человеко-дня, за месяц комиссия фиксирует около 30 нарушений.

Таким образом, основная проблема мониторинга видеоинформации со строительной техники – это низкая скорость обработки и анализа видеоданных, невозможность просмотреть более 10 % информации и высокий уровень трудозатрат. Поэтому возникла задача о возможности проектирования автоматизированных систем для оптимизации условий обработки необходимых событий

Чтобы решить все эти проблемы, на помощь приходят современные технологии. Компьютерное зрение и искусственный интеллект – одни из самых востребованных направлений в современном мире информационных технологий [2].

В ходе работы были изучены современные методы машинного зрения. Выявлено, что наиболее подходящим и эффективным решением проблем при анализе видеоинформации, является внедрение систем искусственного интеллекта на основе нейронных сетей.

Для автоматизации поиска нарушений оптимальным вариантом является использование технологии машинного зрения с возможностью 100% покрытия видеоданных.

Компьютерное зрение (*Computer Vision*, CV), в том числе машинное зрение (Machine Vision, MV) – это автоматическая фиксация и обработка изображений, как неподвижных, так и движущихся объектов при помощи компьютерных средств. Сегодня компьютерное зрение широко применяется для многих компонентов цифровой экономики. Сегодняшнее развитие систем CV пока далеко от реализации всех его возможностей. Однако эта отрасль быстро развивается и диапазон его применений быстро ширится.

Одним из важнейших компонентов реализации возможностей искусственного интеллекта является предоставление машинам способности видеть. Чтобы имитировать зрение человека, машины должны получать, обрабатывать, анализировать и понимать изображения.

Уже существует огромное количество реальных приложений для компьютерного зрения, а технология все еще молода. Поскольку люди и машины продолжают сотрудничать, человеческая рабочая сила будет освобождена, чтобы сосредоточиться на более важных задачах, потому что машины будут автоматизировать процессы, основанные на распознавании изображений [3].

Разработан алгоритм и его программная реализация, которые решают следующие задачи:

– автоматическая идентификация инцидентов на основе видеоданных;

– анализ больших объемов видеоданных и обеспечение наиболее эффективной реакции, как на потенциальные угрозы, так и при расследовании инцидентов.

В первую очередь перед видеоаналитикой стоит задача автоматически идентифицировать нарушения, как в работе устройства, так и работников, и своевременно уведомлять об этом службу безопасности.

Внедрение системы видеоаналитики будет способствовать снижению трудозатрат организации, сокращению расхода серверной памяти, рисков травматизма на производстве, небрежного отношения работников строительной техники, также будет являться доказательной базой при расследовании несчастных случаев.

Разработанная программа является универсальным инструментом для анализа видеоданных с дорожно-строительной техники всех организаций системы ПАО «Транснефть».

Литература

1. ОР-33.160.00-КТН-152-1. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]. URL: http://ww.w.1bm.ru/techdocs/kgs/ost/1189/info/52058/ (дата обращения: 25.05 2020).

2. Компьютерное зрение и искусственный интеллект [Электронный ресурс]. URL: http://integral-russia.ru/2019/06/28/kompyuternoe-zrenie-i-iskusstvennyj-intellekt-sovremennye-mify-i-perspektivy-primeneniya/ (дата обращения: 20.06.2020).

3. Примеры компьютерного и машинного зрения на практике [Электронный ресурс]. URL: https://zen.yandex.ru/media/it_flea/7-udivitelnyh-primerov-kompiuternogo-i-mashinnogo-zreniia-na-praktike-5cb3a503f5b80b00b0244a6d?utm _source=serp (дата обращения: 20.06.2020).

УДК 621.31

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОМЫШЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Н.А. Анисимова[1], А.В. Варганова[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», г. Магнитогорск
[1,2]aleksandra-khlamova@yandex.ru

Посвящена вопросам внутристанционной оптимизации режимов промышленных систем электроснабжения с разнородными генерирующими источниками. Рассматривается задача построения оптимизационной модели промышленной тепловой

электростанции, учитывающей особенности построения тепловой схемы, виды используемого топлива на каждом отдельном агрегате, особенности режимов работы основного оборудования, а также их остаточных ресурс. Разработанная модель электростанции реализована в оригинальном программном продукте КАТРАН-OptHeatPower и позволяет определять экономически целесообразные режимы работы котлоагрегатов и генераторов электростанций по критерию минимума затрат на пар, необходимый для выработка тепловой и электрической нагрузки.

Ключевые слова: электрическая станция, технико-экономическая модель, турбогенератор, котлоагрегат, энергоресурсы, оптимизация, промышленное предприятие.

Строительство крупных промышленных систем электроснабжение обусловливает наличие мощных электростанций в их составе, что обеспечивает снижение потребление мощности от внешнего источника, сокращение потерь мощности. Строительство и эксплуатации промышленных электростанций также выгодна из-за имеющихся вторичных энергоносителей на предприятиях металлургии, сжигание которых в топках котлов, благоприятно сказывается не только в части повышения эффективности работы электростанции и на экологическом факторе, который является ключевым.

При управлении данными электроустановками решается большое число оптимизационных задач начиная с этапа предпроектных решений: оценка эффективности внедрения [1] и определения оптимального месторасположения установок [2], заканчивая вопросами эффективного управления реального объекта [3].

В данной работе приводится обобщенный подход по разработке технико-экономической модели тепловой электростанции, реализованной в оригинальном программном продукте [4].

Целевой функцией при решении задачи внутристанционной оптимизации является минимум затрат на пар, идущий на выработку электроэнергии, теплофикационный и производственные отборы:

$$З_n = \sum_{j=1}^{n}\left(\sum_{k=1}^{m}\left(C_{k,j}(y_j) + C_{\text{от}\,k,j}(y_j)\right)\right) \to \min, \qquad (1)$$

где y_j – оптимальное управление на j-м шаге; $C_{k,j}(y_j)$ – стоимость расхода первичного энергоносителя, идущего на выработку пара, необходимого для производства электроэнергии при суммарной загрузке источников P_Γ; P_Γ – суммарная мощность турбогенераторов, получающих пар, от одного паропровода; $C_{\text{от}\,k,j}(y_j)$ – стоимость расхода пара через отборы; n – число

котлов на электростанции, подключенных к одному паропроводу; m – общее число различных видов первичных энергоносителей, используемых на рассматриваемой электростанции.

На целевую функцию накладываются независимые ограничения в виде минимальный и максимальных паропроизводительностей котлов (соответствующих режимным картам) и мощностей генераторов (соответствующих диаграммам режимов), а также балансовые ограничения по теплу и электроэнергии:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{n} P_i = P_{\text{нагр}}; \\ \sum_{i=1}^{n} D_i = \sum_{i=1}^{n} D_{i\,\text{ТГ}} + D_{\text{от}} + D_{\text{с.н}}, \end{cases} \qquad (2)$$

где $P_{\text{нагр}}$ – активная нагрузкаэлектростанции, МВт; $D_{\text{от}}$ – теплофикационная нагрузка электростанции, с учетом потерь тепла при передаче, т/ч; $D_{\text{с.н}}$ – объем пара, идущий на собственные нужды электростанции, т/ч.

Также необходимо учитывать зависимые ограничения для энергетического оборудования: минимально и максимально возможные параметры: для генераторов (ограничения на напряжения в узлах и потоки мощности, протекающие через элементы электростанции) и котлов (по давлению пара в барабане котла и температуре питательно воды).

Обобщенная модель промышленной тепловой электростанции приведена в таблице, где t и b – текущий номер турбогенератора и котлоагрегата соответственно; v, s – общее число турбогенератора и котлоагрегата соответственно на электростанции.

Технико-экономическая модель промышленной тепловой-электростанции

ΣP_i, МВт	ΣP_{i1}			…	ΣP_{ij}		
ΣD_i, т/ч	ΣD_{i1}			…	ΣD_{ij}		
P_{it}, МВт	$P_{(i+1)1}$	…	$P_{(i+1)v}$	…	$P_{(i+1)1j}$	…	$P_{(i+1)vj}$
D_{ib}, т/ч	$D_{(i+1)1}$	…	$D_{(i+1)s}$	…	$D_{(i+1)1j}$	…	$D_{(i+1)sj}$
$З_i$, млн руб.	$З_{i1}$			…	$З_{ij}$		

Для каждой возможной суммарной выработки электростанции ΣP_i определена суммарная производительность котлоагрегатов ΣD_i, без учета работы пиковых котлов. Для каждой суммарной выработки мощности,

определены соответствующие оптимальные загрузки турбогенераторов P_{it} и котло-агрегатов D_{ib}, Кроме того Модель содержит суммарные затраты на выработку пара $З_i$.

Полученная методика реализована в программном продукте КАТРАН-OptHeatPower [6]. Разработанный подход, позволяет осуществлять прогнозирование режимов работы для всех возможных вариантов загрузки электростанции по теплу и электроэнергии, отличается возможностью ускорения процесса определения эффективного режима за счет хранения данных в эквивалентной модели, которую необходимо пересчитывать только при условии изменения режимных карт котлов и диаграмм режимов турбогенераторов (т. е. после капитальных ремонтов).

Литература

1. Методика оценки эффективности внедрения источников распределенной генерации / А.В. Варганова [и др.] // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Сер. Энергетика. 2019. Т. 19, № 4. С. 52–58.

2. Технико-экономическое обоснование места установки источников распределенной генерации / А.В. Варганова [и др.] // Электротехнические системы и комплексы. 2019. № 3 (44). С. 68–72.

3. Варганова А.В. Алгоритм внутристанционной оптимизации режимов работы котлоагрегатов и турбогенераторов промышленных электростанций // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 17–22.

4. КАТРАН-OptHeatPower: ПрЭВМ 2019618345 Рос. Федерация № 2019616881; заявл. 07.06.2019; опубл. 28.06.2019.

УДК 378.4

КОРПОРАТИВНАЯ БАЗА ЗНАНИЙ ОАО «СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» «GRIDCOMWIKI»

И.И. Валиев[1], И.Н. Хамидуллин[2]

[1,2]ОАО «Сетевая компания», г. Казань

[1]valiev757@mail.ru, [2]hamidullinin@gridcom-rt.ru

Рассматривается вопрос корпоративного управления знаниями в электросетевой организации. При цифровой трансформации компании, когда в большом объеме внедряются информационные системы, целью которых является автоматизация

производственных процессов, особенно важной представляется задача по передаче и накопления опыта, агрегирования знаний и практических умений персонала в масштабах компании. В компании происходит цифровая трансформация и автоматизация.

Ключевые слова: база знаний, цифровая трансформация, непрерывное обучение, интеграция с производством.

Перевод всех сторон экономической и социальной жизни в цифровую форму, обусловил значимость навыков, умений и знаний в области применения средств цифровой среды для большинства людей [1]. В современных условиях основой перехода к цифровой трансформации является возможность управления знаниями, обучаться всю жизнь и генерировать инновации. Главной задачей обучения становится «научиться учиться», быть готовым к переменам, к работе с более сложными проектами, использованию цифровых технологий, расширению кругозора [2].

В новых условиях процесс профессионального развития становится непрерывным. Сотрудники, в рамках самой деятельности и на специальных курсах, должны получать новые знания для поддержания собственной работоспособности, осуществлять постоянное самообучение. Очевидна необходимость создания эффективной базы знаний [3].

Большинство организаций и учреждений воспринимают вложение средств в обучение своих сотрудников как инвестиции в будущее развитие. Решение мотивации сотрудников на инновационное поведение, на постоянное обучение в изменяющихся условиях представляется системой рейтинга, признанием заслуг авторов, внесших наибольший вклад и соответствующим материальным вознаграждением.

Для решения данной задачи в ОАО «Сетевая компания» было инициировано создание корпоративной базы знаний в формате Wiki.

Основной идей функционирования корпоративной базы знаний «GRIDCOMWIKI» является его наполнение самими пользователями – сотрудниками, обладателями уникальных знаний. База знаний наполняется, как теоретическими, так и уникальными практическими знаниями на основе опыта тысячи сотрудников, задействованных в производственно-технической деятельности компании. Система формируется таким образом, что любой активный пользователь может вносить или инициировать изменения в базе данных. Данный подход позволяет обеспечить накопление опыта и знаний и их распределение между пользователями информационного ресурса.

Помимо аккумулирования знаний, важной представляется процесс оценки, проверки контента на достоверность и актуальность. Это задача группы экспертов, обязанность которых первоначальное формирование базы знаний и дальнейшая оценка и редактирование базы, структурирование базы данных.

В целях легкости восприятия информации, концепция «GRIDCOM-WIKI» предполагает использования большого объема графической информации (схемы, фото, видеоматериалы) и интерактивных инструментов. Такой подход позволяет решить следующие задачи:

– достоверность, актуальность и доступность необходимой технической, справочной эксплуатационной информации;

– сокращение времени на поиск необходимой информации;

– обмен знаниями между сотрудниками и сохранение корпоративных знаний при кадровой ротации персонала;

– агрегирование знаний различных структурных подразделений в масштабе компании;

– повышение уровня обучения персонала, самообучение on-line;

– сокращение времени адаптации новых сотрудников;

– распространение передового опыта и лучших практик;

– оперативный доступ к арсеналу решений.

На первой стадии проекта реализована база технической информация по электротехническому оборудованию, на последующих этапах планируется проработать другие направления и бизнес-процессы. Важно отметить, что перспективным представляется расширение сферы использования базы знаний в рамках сотрудничества производства и высших учебных заведений.

Для сотрудников компании данная платформа – база для повышения квалификации, обмена знаниями и опытом, доступ к необходимой сопроводительной и справочной информации.

Для студентов данный ресурс может стать базой практических знаний и актуальной информации, передового опыта и лучших практик, что позволить быстро адаптироваться в производстве, быть в курсе технологических процессов, научных задач в электроэнергетике.

Литература

1. Индустрия российских медиа: цифровое будущее: монография / Е. Л. Вартанова [и др.]. М.: МедиаМир, 2017. 160 с.

2. Введение в «Цифровую» экономику/ А.В. Кешелава [и др.]; под общ. ред. А.В. Кешелава; гл. «цифр.» конс. И.А. Зимненко. М.: ВНИИ геосистем, 2017. 44 с.

3. Попова О.И. Трансформация высшего образования в условиях цифровой экономики // Вопросы управления. Управление в образовании. 2018. № 5 (54). С.158–160.

УДК 537.212

РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ТРЕХМЕРНОЙ И ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ В ОБЛАСТИ ПОДВЕСНОГО ИЗОЛЯТОРА

Р.И. Гайнутдинов
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
rgajnutdinov97@gmail.com
Науч. рук. Д.К. Зарипов

Предложена модель распределения электрического поля в области расположения подвесного изолятора для применения её при разработке датчиков для системы беспроводного контроля изоляции ВЛ и ПС. Были разработаны модели изолятора в программах Comsol и FEMM. Получены трехмерное и двумерное распределение электрического поля вокруг расположения изолятора и проведен анализ изменения поля при наличии дефекта в изоляции.

Ключевые слова: изолятор, электрическое поле, модель, Comsol, FEMM.

При проектировании системы беспроводного контроля высоковольтных изоляторов необходимо проанализировать работу датчиков, расположенных вблизи нее. Для этого были созданы компьютерные модели изолятора на 10 кВ в программах Comsol и FEMM. Полученное в результате моделирования распределение электрического поля у изолятора в программе Comsol, показано на рис. 1. Далее была создана таже модель в программе FEMM. Распределения электрического поля у изолятора в программе FEMM показано на рис. 2, *а*. Затем, в модель был введен дефект – проводящего канал в изоляции. Данный дефект возникает в результате длительного действия электрических разрядов внутри изоляции. На рис. 2, *б* показан вид распределения поля в области изолятора при наличии дефекта.

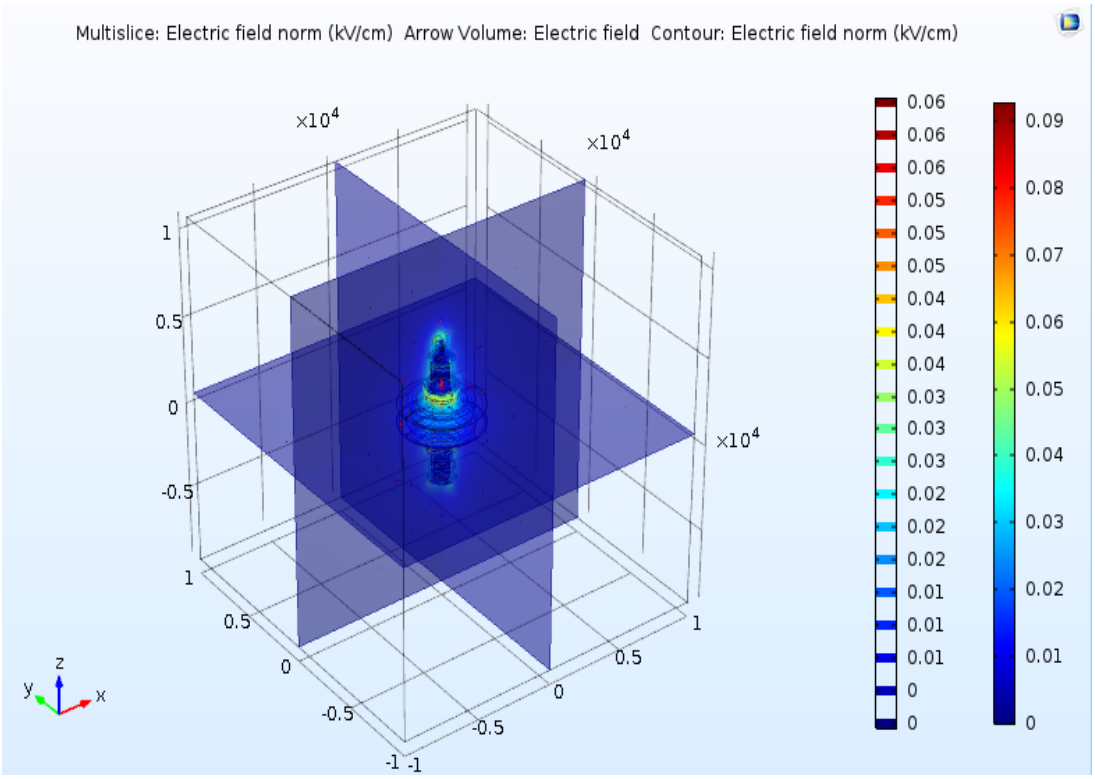
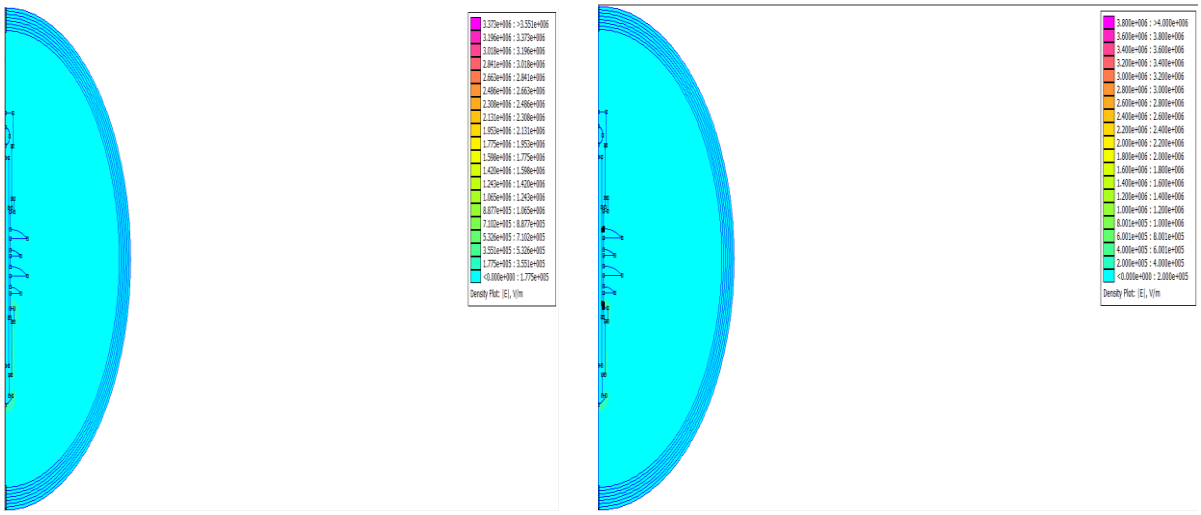


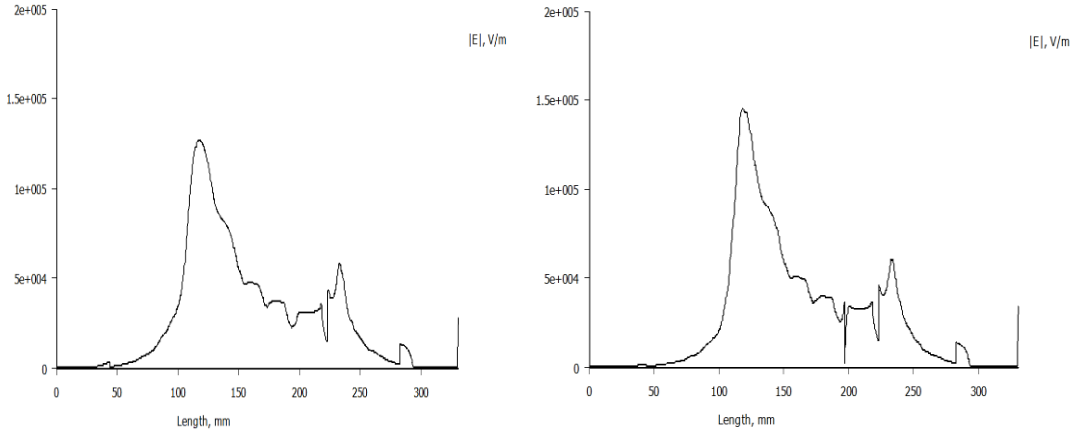
Рис. 1. Вид распределения напряженности электрического поля в программе Comsol



а *б*

Рис. 2. Вид распределения напряженности электрического поля в программе FEMM:
а – без дефекта; *б* – с дефектом

На рис. 3 показаны графики распределения электрического поля для исправного и дефектного изоляторов. Сравнивания результаты, мы видим, что образование проводящих каналов увеличивает напряженность поля вдоль изолятора (рис. 3). Эти изменения зафиксирует датчик [1] и передаст данные в службу ВЛ по беспроводной сети.



а *б*

Рис. 3. Результаты распределения напряженности электрического поля около изолятора: *а* – без дефекта; *б* – с дефектом

В дальнейшем модель будет совершенствоваться с учетом наличия опоры, положения изолятора в пространстве относительно земли и места крепления датчиков беспроводного контроля.

Литература

1. Датчик для системы непрерывного контроля состояния изолирующих конструкций: пат. 2731169 Рос. Федерация № 2019145586; заявл. 30.12.2019; опубл. 31.08.2020, Бюл. № 25. 10 с.

УДК 621-313.3

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОВРЕМЕННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ПЛОЩАДКИ MOODLE

Г.Г. Галеева[1], Г.Р. Валиева[2], Е.А. Зотова[3], И.А. Муратаев[4]
[1,2,3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]galeeva_guzeliya@mail.ru, [2]guzelrv@mail.ru, [3]kwonek@mail.ru, [4]boxesis@yandex.ru

Предложено применение системы дистанционного обучения, созданного для студентов и преподавателей, в энергопредприятиях в целях достижения эффективности в работе, учета уровня знаний персонала и развития квалификации с расширением познаний работников, задействованных в единой сфере деятельности.

Ключевые слова: информация, обучение, форум, хранение в системе, дистанционное образование, информационная площадка, пользователь, эффективность, энергопредприятие.

Электронная образовательная среда Moodle – это широкоформатная площадка для дистанционного обучения и контроля знаний. Она сочетает в себе многофункциональность, надежность и простоту использования.

Система всемирно известна, переведена на десятки языков и предназначена для создания и проведения качественных дистанционных курсов, включающих в себя множество возможностей. Таких как, например, хранить и создавать электронные учебные материалы, с возможностью задавать алгоритм их обучения. Электронный формат позволяет применять и хранить не только привычные текстовые форматы, но и интерактивные ресурсы различного расширения. Таким образом, увеличиваются возможности восприятия обучающегося за счет разнообразия, порядка и доступности информационного потока.

Система не только дает информацию, но и также позволяет делиться исключительной информацией или размышлениями с другими, для чего и предусмотрен обмен файлами между пользователями или с преподавателем, который выложил эту статью или лекцию [1].

Сервис рассылки осуществляет максимально оперативное доведение информации до участников образовательного процесса о новостных событиях. Форум для обсуждения созданных тем также расширяет способность обмена опытом и информацией среди сотрудников, что дает к тому же почву для новых рассуждений и возможность поиска решения текущих проблем и изъянов в данной профессиональной деятельности.

Индивидуальность каждого пользователя достигается путем хранения в системе всех загруженных им файлов, комментариев к ним, оценок, доступностью к сообщениям в форуме.

Еще один плюс данной системы дистанционного образования – это возможность следить за активностью, вести учет активной деятельности и времени, проведенного в сети обучающегося лица [2].

Все вышеперечисленное расширяет ценность и повышает применяемость данной площадки.

Использование системы дистанционного обучения (СДО) Moodle в работе максимально простое и гибкое, так как в ней существует функция «приспособления» системы к конкретному образовательному проекту и при необходимости еще и усовершенствования, присоединив к себе новые модули.

Преимуществом системы является возможность совместной работы пользователей: вики, глоссарий, блоги, форумы, практикумы. Но основное преимущество: пользователями могут выступать не только студенты, но и работники любого энергопредприятия.

Персонал является главным ресурсом процесса любого предприятия, как показано на рисунке ниже. Соответственно он нуждается в поддержании и усовершенствовании навыков и знаний.

Применение данной системы (см. рисунок) непосредственно на предприятии позволит в первую очередь повысить эрудированность и эффективность работы сотрудника, который напрямую связан с данной деятельностью и может на практике применить полученные знания из Moodle, используя его в качестве информационного источника современных публикаций, справочников и литературы [3].

Во-вторых, это поддержание уровня и контроль образования работников, не отрываясь от производства, позволяя решить данную проблему дистанционно, путем онлайн тестирования и контрольных вопросов, касаемо рассматриваемых тем.

Таким образом, система дистанционного образования Moodle, охватив весь коллектив, с помощью узко специализированных и целенаправленных модулей, способствует повышению качества работы энергопредприятия в целом.

Литература

1. Анисимов А.М. Работа в системе дистанционного обучения Moodle: учеб. пособие. 2-е изд. испр. и доп. Харьков: ХНАГХ, 2009. 292 с.

2. Мясникова Т.С., Мясников С.А. Система дистанционного обучения MOODLE. Харьков, 2008. 232 с.

3. Андреев А.В., Андреева С.В, Доценко И.Б. Практика электронного обучения с использованием Moodle. Таганрог: ТТИ ЮФУ, 2008. 146 с.

УДК 621.311:004

МЕТОДЫ МАШИННОГО ОРИЕНТИРОВАНИЯ РОБОТА-ИНСПЕКТОРА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И ОСМОТРА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОДСТАНЦИЙ

Н.А. Губарев[1], А.Х. Сабитов[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]Nikita20143@mail.ru, [2]sabitov_ah@mail.ru

Рассмотрены методики машинного ориентирования наземного робота-инспектора на территории подстанции и предложен процесс создания роботизированного маршрута осмотра и диагностики электрооборудования подстанции типа БКТПБМ 110 кВ.

Ключевые слова: цифровая подстанция, диагностика и обследование оборудования, автоматизация, роботизированный комплекс, робот-инспектор, кинематическая модель подстанции, RFID метки, GPS-навигация, лазерная навигация, визуальная навигация.

В современной электроэнергетике всё большее предпочтение отдаётся к технологиям цифровых подстанций, не требующих вмешательства человека. Это обусловлено их высокой экономичностью и надёжностью. Такие подстанции имеют меньшие затраты на их обслуживание и эксплуатацию [1]. Несмотря на все преимущества современных подстанций, основным требованием к безотказной работе оборудования остаётся регулярный осмотр электрооборудования [2]. Общее количество обходов в год на подстанциях с постоянным дежурным персоналом равно 360, а без дежурного персонала – 12. Обычно обход производится пешим патрулём группой из двух рабочих, при котором производится осмотр электрооборудования и снятие показаний датчиков и приборов. Этот вид проверки является медленным, утомительным, монотонным и субъективным. Другой метод обхода оборудования – инспекция оборудования наземными роботами. Современные технологии позволяют создавать роботизированные системы инспекции электрооборудования и внедрять их на подстанции [3, 4]. Подобные системы наиболее точны и могут позволить проводить обход оборудования в любое время суток и года.

Одной из проблем, стоящей перед реализацией данной системы является автономное движения и навигация робота на подстанции.

Наиболее очевидным является моделирование подстанции и составление на её базе точной кинематической модели движения робота в автономном режиме [5]. Но в связи с тем, что подстанция является достаточно сложным объектом, то создание точной модели часто не может быть достигнуто, так как присутствуют множество факторов, являющиеся случайными и трудно описываемыми, такие как скольжение колёс робота о поверхность, различные препятствия и многое другое.

Для более точного ориентирования робота-инспектора на подстанции, имеет смысл применение следующих технологий: навигация по магнитным путям и RFID-меткам, GPS-навигация, лазерная и визуальная навигация [3].

Несмотря на то, что навигация роботизированных систем по магнитным путям и RFID-меткам является более простым способом обеспечения чёткого построения маршрута, он имеет ряд сложностей и недостатков: необходимость установки дорогостоящих магнитных дорожек на территории подстанции и трудность обеспечения чёткого сигнала в условиях магнитных наводок работающей подстанции.

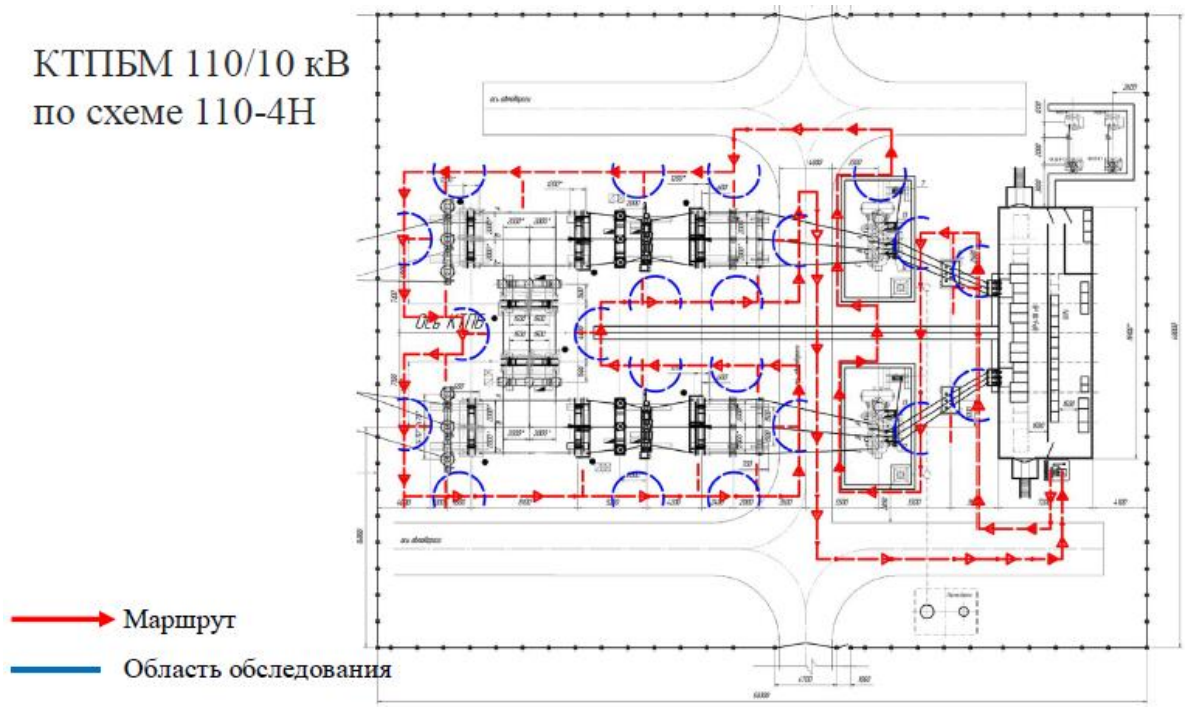
Ориентация робота-инспектора на подстанции посредством GPS трекинга не требует установки специального оборудования на подстанции и является достаточно гибким методом [3]. Главным недостатком данного метода является высокая стоимость глушения помех со стороны станции и создание стабильного сигнала GPS трека.

Визуальную навигацию в целом можно разделить на три основных метода: навигация по направляющей линии, метод выделения обочин дороги и сегментации участка дороги [3]. Однако такие принципы трудно реализовать в ночное время и зимнее время суток, так как изменившаяся внешняя среда требует дополнительной корректировки.

Лазерная навигация на основе карты окружающей среды использует лазерный датчик и одометр, который переносится инспекционным роботом, для создания крупномасштабной 2D-карты окружающей среды подстанции. Информация о местоположении робота может быть получена с помощью алгоритма сопоставления карт, который использует цифровую двухмерную карту дороги и информацию о расстоянии, измеренную лазерным дальномером, для коррекции движения робота [3]. Это позволяет достичь точного позиционирования робота, не прибегая к искусственным ориентирам, что делает лазурную навигацию наиболее приемлемой для корректировки маршрута на подстанции.

Основываясь на вышесказанном, для обеспечения автономного движения робота-инспектора на электрической подстанции, необходимо составить точную 2D-карту подстанции, путём лазерного сканирования. Эта задача упрощается при наложении измерений на готовые шаблоны подстанции. После корректировки карты, составляется подробный маршрут робота, с определением остановок на проведение осмотра и диагностики оборудования. Весь маршрут тщательно оптимизируется, для достижения максимально быстрого процесса инспекции и экономии заряда аккумулятора. Опираясь на показания одометра, робот будет корректировать движение по заранее заданному направлению. Непосредственно на территории подстанции необходимо разместить зарядную станцию робота, для подзарядки и стоянки робота на время бездействия.

Таким образом, можно организовать автоматизированную диагностику электрооборудования подстанции различных типов, таких как БКТПБМ 110 кВ (см. рисунок).



Маршрут осмотра электроборудования подстанции типа КТПБМ 110/10 кВ [6]

Использование робота-инспектора позволит сократить время персонала на обслуживание и диагностику подстанционного оборудования согласно нормативных требований [1] и осуществлять передачу данных о выявленных дефектных участках в диспетчерское управление, что приведёт к ускорению корректировки графика ремонтных работ и переходу к ремонтам по состоянию.

Литература

1. Технические решения по РЗА, предлагаемые ПАО «Россети» в рамках создания «Цифровых подстанций» [Электронный ресурс]. URL: http://digitalsubstation.com/wp-content/uploads/2018/04/3.-Rosseti.pdf (дата обращения 20.08.2020).

2. СТО 70238424.29.240.01.008-2009. Электрические сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования [Электронный ресурс]. URL: http://docs.cntd.ru/document/1200093603 (дата обращения 21.02.2020).

3. Mobile robot for power substation inspection: a survey [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/312934078 (дата обращения 20.08.2020).

4. Electrical Substation Inspection Robot [Электронный ресурс]. URL: https://smprobotics.com/products_autonomous_ugv/electrical-substation-inspection-robot/ (дата обращения: 25.08.2020).

5. Траекторное управление мобильными роботами в условиях наличия внешних возмущений и подвижных препятствий [Электронный ресурс]. URL: http://csi.ifmo.ru/netcat_files/360/569/Krasnov_diss_title_signed.pdf (дата обращения: 30.08.2020).

6. Типовые решения для подстанций 35, 110 кВ [Электронный ресурс]. URL: http://www.abs-vniir.ru (дата обращения: 17.02.2020).

УДК 681.5

ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

И.Н. Джежелий
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
student-lnt@mail.ru
Науч. рук. И.А. Муратаев

Описана модель робота-диагноста повреждений воздушных линий электропередач, на основании исследования использования роботов в электроэнергетике в мире и имеющихся научных разработок.

Ключевые слова: робот-диагност, повреждения воздушных линий электропередач, робототехника.

Внедрение роботов и роботизированных комплексов в энергетику – это современное, экономически эффективное решение, позволяющее значительно снизить уровень финансовых затрат на диагностику и обслуживание высоковольтных линий электропередач (ЛЭП), актуально применение роботов там, где жизнь человека может оказаться подверженной риску, например, для диагностики и профилактики ЛЭП в труднодоступных местах

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1) изучение проблем диагностики высоковольтных ЛЭП;

2) исследование применения роботов в электроэнергетике в современном мире.

Идея создания робота – диагноста повреждений воздушных линий электропередач возникла производственной необходимостью.

Совместно со студентами нефтяного техникума, увлеченными робототехникой, связали два направления – электроэнергетика и робототехника и создали модель робота – диагноста повреждений воздушных линий электропередач.

Повреждение линий электропередач приводит к нарушению нормального режима работы энергетических систем и нарушению нормального электроснабжения потребителей, снижению качества электрической энергии и повышению потерь электроэнергии в сети. Для восстановления нормального режима работы необходимо, как можно быстрее, восстановить поврежденную линию. Основную часть времени восстановления занимает процесс определения места повреждения.

На сегодняшний день не существует достаточно надежных методик обнаружения повреждений воздушных линий электропередач. На производстве, большинстве своем, используем визуальный осмотр и тепловизионный контроль для определения повреждений.

Диагностика линий электропередачи заключается в проведении довольно большого количества разнообразных мероприятий, основная задача которых – получить полные и детальные данные о техническом состоянии каждого участка сети ЛЭП.

Как правило, все методы являются трудоемкими, обладают повышенной опасностью и, кроме того, требуют отключения оборудования от напряжения.

На данный момент времени существует проблемы диагностики и обслуживания воздушных линий электропередач. Проверка высоковольтных линий всегда сопряжена с риском для человека, а так же образованием: обведения проводов, атмосферные перенапряжения, внутренняя коррозия, труднодоступное местоположение ЛЭП.

Роботизированные решения для работы на линиях под напряжением, будут востребованы.

Для выполнения роботизированного устройства в программе 3D-моделирования была создана трехмерная модель, а затем собрана.

Робот-диагност оснащен четырьмя пропеллерами, для выполнения перелетов; установлены восемь моторов для обеспечения передвижения; два блока управления со встроенными аккумуляторами. Робот будет иметь возможность перемещается по высоковольтному проводу, удерживаемому расположенными через каждые 250 м опорами.

Робот является двухколёсным средством передвижения, использующим верхний провод. Нижняя часть конструкции представляет собой основание, одновременно выполняющую роль противовеса со смещенным центром тяжести. При возникновении таких препятствия, как подвесная арматура робот будет иметь возможность преодолевать их самостоятельно, облетая их, маневрируя, благодаря подвижному центру тяжести.

Однако движение – не единственная задача робота, который должен выполнять основное предназначение – проверять линии. Робот-диагност использует два набора сенсоров с лазерами – по одному на каждую лапу. Механизм способен осматривать всю поверхность провода, чтобы вовремя обнаружить коррозию или другие повреждения, а также разглядеть малейшие изменения в диаметре провода, которые могут свидетельствовать о нарушении внутренней структуры линии. Также к лазерам имеется камера с высоким разрешением и зумом. Это даёт возможность фотографировать различные элементы опор и линий намного более эффективно, чем это делает человек или вертолёт.

Робот-диагност может быть как автономным, так и управляемым (см. рисунок). Это позволит ему проводить диагностику в труднодоступных местах, в различное время суток.

В работе проведены расчеты экономической эффективности от внедрения робота в производство на примере ПАО «Сургутнефтегаз». Рассчитан прирост чистой прибыли от роботизации за анализируемый период, который составит 3 612 018 руб. Срок окупаемости капитальных вложений составит 1,5 г., что укладывается в рамки эксплуатации робота-диагноста.

Робот диагност повреждений воздушных линий электропередач

Срок окупаемости капитальных вложений составил полтора года, что укладывается в рамки эксплуатации робота-диагноста

Разработанная модель робота позволит улучшить следующие показатели:

– безопасность и снижение объема работ при проведении обнаружений повреждений ЛЭП;

– увеличение длины обследуемых линий;

– позволит выполнять работы под напряжением.

Литература

1. Бабич А.В. Промышленная робототехника. М.: Книга по Требованию, 2012. 263 с.

2. Робототехника, 3D-моделирование, прототипирование: реализация современных направлений в дополнительном образовании: метод. рекомендации для педагогов / С.В. Гайсина [и др.]. С.-Пб: КАРО, 2017. 208 с.

УДК 621.3:004.4

ПРИМЕНЕНИЕ ЯЗЫКА ПРОГРАММИРОВАНИЯ PYTHON В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PSS®SINCAL

А.О. Еремин[1], В.Р. Зайнуллин[2], М.Н. Симонова[3], Э.Ф. Хакимзянов[4]

[1,2]ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», г. Казань

[1]ФГАОУ ВО КФУ, г. Казань

[3,4]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[4]ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ», г. Казань

Рассмотрены алгоритмы скриптов на языке программирования Python, которые были применены для частичной автоматизации процесса прорисовки схемы электрической сети, заполнения параметров оборудования, расчетов режимов работы электрической сети и формирования отчетов по ним в программном комплексе PSS®SINCAL.

Ключевые слова: PSS®SINCAL, скрипт, Python, автоматизация, расчет режимов, электрическая сеть, базы данных, алгоритм.

В настоящее время электрическая энергия является одним из самых важных ресурсов. Чтобы обеспечить ее доступность, избежать перебоев и снизить затраты на эксплуатацию и обслуживание оборудования,

операторам необходимо обеспечить высокую надежность электроснабжения. Для разработки оптимальных вариантов внедрения технических решений используются программные комплексы (ПК) для расчетов режимов работы электрической сети. Одним из таких ПК является PSS®SINCAL компании Siemens.

PSS®SINCAL позволяет производить технические расчеты для анализа работы электрической сети, которую необходимо сначала прорисовать в виде однолинейной схемы, провести технические расчеты режимов работы сети и сформировать отчет по полученным результатам. Этапы прорисовки и формирования отчетов производятся в ручном режиме и занимают длительное время. Для автоматизации и оптимизации данного рабочего процесса предлагается использовать скрипты, которые базируются на языках программирования Python или VBScript.

PSS Sincal имеет следующие возможности взаимодействия со скриптами:

1. Взаимодействие через API, представляющий набор функций для работы с пользовательским интерфейсом.

2. Взаимодействие через базу данных проекта с использованием SQL запросов к базе данных (БД). Этот уровень позволяет изменять параметры проекта.

3. Комбинированный способ позволяет одновременно изменять параметры схемы с помощью БД и производить манипуляция с пользовательским интерфейсом посредством API.

Для частичной автоматизации процесса прорисовки схемы электрической сети и заполнения параметров оборудования был написан скрипт, алгоритм которого показан на рис. 1.

Для запуска скрипта необходимо:

– прорисовать кабельные и воздушные линии и шины трансформаторных подстанций (ТП) 6 (10) кВ;

– прописать их диспетчерское наименование;

– создать файл Excel с информацией о параметрах силовых трансформаторов и нагрузки.

Описание работы алгоритма:

1. Считываются названия шин ТП, их ID и количество с БД проекта.

2. Считываются с БД максимальные ID среди элементов, узлов и защит.

3. В БД задаются параметры трансформатора, его нагрузки и узла между ними.

4. С помощью БД задаются связи между всеми элементами.

5. Задаются графические параметры элементов в БД для их последующего отображения в программе.

6. Пп. 1–6 повторяются для всех шин ТП.

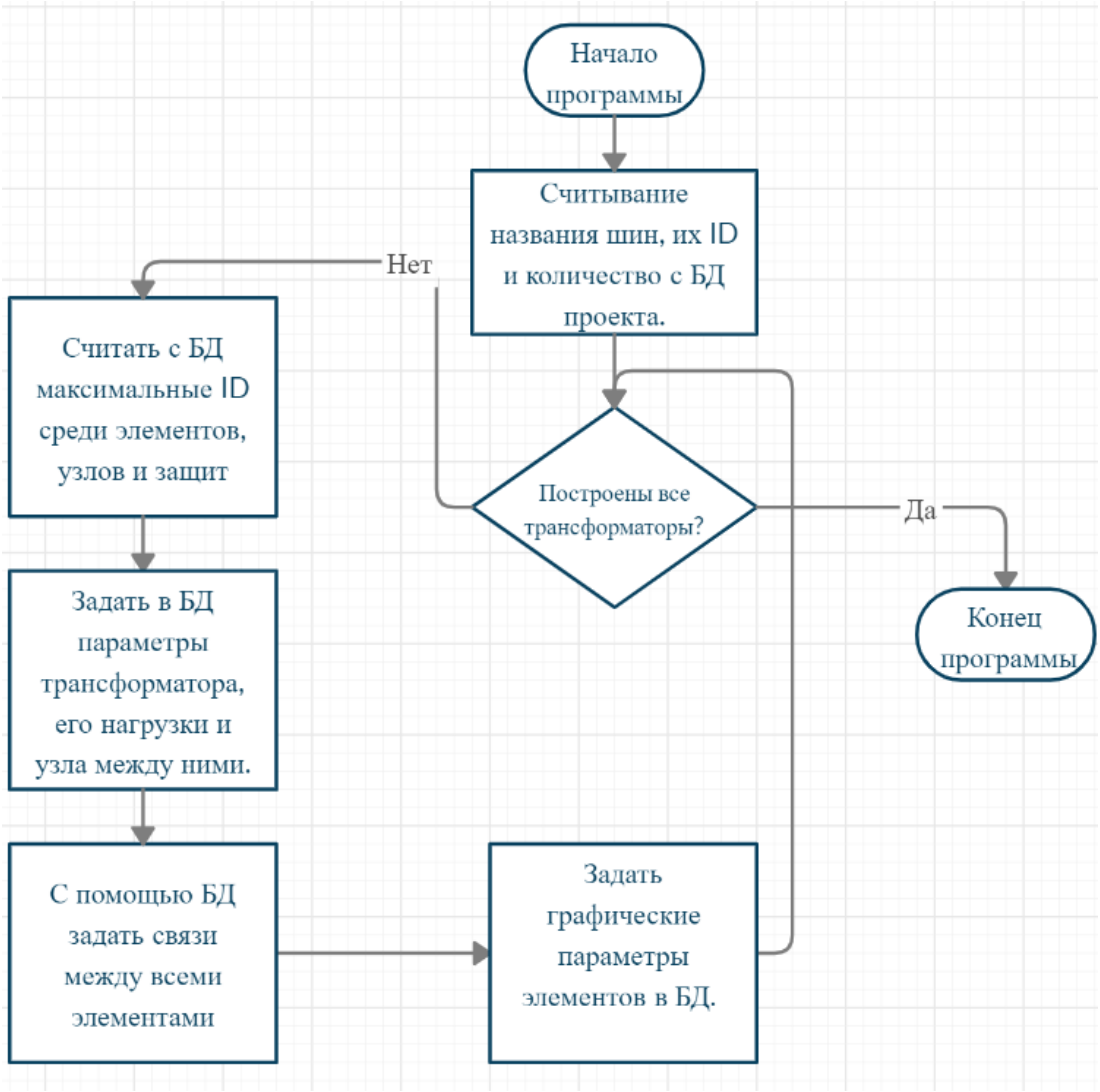


Рис 1. Алгоритм автоматизации прорисовки линейных схем сети

На рис. 2 показан алгоритм автоматического расчета текущих режимов работы электрической сети, сортировки результатов расчета и формирования отчета.

Описание работы алгоритма:

1. В базу данных проекта вносятся значения коэффициента полной мощности для каждой нагрузки (перспективный рост нагрузки).

2. Рассчитывается текущий режим для выбранного варианта.

3. Полученные данные с помощью SQL запроса поступают из БД в скрипт.

4. Далее, изменяется коэффициент изменения мощности на 1,25 и повторяются пп. 2 и 3.

5. Пп. 1–4 повторяются для всех вариантов схемы.

6. После того, как все расчеты окончены, данные сортируются по линиям, узлам, трансформаторам.

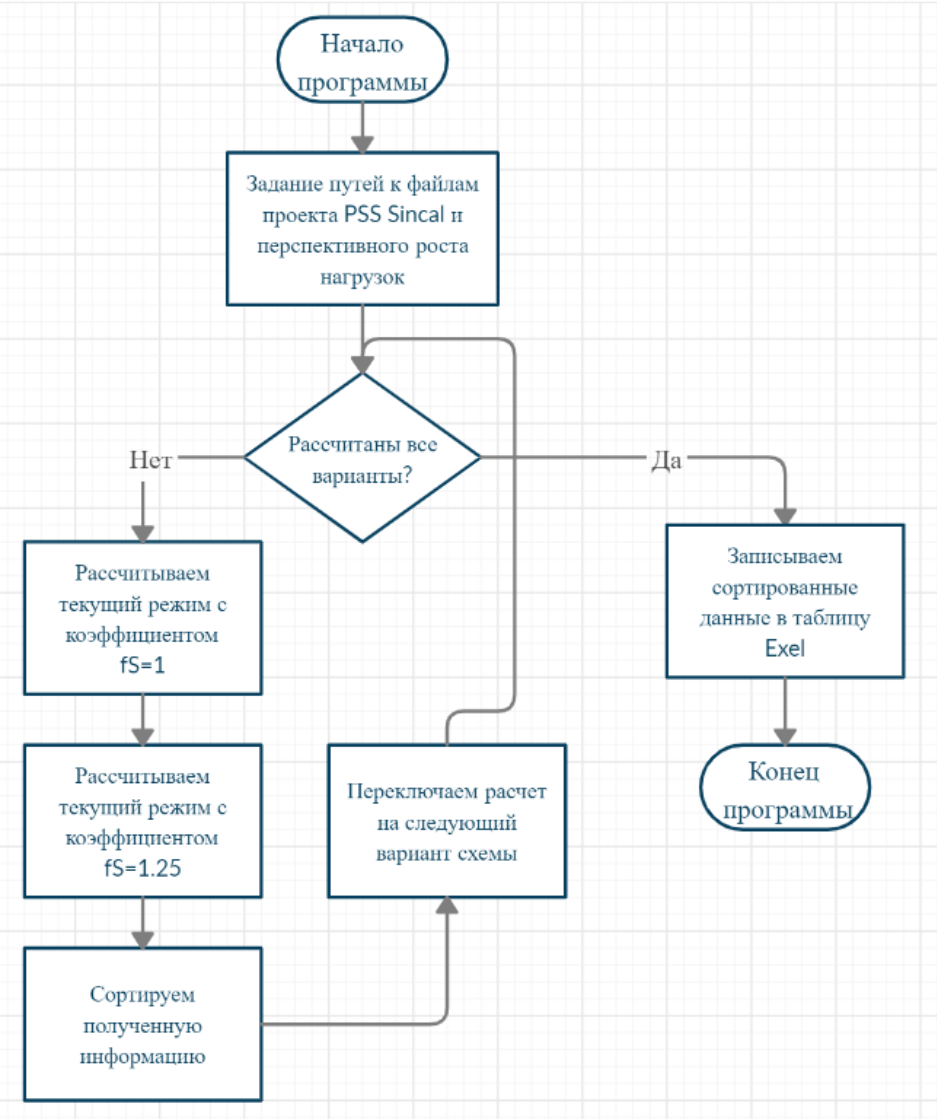


Рис. 2. Алгоритм автоматизации процесса создания отчета

7. После сортировки данные вносятся в таблицу Excel.

Таким образом, написание скриптов на языке программирования Python позволяет автоматизировать процессы создания математической модели и проведения технических расчетов в ПК PSS®SINCAL. В дальнейшем рассматривается возможность использования алгоритмов для оптимизации работы при создании информационной модели и формировании сценариев развития электрической сети.

Литература

1. Техническое описание программного комплекса PSS®SINCAL [Электронный ресурс]. URL: https://new.siemens.com/ru/ru/produkty/energetika/servis/servis-dlya-peredachi-raspredeleniya-ehlektroehnergii-i-umnyh-setej/planirovanie-i-konsultirovanie/programmnoe-obespechenie-pss/pss-sincal.html (дата обращения: 21.08.2020).

2. Кулешов А.И., Прахин Б.Я. Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах: учеб. пособие. Иваново: ИГЭУ, 2001. 171 с.

3. Swaroop C. H. A Byte of Python [Электронный ресурс]. URL: https://wombat.org.ua/AByteOfPython/AByteofPythonRussian-2.02.pdf (дата обращения: 03.09.2020).

УДК 620.179.1

МЕТОД ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

А.Р. Загретдинов[1], А.А. Гильманова[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]azagretdinov@yandex.ru

Предложен метод контроля герметичности затвора трубопроводной арматуры, основанный на анализе фрактальной размерности виброакустических сигналов. Представлены результаты экспериментальных исследований.

Ключевые слова: трубопроводная арматура, герметичность затвора, фрактальный анализ, фрактальная размерность, виброакустический контроль.

Трубопроводная арматура широко применяется в энергетике (включая тепловые и атомные электрические станции). Неправильное функционирование арматуры приводит к снижению энергоэффективности и безопасности энергетических систем. Критическим дефектом трубопроводной арматуры является нарушение герметичности затвора.

Для экспресс-контроля герметичности затвора арматуры широко применяется акустический метод течеискания [1, 2]. Как правило, пропуск рабочей среды обнаруживается по росту амплитуды виброакустического сигнала. Когда амплитуда сигнала возрастает не из-за протечки, а из-за изменения других параметров системы, формируется ложный сигнал.

В работе предложен альтернативный метод анализа виброакустических сигналов.

Известно, что малый размер течей обуславливает турбулентный характер потока, поэтому при пропуске рабочей среды на корпусе трубопроводной арматуры могут возбуждаться хаотические виброколебания. Для количественной оценки хаотичности этих колебаний предлагается использовать методы фрактального анализа [3].

Фрактальную размерность сигналов можно определить с помощью разложения в ряд Фурье. Анализ частотного спектра мощности $c^2(f)$ позволяет получить величину фрактальной размерности. Линейная аппроксимации зависимости $c^2(f)$, представленной в двойном логарифмическом масштабе, дает тангенс угла наклона β, связанный с фрактальной размерностью соотношением $D = 4 + \beta/2$.

С целью определения возможности применения описанного подхода для виброакустического контроля герметичности затвора трубопроводной арматуры разработан экспериментальный стенд, программа обработки виброакустических сигналов, проведены экспериментальные исследования.

Схема экспериментального стенда представлена на рис. 1.

Открытием задвижки *1* регулировался расход циркулирующей воды. Зависимость пропускной способности арматуры от степени закрытия затвора задвижки имеет нелинейную характеристику, поэтому пропускаемый расход воды контролировался с помощью счетчика *3*.

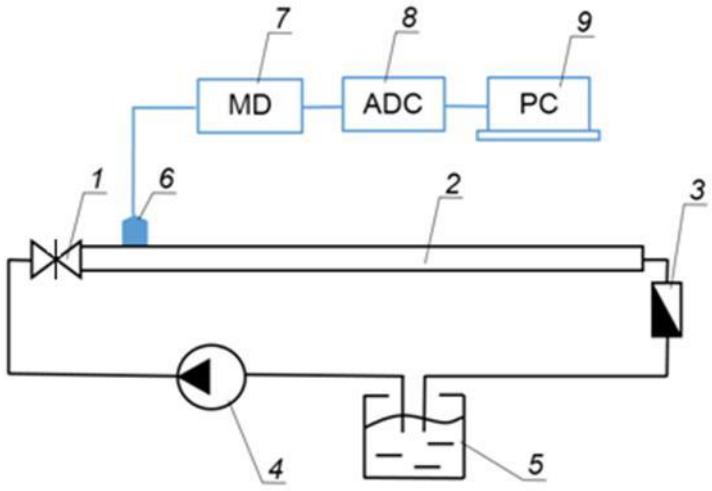


Рис. 1. Экспериментальный стенд: *1* – задвижка; *2* – трубопровод; *3* – счетчик; *4* – емкость воды; *5* – насос; *6* – датчик вибрационного ускорения AP2038P; *7* – согласующее устройство AG01-3; *8* – аналого-цифровой преобразователь NI USB-6229; *9* – компьютер с установленным пакетом программ

Датчик вибрационного ускорения *6* крепится на трубопроводе *2* в непосредственной близости с задвижкой *1* (рис. 2). Частота дискретизации аналого-цифрового преобразователя принята раной 44,1 кГц.

Рис. 2. Фотография экспериментальной установки

Зависимость изменения фрактальной размерности виброакустических сигналов от величины протечки через затвор арматуры представлена на рис. 3.

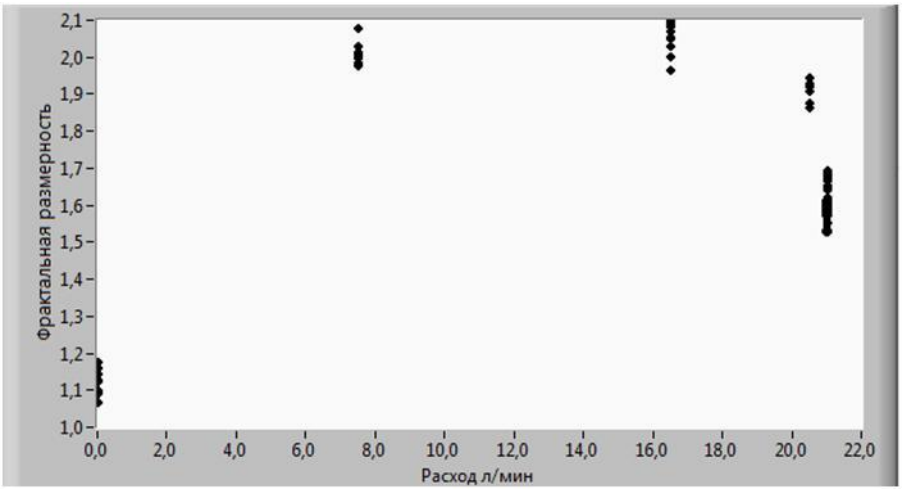


Рис. 3. Изменение фрактальной размерности сигналов от расхода воды

Из рис. 3 видно, что фрактальная размерность виброакустических сигналов меняется в зависимости от расхода воды. Чем меньше пропуск воды через затвор, тем больше фрактальная размерность сигналов.

Таким образом, экспериментальные исследования подтвердили возможность контроля герметичности затвора трубопроводной арматуры с применением метода фрактального анализа.

Литература

1. Контроль утечек в трубопроводной арматуре в процессе эксплуатации / А.Д. Притужалов [и др.] // Технологии нефти и газа. 2012. № 3 (80). С. 50–53.

2. Экспериментальное исследование параметров акустической эмиссии течи в задвижках фонтанных арматур / М.В. Бабенков [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 11. С. 12–14.

3. Zagretdinov A.R., Kazakov R.B., Mukatdarov A.A. Control the tightness of the pipeline valve shutter according to the change in the Hurst exponent of vibroacoustic signals. DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912403005 // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 124. 3 p.

УДК 66.074.2

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА УЛАВЛИВАНИЕ МЕЛКОДИСПЕРСНЫХ ЧАСТИЦ В ПРЯМОУГОЛЬНОМ СЕПАРАТОРЕ

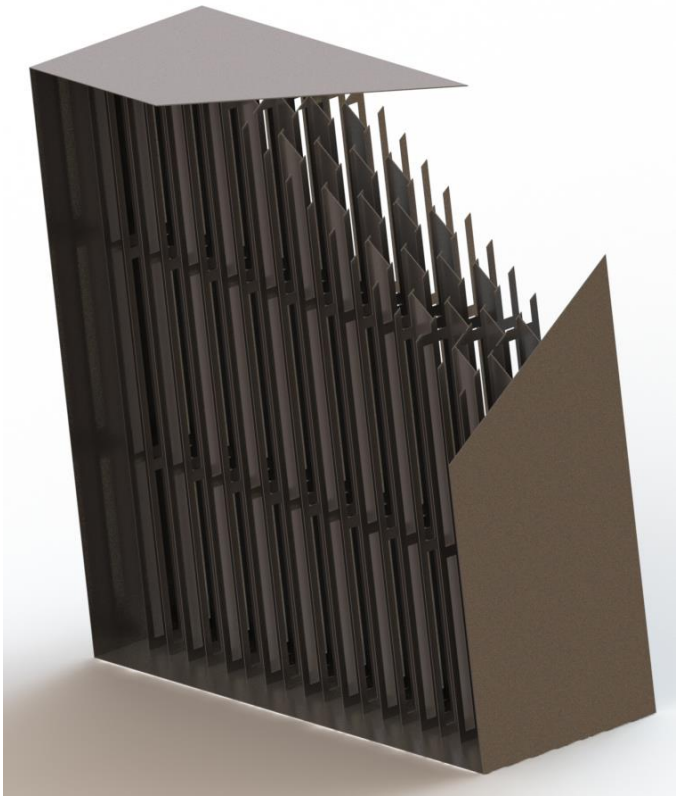
А.Ф. Зиангиров[1], В.Э. Зинуров[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]zinaydar@mail.ru, [2]vadd_93@mail.ru
Науч. рук. В.А. Рукавишников

Рассмотрены способы повышения эффективности улавливания мелкодисперсных частиц из технологических газовых потоков на промышленных предприятиях. Показано, что при скоростях газового потока более 10 м/с эффективность сепаратора составляет не менее 99 % при плотности частиц 1000 кг/м^3. Исследовано влияние скорости газового потока и размера мелкодисперсных частиц на эффективность и гидравлическое сопротивление аппарата. Установка сепаратора в качестве второй очистительной ступени после аппарата грубой очистки позволит предотвратить унос ценного материала в атмосферу.

Ключевые слова: прямоугольный сепаратор, мелкодисперсная пыль, циклон, инерционный пылеуловитель, центробежный пылеуловитель, газовый поток.

В связи с повышением санитарных норм к чистоте атмосферного воздуха вблизи электростанций, промышленных котельных и других предприятий возникает необходимость в модернизации существующих

технологических очистных систем газовых потоков. К наиболее распространенным аппаратам для улавливания частиц пыли из технологических газовых потоков относятся различные модификации циклонов и золоуловителей. Данные аппараты позволяют улавливать твердые частицы из газов размером до 10–50 мкм, в зависимости от модификации аппаратов, с высокой эффективностью не менее 99 %. Однако, к главным недостаткам аппаратов, которые были рассмотрены выше относят низкую эффективность улавливания пылевидных частиц с размером менее 10 мкм из запыленных потоков газа [1]. Для решения данной проблемы авторами работы было предложение устройство – прямоугольный сепаратор (см. рисунок). Данное устройство состоит из нескольких рядов элементов, как правило, которые имеют двутавровую форму, заключенных в корпус. В ходе ранее проведенных исследований было установлено, что эффективность прямоугольного сепаратора составляет не менее 50 %. Стоит отметить, что внутренние элементы сепаратора могут принимать разнообразную форму [2–4].



3D-модель прямоугольного сепаратора с элементами формы двутавров

В данной работе целью исследования является определение влияния технологических параметров, например, скорость газового потока, на эффективность представленного сепаратора.

Настоящее исследование проводилось в численном пакете ANSYS Fluent. Расчет осуществлялся на основании двухмерной модели. Стоит отметить, что упрощение геометрии, а именно расчет на двухмерной, а не на трехмерной модели связан с тем, что геометрия по высоте устройства не изменяется. В ходе исследований были рассмотрены различные варианты оформления сепарационных элементов: дугообразные, двутавровые и П – образные. Длина элементов составляла 14 мм. Для повышения эффективности улавливания мелкодисперсных частиц из газовых потоков ряды элементов относительно друг друга располагались таким образом, чтобы достигалось максимальное значение центробежной силы. Подробное описание геометрии устройства будет представлено в докладе. На входном патрубке в устройстве задавалась скорость газа в диапазоне от 3 до 25 м/с, на выходном патрубке задавалось атмосферное давление равное 101 325 Па. Также задавалось определенное количество частиц пыли на входном патрубке устройства равное n = 1000.

Результаты численных исследований показали, что существует несколько режимов работы сепаратора, влияющих существенным образом на гидравлическом сопротивление устройства и эффективность улавливания мелкодисперсных частиц: первый режим при скорости газового потока до 10 м/с, второй режим от 10 до 15 м/с, который является переходным от первого к третьему и третий режим при скорости более 15 м/с.

Установлено, что наиболее оптимальными скоростями газового потока при улавливании мелкодисперсных частиц является диапазон до 10 м/с, так как данные скорости соответствуют первому режиму работы сепаратора, вследствие этого гидравлическое сопротивление устройства минимальное. При улавливании мелкодисперсных частиц с относительно маленькой плотностью, например, 1000 кг/м^3 рекомендуется добавить несколько рядов элементов в сепаратор дополнительно, что позволит повысить эффективность устройства при скоростях газового потока до 10 м/с. При скоростях более 15 м/с происходит увеличение гидравлического сопротивления сепаратора в среднем на 36 %, что является намного большим значением относительно добавления дополнительных 1–2 рядов элементов.

Преимуществами применения прямоугольного сепаратора являются малая металлоемкость, простота использования и высокая эффективность улавливания мелкодисперсных частиц пыли из газовых потоков.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ № МК-616.2020.8.

Литература

1. Зинуров В.Э., Дмитриев А.В., Мубаракшина Р.Р. Повышение эффективности аспирационных систем при обработке крахмалистого сырья // Ползуновский вестник. 2020. № 2. С. 18–22.

2. Эффективность прямоугольного сепаратора в зависимости от оформления элементов внутри аппарата / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10, № 1 (37). С. 74–81.

3. Влияние конструктивного оформления элементов прямоугольного сепаратора на эффективность очистки газа от твердых частиц / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник технологического университета. 2018. Т. 21, № 9. С. 58–61.

4. Очистка газовых выбросов котельных установок от твердых частиц / А.В. Дмитриев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22, № 1. С. 3–9.

УДК 621.928

КЛАССИФИКАЦИЯ СЫПУЧЕГО МАТЕРИАЛА В АППАРАТЕ С СООСНО РАСПОЛОЖЕННЫМИ ТРУБАМИ

В.Э. Зинуров[1], А.Р. Галимова[2]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]vadd_93@mail.ru, [2]galimovaar00@mail.ru
Науч. рук. А.В. Дмитриев

Рассмотрена проблема классификации сыпучего материала на основе сыпучего материала на основе силикагеля размером более 30 мкм из запыленного газового потока. Для решения поставленной задачи предложена конструкция классификатора с соосно расположенными трубами. Описан принц действия данного устройства. Проведенные исследования показали, что для решения задач выделения частиц из газовых потоков различного размера эффективнее использовать классификатор с внутренней конусообразной трубой, так как достигается большее значение центробежных, инерционных, гравитационных и прочих сил, действующих на запыленный поток.

Ключевые слова: классификация, улавливание частиц, мелкодисперсные частицы, сыпучий материал, циклон, сепаратор.

В промышленности для дробления сыпучего материала используются мельницы, которые образуют частицы с большим разбросом размеров. Однако, в большинстве случаев, требуется определенный диапазон размеров, который зависит от конкретного технологического процесса. Улавливание сыпучего материала может осуществляться с помощью циклонов, сепаратор, пылеосадительных камер и др. аппаратов [1-4]. Для каждой отдельной технологической линии разрабатываются новые модели аппаратов на основе классических или конструктивно дополняются существующие аппараты. Целью работы является разработка классификатора для фракционирования в технологической производственной линии предприятия «Салаватский катализаторный завод» сыпучего материала на основе силикагеля из газового потока размером более 30 мкм. При этом объемная доля уловленного материала размером менее 30 мкм должна составлять не более 2 % от общей доли уловленного материала.

Авторами работы была разработана конструкция классификатора с соосно расположенными трубами (рис. 1).

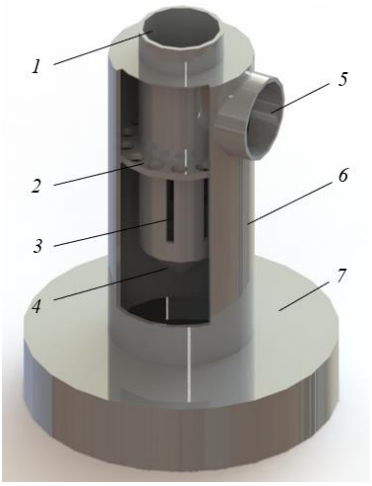


Рис. 1. Классификатор с соосно расположенными трубами: *1* – входной патрубок; *2* – решетка с соосно расположенными трубами; *3* – прямоугольные отверстия; *4* – отверстие; *5* – выходной патрубок; *6* – корпус устройства; *7* – бункер

Принцип действия классификатора можно описать следующим образом: запыленный газовый поток попадает в устройство через входной патрубок *1*, после чего опускается вниз по внутренней цилиндрической трубе до прямоугольных отверстий *3*, далее траектория движения газового потока резко изменяется перпендикулярно трубе, в ходе движения запыленного газа по данным траекториям часть частиц выпадает из структуры потока и падает в бункер *7* через отверстие *4*. При выходе

газового потока из каждого прямоугольного отверстия *3* он разделяется на *2* струи, которые в одинаковых пропорциях двигаются в правую и левую стороны, достигая внутреннюю стенку цилиндрического корпуса *6*, струи газа разворачиваются и в завихрении движутся в верхнюю часть устройства, при завихрениях возникают центробежные силы, отбрасывающие частицы сыпучего материала на основе силикагеля из структурированного потока к поверхностям устройства, выбитые частицы падают в пылевой бункер *7*.

При движении газового потока в верхнюю часть устройства он проходит через решетку с соосно расположенными трубами, которая является дополнительным сепарационным элементом, выбивающая частицы сыпучего материала на основе силикагеля из структуры потока, после чего они также падают в бункер 7. Очищенный газовый поток от частиц сыпучего материала на основе силикагеля размером до 30 мкм выходит из классификатора с соосно расположенными трубами через выходное отверстие *5*

Особенностью классификатора с соосно расположенными трубами является то, что каждое завихрение при своем вращении дополнительно ускоряет два соседних относительно себя завихрений, что увеличивает значения центробежных сил и, как следствие повышает эффективность улавливания частиц из газового потока (рис. 2).

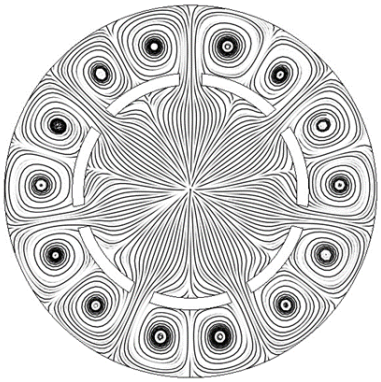


Рис. 2. Образование завихрений в классификаторе с соосно расположенными трубами. Линии тока газового потока (*вид сверху*)

В ходе исследований было установлено, что в среднем эффективность классификатора с конусообразной внутренней трубой больше на 35,3 %, чем классификатора с цилиндрической внутренней трубой.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ № МК-616.2020.8.

Литература

1. Зинуров В.Э., Дмитриев А.В., Мубаракшина Р.Р. Повышение эффективности аспирационных систем при обработке крахмалистого сырья // Ползуновский вестник. 2020. № 2. С. 18–22.

2. Оценка времени работы пылеуловителя со скругленными сепарационными элементами / В.Э. Зинуров [и др.] // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24, № 3. С. 606–615.

3. Очистка газовых выбросов котельных установок от твердых частиц / А.В. Дмитриев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22, № 1. С. 3–9.

4. Исследование влияния конструктивных и физических параметров на структуру движения газового потока в прямоугольном сепараторе / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник технологического университета. 2020. Т. 23, № 3. С. 85–88.

УДК 519.6, 004.383.8032.26

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ КОДИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИИ В БИОМОРФНОМ НЕЙРОПРОЦЕССОРЕ

А.Х. Ибрагим
ФГАОУ ВО «ТюмГУ», г. Тюмень
abdulla.ybragim@mail.ru
Науч. рук. Удовиченко С.Ю.

Предложена электрическая схема кодирующего устройства, которая построена с использованием логических матриц на основе мемристорно-диодного кроссбара и позволяет реализовывать различные способы представления входной информации для импульсной нейросети биоморфного нейропроцессора. Представлены результаты моделирования кодирующего устройства в следующих режимах работы: кодирование двоичного числа в частоту, в задержки, а также одновременное в частоту и в задержки как одним виртуальным нейроном, так и их популяцией. Показано, что режим одновременного кодирования в частоту и в задержки популяцией виртуальных нейронов передает большее количество информации по сравнению с другими режимами.

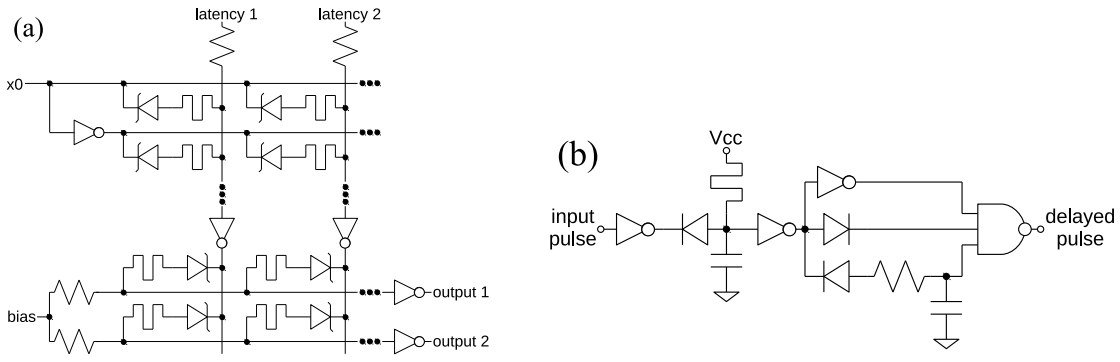
Ключевые слова: биоморфный нейропроцессор, кодирующее устройство, кодирование в частоту и в задержки, популяционное кодирование, логическая матрица, комбинированный мемристорно-диодный кроссбар.

В работе [1] предложена концепция биоморфного нейропроцессора, реализующего аппаратные импульсные нейросети на основе модернизированной электрической и оригинальной программной [2] биоморфных моделях нейрона для традиционных задач обработки информации. Кроме этого, аппаратная биоморфная нейросеть способна воспроизводить работу кортикальной колонки мозга или её фрагмента. В [1] впервые продемонстрирована генерация новой ассоциации в процессе ассоциативного самообучения аппаратной импульсной нейросети с массивом синапсов в запоминающей матрице [3] в виде комбинированного мемристорно-диодного кроссбара. Это позволяет говорить о формировании процессора нового поколения, который обеспечит в будущем при совершенствовании биоморфной нейросети осмысливание полученных новых ассоциаций и, следовательно, переход от слабого (*narrow*) к сильному (*general*) искусственному интеллекту.

Кодирующее устройство одного числа содержит две программируемые логические матрицы на основе комбинированного мемристорно-диодного кроссбара [4]. При кодировании нескольких чисел (яркостей пикселей, амплитуды образа косинусного преобразования) необходимо использовать несколько кодирующих устройств параллельно.

Электрическая схема импульсного кодирования информации (рис. 3) построена с помощью набора устройств задержек и с использованием логической матрицы. Логическая матрица является массивом ячеек из одного мемристора и последовательно включенного с ним селективным элементом − диодом Зенера, который минимизирует взаимовлияние соседних ячеек. Схема является универсальной, поскольку позволяет реализовать все способы импульсного кодирования входной информации, представленной двоичными числами: кодирование двоичного числа в частоту, в задержки, а также одновременное в частоту и в задержки как одним виртуальным нейроном, так и их популяцией. Для простоты схема имеет двухбитный вход, две линии задержки и два выходных канала.

Численное моделирование процессов кодирования проведено с помощью оригинальной специализированной программы MDC-SPICE, разработанной для расчета больших электрических схем, содержащих мемристорно-диодные кроссбары. Электрическая схема в классической программе SPICE задается как набор элементов электроники и связей между ними. Если кодирования одного числа производится популяцией нейронов, то будет задействовано несколько выходов в матрице дизъюнкций (рис. 1). При этом импульсы принудительно распределяются на выходные каналы кодирующего устройства, причем суммарная частота пропорциональна кодируемому числу.



а *б*

Рис.1. Электрическая схема кодирующего устройства: *а* – реализация совершенной дизъюнктивной нормальной формы на базе мемристорно-диодного кроссбара; *б* – линия задержки

На рис. 2 приведены результаты SPICE-моделирования процесса кодирования числа в частоту схемой, представленной на рис. 1, в режиме работы трех виртуальных нейронов (выходных каналов).

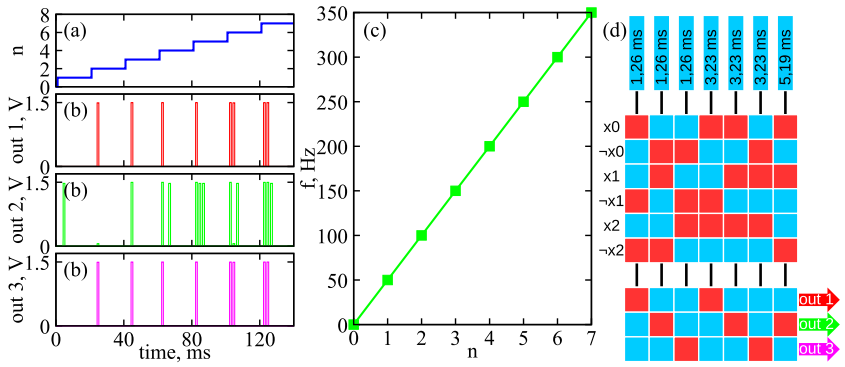


Рис. 2. SPICE моделирование режима кодирования числа в частоту популяцией из трех нейронов: *a* – изменение входного числа во времени; *b* – выходные импульсы; *c* – функция преобразования числа *n* в частоту *f*; *d* – карта проводимости мемристоров

Аналогично проведено SPICE моделирование режима кодирования числа в задержки импульсов, а также одновременного кодирования в частоту и задержки импульсов популяцией из трех нейронов нейронов. Показано, что режим одновременного кодирования в частоту и в задержки передает большее количество информации по сравнению с другими режимами, поскольку учитывает значение кодируемого числа вместе с его производными в пространстве и во времени. Подобное кодирование наблюдается в биологических нейронных сетях, но без учета производной во времени.

Работа выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-37-90003.

Литература

1. The biomorphic neuroprocessor based on the composite memristor – diode crossbar / A.D. Pisarev [et al.]. DOI: https://doi.org/10.1016/ j.mejo.2020. 104827 // Microelectronic journal. 2020.

2. A biomorphic neuron model and principles of designing a neural-network with memristor synapses for a biomorphic neuroprocessor / V.A. Filippov [et al.] // Neural Computing and Applications. 2020. Vol. 32. Pp. 2471–2485.

3. 3D memory matrix based on a composite memristor-diode crossbar for a neuromorphic processor / A. Pisarev [et al.] // Microelectronic Engineering. 2018. Vol. 198. Pp. 1–7.

4. 3D CMOS, memristor nanotechnology for creating logical and memory matrics of neuroprocessor / S. Udovichenko [et al.] // Nanoindustry. 2017. № 5. Pp. 26–34.

УДК 621.31

ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6–10 КВ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

А.С. Ирихов[1], А.В. Варганова[2]
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», г. Магнитогорск
[1]irihovalexandr@gmail.com, [2]aleksandra-khlamova@yandex.ru

Исследование посвящено задаче оценки структурной надежности внешнего электроснабжения потребителей 6–10 кВ понизительных подстанций 35–220 кВ/ 6–10 кВ. В работе предлагается осуществлять расчет надежности структурно-аналитическим методом, учитывая при этом логику работы схемы открытого распределительного устройства. Разработанный программный продукт реализован в САПР электрической части понизительных подстанций.

Ключевые слова: САПР, надежность электроснабжения, подстанция, ущерб от перерыва электроснабжения, распределительное устройство.

Современные системы автоматизированного проектирования в электроэнергетике должны не просто осуществлять расчет или создание схемы по заданным исходным данным, но и решать задачи более высокого

уровня: технико-экономическое сопоставление вариантов [1], осуществление выбора и проверки электрооборудования, построение планов электроустановок, с возможностью выбора разрезов [2], определять и расставлять определенный перечень приборов [3]. Для ускорения процесса работы САПР должны быть предусмотрены быстродействующие источники данных. Для рассматриваемой САПР [4] на кафедре электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова» разработана база данных электрооборудования «База данных к ЗРУ CAD 2.0», являющаяся дополнительным модулем к базе данных «Электрооборудование распределительных устройств 35–220 кВ к САПР «ОРУ CAD» [5], реализованная в MS SQL Server.

Одной важных задач, которой при проектировании, как правило, уделяется мало внимания, является оценка достаточно уровня надежности для возможных вариантов схем внешнего электроснабжения. РУ ВН должны обеспечивать надежное электроснабжение потребителей 6–10 кВ главных понизительных подстанций. Данный показатель при проектировании соблюдается, однако очень часто уровень надежности завышен и требует дополнительных излишних капитальных вложений. Разработанный САПР позволяет осуществлять технико-экономическое сопоставление возможных вариантов схем РУ ВН и определять их основные показатели надежности.

На рисунке приведен пример построения структурной схемы РУ, отражающей резервирование отельных элементов схемы.

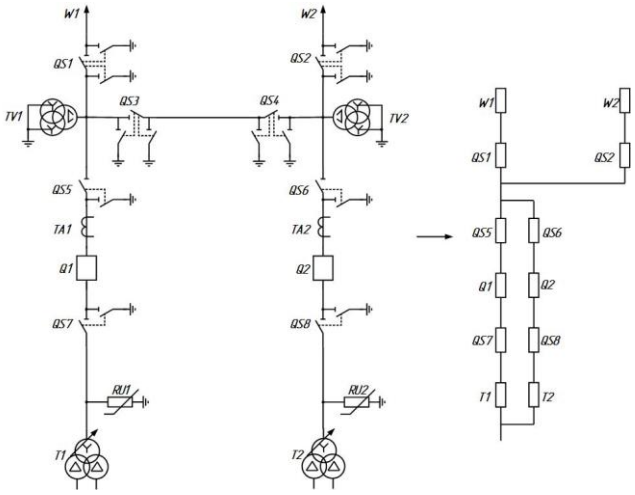


Рис. 1. Составление структурной схемы надежности для схемы «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

Расчет показателей надежности для приведенной схемы ОРУ «Два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линий» осуществляется в следующей последовательности:

$$K_{в1} = K_{в(QS5)} + K_{в(Q1)} + K_{в(QS7)} + K_{в(T1)};$$

$$K_{в2} = K_{в(QS6)} + K_{в(Q2)} + K_{в(QS8)} + K_{в(T2)};$$

$$\omega_1 = \omega_{(QS5)} + \omega_{(Q1)} + \omega_{(QS7)} + \omega_{(T1)};$$

$$\omega_2 = \omega_{(QS6)} + \omega_{(Q2)} + \omega_{(QS8)} + \omega_{(T2)};$$

$$\omega_3 = \omega_1 \cdot K_{в2} + \omega_2 \cdot K_{в1};$$

$$K_{в3} = K_{в1} \cdot K_{в2};$$

$$\omega_4 = (\omega_{(W1)} + \omega_{(QS1)}) \cdot (K_{в(W2)} + K_{в(QS2)}) +$$
$$+(\omega_{(W2)} + \omega_{(QS2)}) \cdot (K_{в(W1)} + K_{в(QS1)});$$

$$\omega_4 = (\omega_{(W1)} + \omega_{(QS1)}) \cdot (K_{в(W2)} + K_{в(QS2)}) +$$
$$+(\omega_{(W2)} + \omega_{(QS2)}) \cdot (K_{в(W1)} + K_{в(QS1)});$$

$$K_{в4} = (K_{в(W1)} + K_{в(QS1)}) \cdot (K_{в(W2)} + K_{в(QS2)});$$

$$\omega_{(экв)} = \omega_3 + \omega_4;$$

$$K_{в(экв)} = K_{в3} + K_{в4};$$

$$T_{в(экв)} = \frac{K_{в(экв)}}{\omega_{(экв)}}.$$

Величины показателей надежности каждого элемента РУ (ω – параметр потока отказов, 1/год; $T_в$ – время восстановления, ч) САПР определяет из базы данных и тем самым ускоряется процесс расчета, причем для каждого элемента схемы в БД хранится рассчитанное значение $K_в$ (коэффициента вынужденного простоя).

Разработанный алгоритм оценки показателей надежности схем внешнего электроснабжения понизительных подстанций, позволяет осуществлять расчеты для всех возможных схем РУ со сборными шинами, блочных схема, мостиковых и кольцевых, что позволит проектировщику оценить длительность времени восстановления, ущерб от перерыва электроснабжения и определить наилучший вариант.

Работа выполняется при поддержке гранта Президента РФ для молодых ученых № МК-939.2019.8

Литература

1. Панова Е.А., Варганова А.В. Алгоритм автоматизированного выбора схем электрических соединений открытых распределительных устройств напряжением 35-750 кВ в САПР «ОРУ CAD» // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Сер. Энергетика. 2018. Т. 18, № 3. С. 52–60.

2. Algorithm for Automated Outdoor Switchgear Plans Designing in the “ORU CAD” / A.V. Varganova [et al.] // International Russian Automation Conference. Sochi, 2019. Pp. 1–4.

3. Varganova A.V., Panova E.A. and Kushmil O.E. Automation of the selection process and graphical display of measuring instruments on single-line diagrams of 6–220 kV substations // International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. 2019. Ufa, 2019. Pp. 1–5.

4. ЗРУ CAD: ПрЭВМ 2019664573 Рос. Федерация № 2019663600; заявл. 01.11.2019; опубл. 08.11.2019.

5. Электрооборудование распределительных устройств 35–220 кВ к САПР «ОРУ CAD»: БД 2018621358 Рос. Федерация № 2018621358; заявл. 30.07.2018; опубл. 23.08.2018.

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ В ВОСТОЧНОМ ОРЕНБУРЖЬЕ

Кочковская С.С.

Орский гуманитарно-технологический институт (филиал) ОГУ, г. Орск

lana1905@mail.ru

Рассмотрены основные преимущества и недостатки солнечных электрических станций по сравнению с традиционными и другими видами возобновляемых источников энергии. Раскрываются особенности работы солнечной электрической станции в моногородах.

Ключевые слова: солнечная электрическая станция, источник питания, вырабатываемая активная мощность**.**

В настоящее время одним из перспективных направлений развития энергетики является использование возобновляемых источников энергии. Наиболее широкое распространение получил метод прямого преобразования солнечной энергии в электрическую посредством солнечных кремниевых панелей [1].

Выработка электрической энергии при помощи фотоэлектрических панелей на данный момент является наиболее дорогостоящей по сравнению с традиционными источниками.

К недостаткам солнечных электрических станций относятся следующие показатели [2]:

– зависимость количества вырабатываемой энергии от времени суток;

– необходимость периодической очистки лицевой стороны панели;

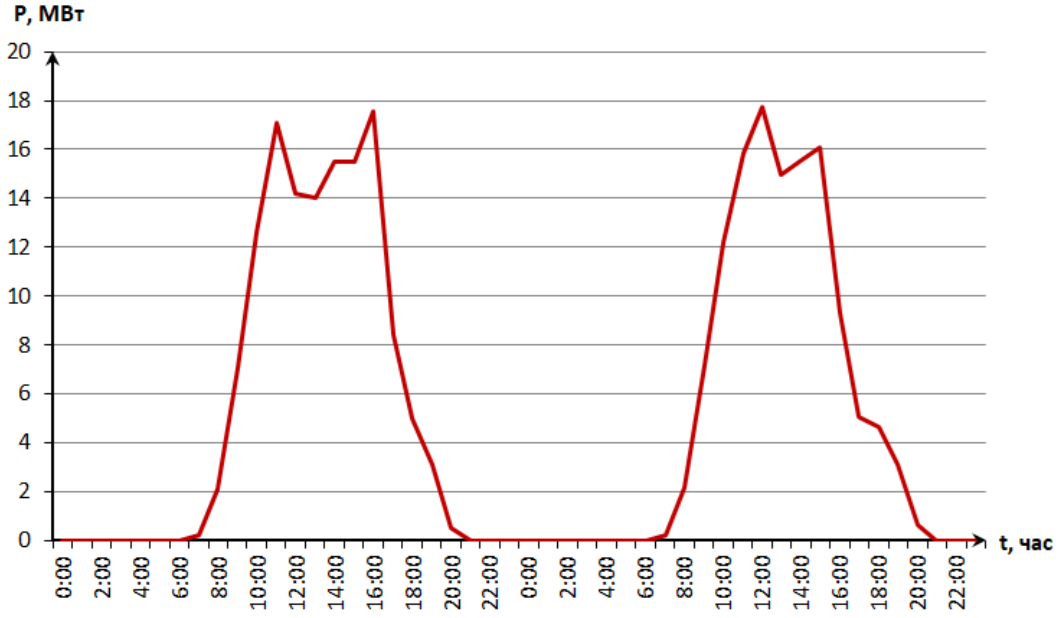
– необходимость дополнительных затрат на аккумуляторные установки для накопления энергии.

В Оренбургской области (г. Орск) в 2015 г. была построена и введена в эксплуатацию Орская солнечная электрическая станция (СЭС) им. А.А. Влазнева. СЭС мощностью 40 МВА передает энергию на НПЗ по ВЛ-110 кВ и на ТЭЦ-1 по ВЛ-110кВ.

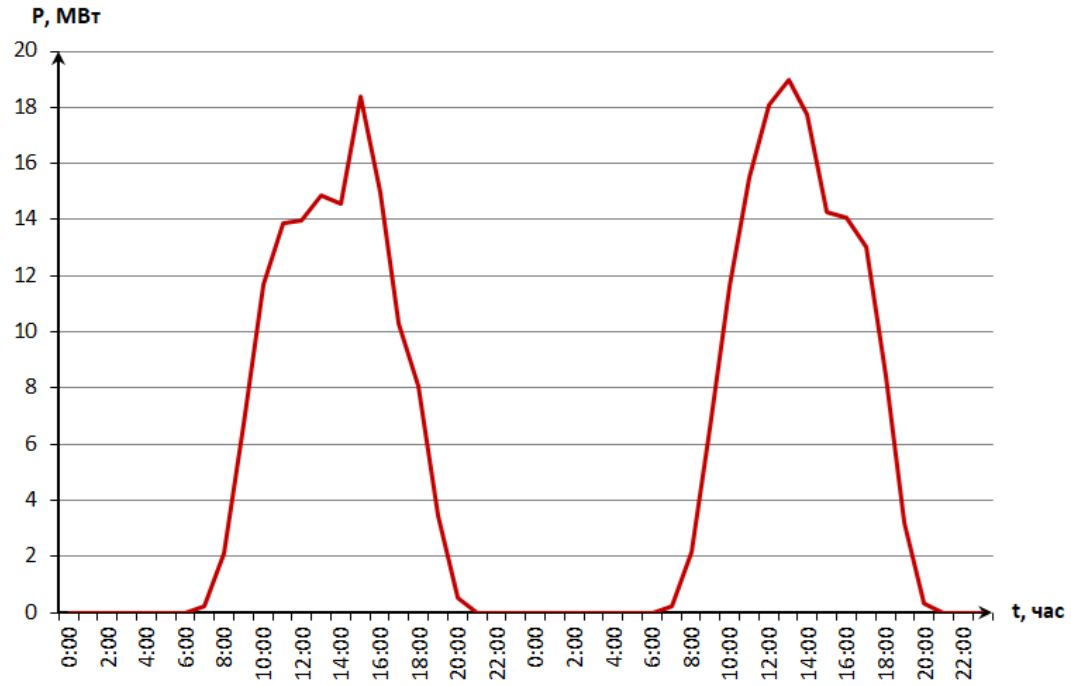
Расположение солнечной электрической станции между золоотвалом и карьером было выбрано не совсем удачным, исходя из требований по очистке панелей [3].

Воздушные потоки находящиеся в движении создают постоянные пылевые отложения на панелях, что ухудшает их работоспособность.

На рис. 1 представлены суточные графики вырабатываемой суммарной активной мощности. Замеры соответствующих данных производились в период с 21 по 24 августа 2020 г.



а



б

Рис. 1. Графики вырабатываемой суммарной активной мощности за сутки:
а – 21 августа – 22 августа 2020 г.; *б* – 23 августа – 24 августа 2020 г.

По представленным данным можно сделать вывод, что при отсутствии светового потока отсутствует и выработка электрической энергии.

Для рассмотрения солнечных электрических станций как полноценного источника генарации электрической энергии необходимо проанализировать количество солнечных и пасмурных дней в году (рис. 2).

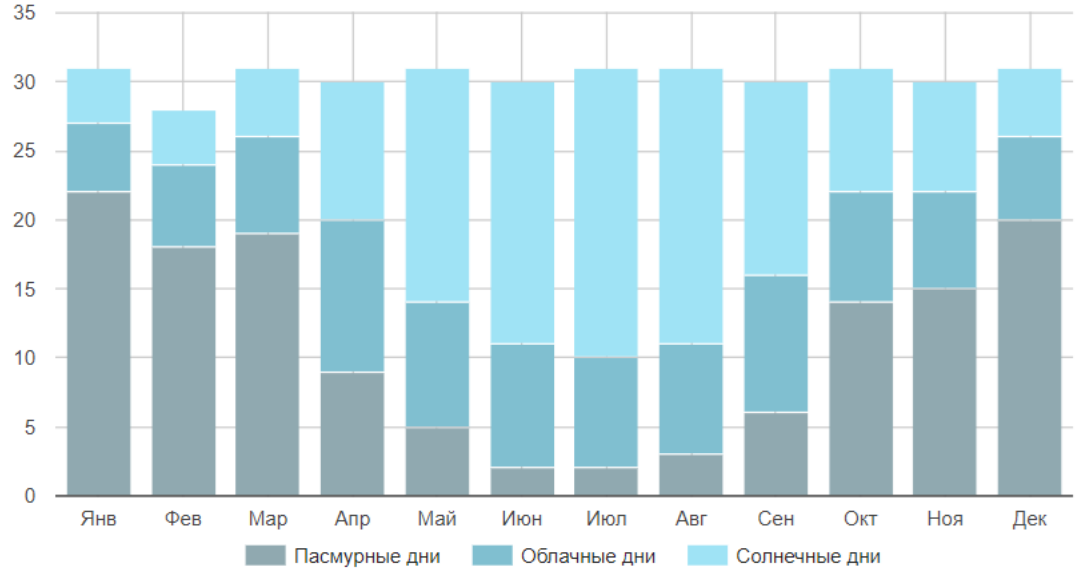


Рис. 2. Диаграмма, отображающая усредненную информацию о количестве солнечных, облачных и пасмурных дней в году

Для построения диаграммы использовались ежедневные показатели за последние пять лет.

Исходя из представленной диаграммы, количество солнечных дней – 136, облачных дней – 94 и пасмурных дней – 135.

Таким образом, солнечные электрические станции могут применяться в качестве основного или дополнительного источника питания.

Литература

1. Гильманова Р.Б., Торопов Е.В. Перспектива генерации электрической энергии за счет солнечных электрических станций в условиях энергоемкости производства на юге Урала // Энерго- и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере: матер. Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов, ученых. Челябинск, 2015. Т. 3, № 1. С. 45–47.

2. Бобровникова Л.И., Иваноы Д.А. Солнечные электрические станции // Научные исследования студентов в решении актуальных проблем АПК: матер. Всерос. науч.-техн. конф. Иркутск, 2017. С. 225–230.

3. Михайлов М.А., пеннер А.И. Исследование энергетических принципов преобразования солнечной энергии на предприятиях // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: сб. матер. III Поволж. науч.-практ. конф. Казань, 2017. С. 235–239.

УДК 629.12:629

УГЛЕРОДНАЯ НЕЙТРАЛЬНОСТЬ: МОРСКОЙ ТРАНСПОРТ

В.В. Лесюкова
БНТУ, г. Минск, Республика Беларусь
ms.lesyukova@mail.ru
Науч. рук. Д.А. Лапченко

Рассмотрен европейский проект по электрификации морского транспорта E-Ferry, предназначенный для перехода на экологически чистые транспортные альтернативы для завоевания статуса углеродной независимости в европейском регионе. Изучены основные аспекты наиболее яркого примера успеха данного проекта – полностью электрифицированного парома Ellen, ставшего самым большим экологичным судном в настоящее время.

Ключевые слова: экология, углеродная нейтральность, морской транспорт, электропаром.

В настоящее время стремление к углеродной нейтральности – одна из шефствующих задач как мировых экологов, так и энергетиков. Возобновляемые источники энергии, экологически чистый транспорт – вот часть проблем, скооперированных в Европейской «Зеленой сделке», благодаря которой к 2050 г. данный регион может получить статус углеродной нейтральности.

Учеными ЕС было установлено: около 13 % выбросов двуокиси углерода Европы и 2,5 % мира осуществляется морским транспортом. Прорывом стал датский проект E-ferry, включающий в себя проектирование, строительство и демонстрацию полностью электрического парома. Он способствует развитию энергоэффективности, нулевым выбросам парниковых газов и загрязнению воздуха. Самая масштабная инновация проекта – абсолютно электрифицированный паром Ellen.

Размеры электропарома составляют почти 60 м в длину и 13,4 м в ширину, грузоподъемность судна около 757 т, при том что чистый вес парома – около 650 т. На данный момент вместимость парома – 31 машина или 5 грузовиков на открытой палубе, 147 пассажиров зимой и 198 пассажиров летом. Объем нагрузки на судно продолжает увеличиваться [1].

Судно приступило к совершению регулярных коммерческих перевозок в августе 2019 г., однако уже за год помогло сократить выбросы CO_2 в Дании на 2 тыс. т, оксидов азота – на 42 т, SO_2 – на 1,4 т, мелких частиц, включая сажу, – на 2,5 т.

Ход такого парома на одном заряде – 22 морские мили (примерно 40,7 км), что в 7 раз больше, чем расстояние, которое могут покрыть другие электропаромы. Такой значительный эффект был достигнут благодаря облегчению материалов и конструкции судна и применению современных технологий. Таким образом, Ellen является и более экономичным, так как протяженность дистанции прямо пропорциональна выгоде от использования инноваций.

Паром приводится в движение с помощью двух ходовых электродвигателей мощностью по 750 кВт, также имеются два специальных маневровых электродвигателя мощностью по 250 кВт каждый [2].

Двигатели потребляют энергию из комплектов аккумуляторных батарей, которыми заполнены два больших отсека судна.

Поставкой аккумуляторных систем для экологичного судна занимается швейцарская фирма Leclanché. 56 литий-ионных аккумуляторов обладают мощностью 4,3 МВт·ч, к которым предусмотрена новейшая система безопасности, включая двухячеистую ламинированную конструкцию и керамические разделители [3].

При этом отсутствует резервный топливный генератор, что делает Ellen абсолютно экологически чистым. В случае аварии или чрезвычайной ситуации используются резервы, заготовленные в каждом батарейном отсеке на борту судна. Подзарядка аккумуляторов происходит на причалах в портах, где установлены специальные мощнейшие зарядные устройства, автоматически пополняющие запас энергии системы батарей. Выработка электричества происходит от ветряных турбин: они вырабатывают более 130 % необходимой для судна энергии, именно этот излишек и аккумулируется в запас [4].

Проект получил финансирование по программе ЕС Horizon-2020 (MG 4.1-2014: На пути к энергоэффективному судну без выбросов) в размере 15 млн евро. Общая стоимость проекта составила 21,3 млн евро [5].

Усовершенствование электрифицированных паромов в ЕС дало толчок для развития экологически чистого морского транспорта в России. На данный момент в Калининграде ведутся переговоры с немецкой компанией Ampereship, имеющей весомый опыт в области судостроительства. Рассматривается вероятность строительства как минимум шести таких судов. В отличие от парома Ellen проекта E-Ferry, Ampereship предлагают вариант безэмиссионного морского транспорта, работающего на солнечной энергии [6].

Морской транспорт на альтернативной энергии становится реальностью – мировой тренд на ответственное отношение к окружающей среде стимулирует судостроителей интегрировать в отрасль экологичные энергоэффективные технические решения.

Литература

1. Морской транспорт ЕС переведут на электропитание [Электронный ресурс]. URL: https://ru.euronews.com/2019/11/25/e-ferry (дата обращения: 06.09.2020).

2. Самый большой в мире электрический паром Ellen начал выполнять регулярные рейсы [Электронный ресурс]. URL: https://habr.com/ru/news/t/464751/ (дата обращения: 06.09.2020).

3. PressRelease [Электронный ресурс]. URL: https://www.leclanche.com/wp-content/uploads/2019/08/20190815-Leclanch%C3%A9-Eferry_PIC.pdf (дата обращения: 06.09.2020).

4. Транспорт и здания ЕС адаптируют к условиям «Зеленой сделки» [Электронный ресурс]. URL: https://ru.euronews.com/2020/07/27/green-deal (дата обращения: 06.09.2020).

5. E-FerryProject [Электронный ресурс]. URL: http://e-ferryproject.eu/Home/Impact (дата обращения: 06.09.2020).

6. Германская Ampereship готова строить электропаромы для Калининградской области [Электронный ресурс]. URL: https://rtp.expert/news/7643-germanskaia_ampereship_gotova_stoit_elektroparomy_dlia_kaliningradskoi_oblasti (дата обращения: 06.09.2020).

УДК 621.311

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ

О.В. Мазнева[1], В.В. Воробьёва[2], А.Р. Гордеева[3]
[1,2,3]ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва
[1]mazneva-olga@yandex.ru, [2]vorobeva30@mail.ru, [3]gordarina98@gmail.com

Электроэнергетика, как базовая отрасль энергетики, имеет свойство стремительно изменяться. В настоящее время одной из прорывных концепций развития топливно-энергетического комплекса является распределенная энергетика. В тезисе проведена оценка состояния распределенной генерации в России на сегодняшний день.

Ключевые слова: распределенная генерация, возобновляемые источники энергии, энергоэффективность, декарбонизация, система накопления энергии, рынок электроэнергии, малая генерация, управление спросом.

На данный момент наблюдается четвертый «энергетический переход» [1]**,** который подразумевает под собой стремление мирового опыта постепенно отойти от традиционной (централизованной) системы энергоснабжения в пользу широкого применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вытеснения, закрепившихся на прежних этапах ископаемых видов топлива**.**

Все больше в формирование энергетики начинают вносить вклад такие понятия, как: распределенная генерация (далее – РГ), энергоэффективность, декарбонизация, цифровизация и применение систем накопления энергии (СНЭ). Внедрение таких направлений начнет существенное изменение структуры существующего рынка электроэнергии.

Точное понимание направления РГ в России не закреплено, поскольку в нормативных документах отсутствуют определения и ограничения по мощности генерирующего оборудования. В разнообразных

отечественных и зарубежных источниках встречаются различные интерпретации этого понятия, но в данной статье будет использоваться следующая обобщенная версия определения: Распределенная генерация – совокупность технологий, направленных на выработку электроэнергии (тепла) вблизи места ее потребления, независимо от типа источника первичной энергии и собственника станции.

Из-за небольших мощностей, вырабатываемых энергоустановками, распределенную генерацию принято считать и называть малой генерацией (указывают мощности до 25 МВт, в иностранных источниках от 10 до 50 МВт [1]). В перспективе РГ способна обеспечить надёжную выработку электроэнергии высокого качества с минимальными затратами и максимальной экономической и технологической эффективностью при использовании передовых технологических и организационных решений.

Однако основная особенность развития РГ в России – его оторванность от общего развития ТЭК. Распределенная энергетика фактически учитывается в практике перспективного планирования развития удаленных и изолированных территорий, где невозможно использовать централизованные системы. Помимо этого, на собственную генерацию вынуждены переходить промышленные предприятия – из-за внушительной стоимости подключения к сети, высоких тарифов на электроэнергию и их постоянного роста. В таких регионах строительство собственных генерирующих мощностей имеет еще и экономическую эффективность, особенно если установка работает в режиме совмещенной генерации.

Коллективом авторов был проведен анализ кейсов отечественных лидирующих компаний, использующих РГ в своих технологических процессах. В настоящее время генерирующее оборудование для объектов распределенной генерации представляют такие компании как ГК «Хевел», АО «ОДК-Авиадвигатель», ПК «Рыбинск-Комплекс». Однако анализ кейсов показал, что большинство предприятий снабжены генераторами иностранного производства. Например, группа НЛМК снабжена ГУБТ с генераторами производства иностранных компаний (Nanjing Turbine & Electriv Machinery), Тихвинский вагоностроительный завод вырабатывает электроэнергию с помощью генерирующей установки на базе газопоршневых машин Warsila [2]. Действующие ВЭС в большинстве случаев снабжены генераторами, производимыми в Украине и Дании. Стоит так же отметить небольшую долю малых ГЭС в России. Их выработка составляет порядка 720 МВт мощности, что 1,5 % от общей доли мощности ГЭС в России. Для сравнения в Норвегии малые ГЭС (от 1 до 100 МВт) вырабатывают порядка 60,2 % всей электроэнергии [3].

Наличие большого количества иностранного генерирующего оборудования косвенно свидетельствует о наличии ряда проблем в сфере отечественного производства установок. Большинство компаний, использующих РГ в России, столкнулись с такими проблемами как: отсутствие типовых форм на техническое присоединение, что замедляет процесс подключения к сетям объектов распределенной генерации на 2–3 года; невыгодные условия продажи излишков электроэнергии и другие.

Литература

1. Алексеенко С. Новый этап четвертого энергетического перехода // Энергетика и промышленность России. 2019. № 18 (374). С. 18.
2. Распределенная энергетика в России: потенция развития / А. Хохлов [и др.]. Сколково: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2017. 89 с.
3. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate [Электронный ресурс]. URL: https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/ (дата обращения: 31.08.2020).

УДК 004.942

БУДУЩЕЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Е.С. Мухлина[1], А.Г. Логачева[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]mukhlinaelizaveta@gmail.com, [2]logacheva.alla@yandex.ru

Рассмотрен один из главных трендов в области цифровизации производства – цифровые двойники. Изучены причины их внедрения в энергетику, проанализированы уже успешные проекты с применением цифровых двойников как в России, так и за рубежом. Представлены главные методы создания цифровых двойников, описаны вызовы, которые необходимо решать в ближайшее время для развития данной технологии.

Ключевые слова: цифровизация, цифровой двойник, модель, электрическое оборудование, электрические сети.

Цифровизация и интернет вещей с каждым годом охватывают новые сферы человеческой жизни. Наш мир, находясь на пороге Четвертой промышленной революции, вынужден переходить на цифровые технологии. Принятая «Стратегия развития информационного общества

в Российской Федерации на 2017–2030 годы» особое внимание уделяет созданию цифровой экономики. Энергетическая отрасль также внедряет различные передовые технологии, одной из них является технология цифровых двойников.

Цифровой двойник – это виртуальная модель реального объекта, группы изделий или процесса. Она дублирует абсолютно все ключевые характеристики устройства, материалы, механизмы, и благодаря этому с высокой точностью рассчитывает и воспроизводит его состояние при различных условиях среды, которые также задаются программой. Для более комплексной системы разрабатываются цифровые образы, которые помимо объекта и его данных при проведении виртуального эксперимента включает в себя некоторые модели поведения человека по отношению к оборудованию (например, возможные решения операторов оборудования или административного персонала) [1].

Энергетика является одной из основных отраслей экономики, и стремительное внедрение передовых технологий в эту отрасль всегда обуславливалось необходимостью устойчивой работы энергосистемы. В связи с большими объемами обрабатываемой и хранящейся информации, быстрыми протеканиями процессов и комплексным анализом данных оперативно-диспетчерское управление необходимо постоянно усовершенствовать.

Во всем мире интерес к цифровым двойникам набирает обороты. Лидерами внедрения в энергетике можно назвать электросетевые компании, в ведении которых находятся как магистральные, так и распределительные сети. Так, в Финляндии был протестирован проект ELVIS (*Electricity Verkko Information System*) компании Fingrid. Суть проекта заключалась в создании цифрового двойника для магистральных сетей. Данная компания обслуживает 116 высоковольтных подстанций и большое количество линий электропередач различного уровня напряжения, и все данные из различных систем хранились в едином формате IEC CIN 61970. Благодаря этому компания стала анализировать данные и производить расчеты, по которым в дальнейшем получилось повысить производительность, уменьшить затраты и увеличить надежность [2].

Существуют пилотные проекты по цифровизации электрических сетей и в России. Так, в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030» компании Россети, выполнено уже 4 пилотных проекта. По данным проекта в Мамоновском РЭС («Россети Янтарь») среднее время восстановления электроснабжения сократилось в 5,5 раз, а потери уменьшились в 2,5 раза.

Среди используемых методов и технологий создания цифровых двойников можно выделить CIM-, CAD- и FMEA-модели. Самой распространенной моделью является CIM – модель (Common Information Model), когда компоненты всей системы описываются в форме нотации универсального языка моделирования UML, и это является главным плюсом данной модели, так как имеется возможность применять в различных ИТ- системах компании систематизированную и хранящуюся в формате CIM-информацию. CAD-модели предоставляют информацию о внешнем виде, структуре, материале объекта, а FMEA-модели (Failure Mode and Effects Analysis) анализируют надежность систем путем выявления критических шагов производственных процессов [3].

Внедрение цифровых двойников повсеместно на данном этапе весьма проблематично по ряду причин. Одной из главных проблем является необходимость обработки и анализа большого объема данных. Данная проблема чаще всего может быть решена внедрением математической модели электрической системы, которая объединит данные с различных элементов между собой. Также существует проблема обслуживания цифровых двойников в связи с недостаточностью кадров в данной сфере. И самой основной причиной временной отсрочки создания цифрового двойника является киберугроза. Многие компании опасаются утечки информации, которая будет собираться напрямую со технологических подсистем.

Таким образом, перспективное развитие экономики страны непосредственно зависит от внедрения цифровых технологий, и данную отрасль необходимо развивать для дальнейшего наращивания объемов производства и перехода на новый уровень развития промышленности.

Литература

1. Массель Л.В., Массель А.Г., Копайгородский А.Н. Эволюция технологий исследований энергетики и применения их результатов: от математических моделей и компьютерных программ к цифровым двойникам и цифровым образам // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 4 (16). С. 5–19.

2. Попали в сети: как работают цифровые двойники в электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: https://energy.s-kon.ru/popali-v-seti-kak-rabotayut-tsifrovye-dvojniki-v-elektroenergetike/ (дата обращения: 17.08.2020).

3. Как цифровые двойники помогают российской промышленности [Электронный ресурс]. URL: https://rb.ru/longread/digital-twin/ (дата обращения: 17.08.2020).

УДК 621.315:519.8

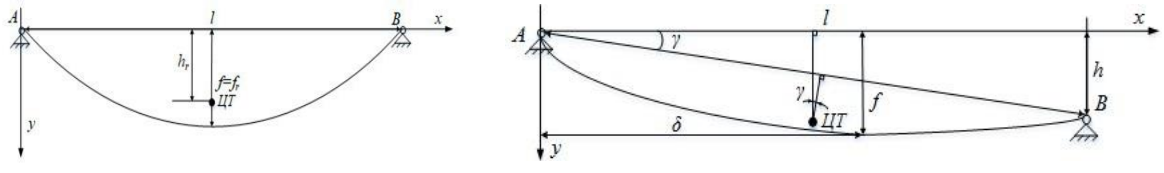
МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ФИЗИЧЕСКОГО МАЯТНИКА

Нгуен Ван Ву[1], М.Ф. Садыков[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]vu2307@gmail.com

Для оценки механических нагрузок провода воздушной линии электропередачи выводится модель собственных гармонических колебаний провода в пролете. Математическая модель провода основана на математических моделях гибкой нити и физического маятника. Провод - физический маятник, где в качестве тела выступает провод, а в роли неподвижной оси вращения – прямая, проходящая через точки подвеса провода. Разработанная модель позволяет по периоду колебаний провода в пролете определять стрелу его провеса.

Ключевые слова: Воздушная линия электропередачи, мониторинг воздушных линий, стрела провеса, колебания провода, механические нагрузки, провод.

В статье рассмотрены алгоритмы расчета стрелы провеса провода для двух случаев: точки подвеса провода высоковольтной линии (ВЛ) находятся на одной высоте (рис. 1, *а*), точки подвеса провода находятся на разных высотах (рис. 1,б). На рис. 1: l – расстояние по горизонтали между двумя соседними точками подвеса (длина пролета), м; f – параметр разности высот между наивысшей точкой подвеса в пролете и низшей точкой провода в пролете (в данном случае равен стреле провеса провода f_r (рис. 1)), м; h_r – расстояние от центра отрезка с вершинами в точках подвеса провода A и B до центра тяжести провода ВЛ, м; h – разница высот точек подвеса, м; δ – расстояние от точки подвеса до нижней точки провода, м; γ – острый угол между горизонтальной прямой и прямой, проходящей через точки подвеса провода, град.



а *б*

Рис. 1. Модель провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) как физического маятника: *а* – точки подвеса провода ВЛ расположены на одной высоте; *б* – на разных высотах

Модель собственных гармонических колебаний провода в пролете (без учета различной высоты у точек подвеса провода) (рис. 1, *а*).

Выражая стрелу провеса из периода, получим [1]:

$$f = \frac{5gT^2}{16\pi^2} \approx 0,31T^2, \quad (1)$$

где T – период колебаний, с.

При углах колебания более 15° необходимо вносить поправку, чтобы погрешность определения f не превышала 0,5 % [2]:

$$f = \frac{5gT^2}{16\pi^2\left(1+\frac{1}{2^2}\sin^2\frac{\theta_M}{2}+\frac{1}{2^2}\frac{3^2}{4^2}\sin^4\frac{\theta_M}{2}+\ldots\right)}, \quad (2)$$

где θ_M – максимальное угловое смещение провода (физического маятника).

Таким образом, разработанная модель собственных гармонических колебаний провода в пролете с точками подвеса на одной высоте позволяет определять стрелу провеса провода, исходя из данных по периоду колебаний провода.

Модель собственных гармонических колебаний провода в пролете, учитывающая разность высот (рис. 1, *б*).

Вертикальное расстояние от самой нижней точки кривой до оси вращения (стрела провеса провода для случая с точками подвеса, находящимися на различной высоте согласно ПУЭ [3]):

$$f_p = f - \delta tgy = f - \delta\frac{h}{l}. \quad (3)$$

Найдя координаты центра тяжести и проведя перпендикуляр на ось вращения через него, найдем расстояние, проходящее через центр тяжести от кривой (провода) до оси вращения. Оно же будет максимальным расстоянием между проводом и осью вращения провода. По ходу преобразований, пренебрегая малыми величинами, получим стрелу, эквивалентную стреле провеса без разницы высот [1]:

$$f_э = \frac{l^3}{8a\sqrt{l^2+h^2}} \approx \frac{l^2}{8a} \approx 0,31T^2. \quad (4)$$

Из чего можно сделать вывод, что при $h << L$ центр качаний, а следовательно и период собственных колебаний не зависит от разности высот h, при прочих неизменных параметрах пролета. Однако следует учитывать и то, что параметр коэффициента a зависит от параметра h.

Численный пример расчета пролета воздушной линии электропередачи в соответствии с моделью собственных гармонических колебаний провода. Произведем теоретический расчет для модели пролета ВЛ с проводом марки А-16 в пролёте длиной 10 метров при изменении периода колебаний провода от 0,1 до 0,8 с. Стрелу провеса провода найдем по формуле (1) или (4) через период его колебаний. Результаты расчета приведены на рис. 2.

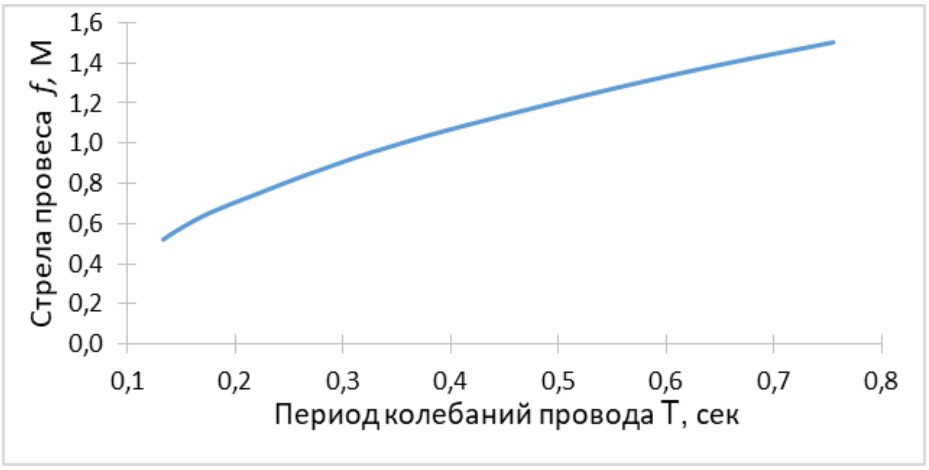


Рис. 2. Зависимость стрелы провеса провода от периода его колебаний

Следовательно, разрабатываемая модель собственных гармонических колебаний провода в пролете позволяет учитывать разность высот между точками подвеса провода. Период собственных колебаний не зависит от разности высот h. При этом, есть возможность определения как параметра «стрела провеса провода», так и такого параметра, как «максимальное расстояние между проводом и его осью вращения». Параметр «максимальное расстояние между проводом и его осью вращения» позволяет оценить возможность возникновения схлестывания проводов на обследуемой ВЛ.

Литература

1. Studying the model of free harmonic oscillations of overhead power lines / D.A. Yaroslavsky [et al.] // International Journal of Emerging Trends in Engineering Research. 2020. Vol. 8, Is. 6. Pp. 2663–2667.

2. Джанколи Д. Физика: в 2 т. / пер. с англ. М.: Мир, 1989. Т. 1. 656 с.
3. Горячев М.П., Садыков М.Ф., Ярославский Д.А. Способ контроля механических параметров воздушных линий электропередачи на основе улучшенной инклинометрии // Энергетика: исследования, оборудование, технологии. 2019. Т. 21, № 3. С. 160–171.

УДК 621.313.3

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ПОМОЩИ ПРОГРАММЫ «ОИК ДИСПЕТЧЕР НТ»

Р.А. Рашитова[1], Д.И. Тухбатуллина[2], Б.И. Сафиуллин [3]
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]r.rashitova97@mail.ru, [2]dtukhbatullina@inbox.ru, [3]gougle2011@yandex.ru
Науч. рук. А.Э Аухадеев

Рассматривается вопрос автоматизации технологических процессов передачи и распределения электрической энергии с помощью программного комплекса «ОИК Диспетчер НТ». Использование данной программы во многих объектах энергетической отрасли значительно повысит надежность и качество энергоснабжения за счет автоматизированного мониторинга технологических процессов.

Ключевые слова: диспетчеризация, энергоснабжение, автоматизация, программный комплекс, сервер

На сегодняшний день диспетчеризация энергоснабжения промышленного предприятия в проблемах создания эффективного основного производства играет немаловажную роль. Актуальным вопросом является повышение бесперебойности, надежности энергоснабжения, качество и учет энергоносителей. Для эффективной работы производства применяют автоматизированные системы мониторинга технологических процессов. Одной из таких систем является программный комплекс «ОИК Диспетчер НТ».

Диспетчеризации это — дистанционный контроль рабочим персоналом за режимами работы энергетического оборудования и своевременное получение информации о процессах, происходящих на обслуживаемом объекте (телеметрия), а также управление этими процессами (телемеханика и автоматизация) для оптимизации режимов работы энергетического оборудования и увеличения ресурса его работы [1].

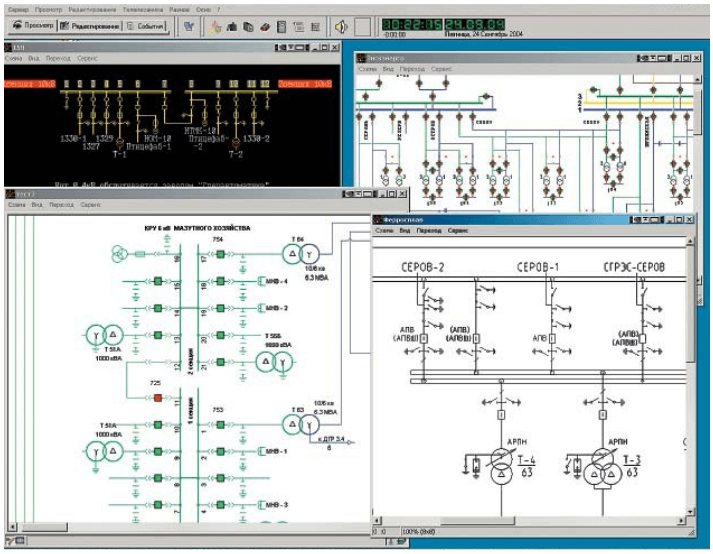
Программный комплекс «ОИК Диспетчер НТ» предназначен для диспетчерского управления энергообъектами не только в нормальном, но и в аварийном режиме. Он обеспечивает организационно-технологическое обслуживание связей с верхними уровнями иерархии в энергосистеме, обрабатывает и архивирует режимные параметры и данные технологических процессов. Благодаря программному комплексу возможен переход на дистанционное управление всей сетью, за исключением постоянного обслуживающего персонала в частности на подстанциях, за счет передачи выполняемых функций на более верхние уровни иерархии энергосистемы.

В основные задачи «ОИК Диспетчер НТ» входит: опрос терминалов релейной защиты и автоматики, устройств телемеханики, других источников оперативной информации, дальнейший сбор информации в базе данных, который будет позволять диспетчерам просматривать на рабочих кранах станций схемы с действительными значениями сигналов и измерений, а также производить телеуправление. На основании полученных данных пользователи могут создавать оперативные схемы, журналы и редактировать их [2].

Программный комплекс включает в себя две основные подсистемы – серверную часть и рабочие станции.

Серверная часть необходима для сбора, обработки и хранения данных телеметрии, а также обеспечения доступа к базам данных, необходимым для работы персонала управления энергосистемой.

Подсистема рабочих станций устанавливается на компьютерах персонала предприятия и рабочих местах диспетчеров для обеспечения визуального отображения данных телеметрии и информации из баз данных [3]:



Обмен информацией между сервером и рабочими станциями организован через базовые сетевые протоколы связи по технологии «клиент–сервер». Технология «клиент–сервер» позволяет значительно улучшить поток информации между сервером и рабочей станцией, а также обеспечивает требования безопасности системы.

Для работы с комплексом «ОИК Диспетчер НТ» пользователю необходимо знать лишь базовые навыки работы с персональным компьютером. Эта система отвечает мировым требованиям и пользуется высокой популярностью среди пользователей. Она используется в энергетике, металлургии, нефтяной, газовой, химической и других отраслях промышленности и в коммунальном хозяйстве России. Данная система внедрена более чем на двух тысячах объектах России, Китая и ближнего зарубежья. Поэтому применение данного программного обеспечения технически обусловлено и перспективно в объектах электроэнергетических систем.

Литература

1. Иванов А.А. Автоматизация технологических процессов и производств: учеб. пособие. 2-е изд., испр. и доп. М.: Форум: НИЦ ИНФРА-М, 2017. 224 с.

2. Программный комплекс «ОИК Диспетчер НТ»: руководство пользователя. Ч. 1: ПО Сервер [Электронный ресурс]. URL: https://iface.ru/webdocs/oikserver/ (дата обращения: 12.08.2020).

3. ООО «НТК Интерфейс» [Элкетронный ресурс]: сайт. URL: http://www.iface.ru/prod/iset2/modules/ (дата обращения: 12.08.2020).

УДК 621-313.3

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Р.Р. Сабиров
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
sabirov-11@mail.ru
Науч. рук. Р.Н. Мухаметжанов

Представлены перспективы использования беспилотных летательных аппаратов для мониторинга линий электропередач. Показан экономический эффект при использовании для осмотра ЛЭП беспилотных летательных аппаратов.

Ключевые слова: воздушные линии электропередач, мониторинг, диагностика, передача информации.

Одним из важнейших аспектов, характеризующих развитие общества, является потребление им электроэнергии. При повреждении воздушной линии нарушается весь процесс производства, распределения и потребления электроэнергии. Чтобы раньше обнаружить неисправности, представляющие угрозу для нормальной эксплуатации воздушных линий, а также предупредить развитие возникших неисправностей, воздушные линии систематически осматривают электромонтеры и инженерно-технический персонал.

На сегодняшний день силовые линии осматриваются преимущественно пешим способом, что очень трудоемкое, затратное по времени и дорогостоящее занятие. Проблема этих видов обследования одна – они обходятся недешево и занимают много времени.

Сегодня есть возможность снизить стоимость получения информации о состоянии ЛЭП и увеличить скорость ее получения.

Диагностика воздушных линий электропередач очень важный элемент в управлении электросетевым хозяйством. Без систематизированных данных о нарушениях в работе воздушных линий электропередачи электросетевой комплекс уязвим. Если мы не знаем, что и где вышло из строя, не в курсе состояния прилежащих охранных зон, мы не сможем составить корректный бюджет на работы по обслуживанию всей системы, а без этого она, рано или поздно, перестанет быть системой.

Все это можно сделать с помощью беспилотника. Он решает сразу несколько задач:

– оперативно выдает информацию;

– имеет доступ в любые места при любых обстоятельствах (чрезвычайные ситуации, плохая погода, отсутствие доступа);

– обеспечивает объективность: помогает проанализировать ситуацию на основе точных данных, а не субъективного мнения специалиста;

– экономическая выгода: использование БПЛА обходится дешевле наземных методов обследования:

Наименование параметра	Наземные методы	БПЛА
Количество людей в рабочей группе	3	2
Заработная плата, руб.: сотрудника в месяц группы в день	 30 000 3 913	 45 000 3 913

Окончание таблицы

Количество рабочих часов в день	8	5
Скорость обследования: км/ч км/день	 2 16	 85 191
Наименование параметра	Наземные методы	БПЛА
Заработная плата сотрудников на обследование 1 км ЛЭП, руб.	245	20
Стоимость БПЛА, руб.		1 500 000
Стоимость эксплуатации БПЛА, руб. 500 взлетов/посадок в течение 1 дня при обследовании 1 км ЛЭП		 500 000 4 000 21
Общая стоимость обследования 1 км ЛЭП, руб.	245	41
Время обследования 1 тыс. км ЛЭП, дней	63	5
Стоимость обследования 1 тыс. км ЛЭП, руб.	244 565	41 375

Воздушный мониторинг линий электропередач с помощью беспилотных систем позволяет наиболее эффективно оценивать техническое состояние проводов и изоляторов, обнаруживать в любое время суток факты несанкционированной деятельности посторонних лиц и транспортных средств в охранных зонах, передавать в режиме реального времени качественные данные о дефектах проводов при аварийном отключении. Мониторинг ЛЭП с беспилотных аппаратов уже входит в стандартный технологический процесс крупных энергетических компаний.

Литература

1. Применение малых беспилотных летательных аппаратов для съемки местности и подготовки геоинформационного контента в чрезвычайных ситуациях / В.К. Барбасов [и др.] // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2013. Т. 7, № 2. С. 61–66.

2. Барбасов В.К., Орлов П.Ю., Федорова Е.А. Использование беспилотных летательных аппаратов в ТЭК // Электрические стнации. 2016. № 10. С. 31–35.

3. Барбасов В.К., Гречищев А.В. Мультироторные беспилотные летательные аппараты, представленные на российском рынке: обзор // Инженерные изыскания. 2014. № 8. С. 27–31.

УДК 004

ОРГАНИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА МЕЖДУ АО «СО ЕЭС» И СУБЪЕКТАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СООТВЕТСТВИИ СО СТАНДАРТАМИ CIM

Д.Ф. Сайфуллин
Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, г. Уфа
Bajburin1969@gmail.com

В настоящее время предприятиями электроэнергетики эксплуатируется большое количество автоматизированных систем, содержащих информацию о линиях электропередач, оборудовании и объектах электроэнергетики и, как правило, хранящих её в собственных форматах. Взаимная конвертация информационных моделей таких программных продуктов либо не предусмотрена, либо осуществляется частично. Получалось, что информация об одном и том же оборудовании была в разных автоматизированных системах, но информационный обмен между ними был организован с ограничениями или отсутствовал полностью. Ситуация по обмену данными между предприятиями электроэнергетики была более затруднительной – обмен, в основном, производился посредством направления и получения файлов с табличными или текстовыми данными. В настоящее время вопрос информационного обмена между информационными системами как одного предприятия, так и между предприятиями, является актуальной задачей. Произведен анализ текущего состояния для организации информационного обмена между информационными системами в соответствии со стандартами CIM. В данной работе произведена оценка возможности организации информационного обмена в соответствии со стандартами CIM. Системный оператор приступил к реализации пилотных проектов совместно с субъектами электроэнергетики по информационному обмену в формате CIM. Это позволит оптимизировать процесс переноса предоставленных субъектом данных в информационную модель, исключит часть механических операций, выполняемых вручную, что приведёт к снижению влияния человеческого фактора и позволит уделить больше внимания анализу данных.

Ключевые слова: информационная модель, CIM.

В настоящее время предприятиями электроэнергетики эксплуатируется большое количество автоматизированных систем (АС), содержащих информацию о ЛЭП, оборудовании и объектах электроэнергетики и, как правило, хранящих её в собственных форматах. Взаимная конвертация информационных моделей (ИМ) таких программных продуктов либо не предусмотрена, либо осуществляется лишь частично. Получалось,

что информация об одном и том же оборудовании была в разных АС, но информационных обмен между ними был организован с ограничениями или отсутствовал полностью. Ситуация по обмену данными между предприятиями электроэнергетики была еще более затруднительной – обмен, в основном, производился посредством направления и получения файлов с табличными или текстовыми данными.

С целью унификации описания объектов электроэнергетической системы была разработана группа международных стандартов МЭК 61970 и МЭК 61968, описывающих Общую информационную модель (*Common Information Model* – CIM-модель). Стандарт МЭК 61970-301 описывает базовые понятия CIM и одобрена большинством поставщиком EMS-решений, что позволяет обмениваться данными между их приложениями, независимо от внутренней архитектуры ПО и используемой операционной платформы. В соответствии с данным стандартом Общая информационная модель (CIM) – это абстрактная модель, описывающая основные элементы электроэнергетической системы, их свойства и связи между ними в виде общепризнанных и одинаково понимаемых определений и понятий. Второй стандарт – МЭК 61968-11 расширяет модель CIM, покрывая другие аспекты обмена данными для ПО в области электроэнергетики, такие как учет основных средств, планирование работ, биллинг.

Разработанные МЭК стандарты не учитывают особенностей российской электроэнергетической отрасли и нормативно не закреплены в качестве технологии информационного обмена в РФ (рис. 1). Для этого АО «СО ЕЭС» под руководством Минэнерго России разработало два стандарта «Основные положения» (ГОСТ Р 58651.1-2019) и «Базисный профиль информационной модели» (ГОСТ Р 58651.2-2019) серии национальных стандартов ГОСТ Р «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы (рис. 2).

Рис. 1. Единая информационная модель АО «СО ЕЭС»

Рис. 2. Национальные стандарты информационной модели

Информационная модель электроэнергетики». В марте 2020 г. были опубликованы проекты еще двух разработанных стандартов «Профиль информационной модели генерирующего оборудования» и «Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110–750 кВ». Документы открывают серию национальных стандартов по описанию ИМ Единой энергосистемы России. Всего в 2020 г. планируется разработать девять стандартов этой серии.

Учитывая вышесказанное, использование CIM следует рекомендовать предприятиям, эксплуатирующим две и более информационные системы, содержащие данные об одних и тех же объектах электроэнергетики, оборудовании и устройствах (рис. 3), а также предприятиям, активно участвующим в информационном обмене с другими предприятиями электроэнергетики.

Рис. 3. Предпосылки перехода к единой CIM-модели

Использование CIM позволяет решить следующие задачи:

1. Повысить качество используемых данных, снизить их разнородность и разновременность обновления.

2. Сократить сроки и стоимость внедрения новых информационных систем.

3. Обеспечить интеграцию автоматизированных систем, разработанных независимо разными производителями.

4. Снизить зависимость от конкретного разработчика автоматизированной системы.

Что касается производителей автоматизированных систем, то поддержка информационного обмена в формате CIM уже стала одним из обязательных требований у европейских, и крупных отечественных предприятий электроэнергетики.

Единая информационная модель (ЕИМ) ЕЭС России.

Разрабатывалась АО «СО ЕЭС» в период с 2012 по 2016 гг. в рамках проекта «Трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов» (ТАС). После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 г. система активно развивается, в частности совершенствуются технологии сопровождения ЕИМ, организации информационного обмена и интеграции с другими программными средствами. ЕИМ используется для расчета электрических режимов, формирования перечней объектов диспетчеризации и согласования плановых графиков ремонтов, управления оперативными диспетчерскими заявками и выполнения ряда других задач. На ее базе реализуется проект по созданию следующего поколения оперативного информационного комплекса (ОИК) – основного программного продукта диспетчеров Системного оператора, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

В настоящее время ИМ ЕЭС России содержит более 3,5 млн физических (выключатели, разъединители и др.) и вспомогательных единиц оборудования, расположенных на 13 тыс. объектов электроэнергетики Единой энергосистемы и ближнего зарубежья. При ее построении в числе прочих учтены такие факторы, как иерархическая структура оперативно-диспетчерского управления – отсюда и название «трехуровневая», протяженность ЕЭС России, различия в структуре и конфигурации региональных энергетических систем, а также существующий и перспективный – в формате CIM – порядок информационного обмена между

субъектами электроэнергетики. Важной задачей в процессе сопровождения ИМ является учет всех происходящих в ЕЭС изменений, поскольку информация о них в конечном счете влияет на принимаемые в процессе управления энергосистемой решений. При этом одни изменения необходимо учитывать в режиме онлайн, а другие могут быть учтены заранее, либо по прошествии некоторого времени. К первому типу относятся изменения электрических параметров – напряжения, тока, мощности. Они поступают в оперативно-информационный комплекс в виде телеметрической информации и отображаются в виде значений, привязанных к элементам ИМ. К второму типу относятся изменения, связанные с вводом или выводом энергообъектов и оборудования, т. е. требующие заблаговременного выполнения комплекса расчетов, подготовки документации и т. д. Для их учета организован процесс периодической (не реже раза в месяц) актуализации ИМ, учитывающей иерархическую структуру Системного оператора, объем и характер изменений в энергосистеме. Помимо этого, для срочного внесения изменений предусмотрена возможность оперативной актуализации модели, что называется, вне регламентного цикла. Исходя из того, что каждая территориальная энергосистема имеет свои отличительные особенности в основных характеристиках, конфигурации и наборе оборудования, в качестве ключевых звеньев в процессе актуализации ИМ выбраны региональные филиалы Системного оператора – региональные диспетчерские управления (РДУ), которые по сути являются центрами уникальных компетенций в вопросах моделирования «своей» части Единой энергосистемы. На этом уровне ИМ проработана буквально до мельчайших деталей. Именно в РДУ стекается информация о состоянии и всех изменениях в территориальной энергосистеме от электросетевых и генерирующих компаний (пока что в виде текстовых документов и таблиц). Здесь же она проходит первичную верификацию и после внесения в ЕИМ передается на уровень объединенных диспетчерских управлений (ОДУ). Затем в каждом ОДУ изменения ИМ РДУ собираются воедино, дополняются информацией об изменениях в энергосистемах ближнего зарубежья, работающих с ЕЭС России параллельно, результат проверяется на непротиворечивость и согласованность данных и одним блоком отправляется на самый верхний уровень оперативно-диспетчерского управления – Главный диспетчерский центр (ГДЦ) (рис. 4).

Рис. 4. Управление изменениями

Тут информация по операционным зонам ОДУ собирается в ЕИМ ЕЭС России, проверяется (верифицируется), утверждается и в виде соответствующих обновлений распространяется в ОДУ и РДУ. Большой объем информации об изменениях в энергосистемах выдвигает особые требования к анализу и алгоритмам верификации поступающих данных. Выполнить вручную детальный анализ на уровне РДУ – задача непростая, а в ОДУ и ГДЦ она и вовсе представляется невыполнимой. Поэтому в Системном операторе применяются инструменты укрупненного анализа данных. Первый из них – это автоматический анализ модели по заранее запрограммированным формализованным корпоративным правилам проверки, разрабатываемым в ГДЦ на основании действующих стандартов и справочных данных, а также с учетом особенностей построения ИМ. Эти правила проверки направляются во все диспетчерские центры одновременно с обновлением ИМ. Второй инструмент – технологические проверки, в ходе которых сотрудники специализированных подразделений анализируют влияние вносимых в ЕИМ изменений на реальные технологические задачи. В частности, специалисты Службы электрических режимов в рамках цикла актуализации ЕИМ выполняют тестовые расчеты установившегося режима и оценивания состояния энергосистемы. А специалисты Оперативно-диспетчерской службы анализируют корректность графических схем и работы топологического процессора. Оба инструмента, в совокупности с общим анализом данных, используются на всех уровнях диспетчерского управления, что позволяет обеспечить беспрецедентно высокое качество ИМ (рис. 5). Системный оператор планирует со временем перевести все основные технологические задачи на использование CIM-модели.

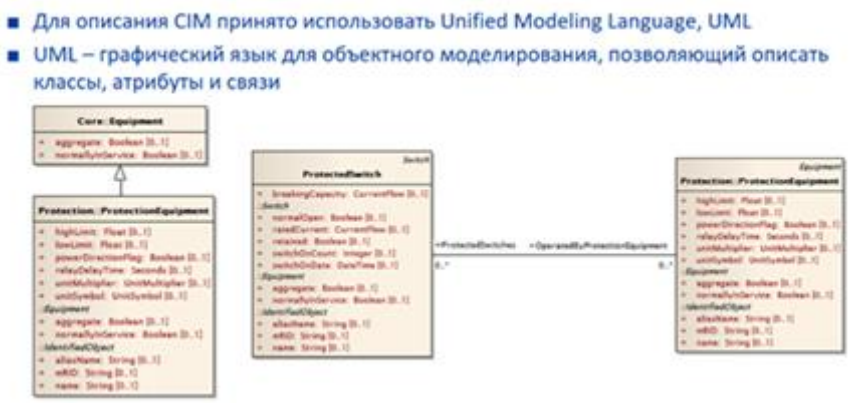


Рис. 5. Описание структуры CIM-модели на языке UML

Класс представляет специфический тип моделируемого объекта. Класс может иметь свои атрибуты и связи с другими классами. Иерархия классов – абстрактная модель системы, определяющая каждый тип элемента системы как отдельный класс (рис. 6). Иерархия классов должна отражать реально существующую структуру системы. Каждый класс может быть воспроизведен много раз в отдельном экземпляре, называемом объектом, каждый из которых содержит одинаковое число и тип атрибутов, а также связей (рис. 7). Однако каждый объект обладает собственными значениями атрибутов (рис. 8).

Рис. 6. Графическое представление классов

а

Ассоциация описывает какую-либо взаимосвязь между различными типами элементов системы, а также её характеристики

б

Агрегация – специализированный вид ассоциации между классами, указывающий, что один из них является классом-контейнером для другого

Агрегация не является максимально жесткой взаимосвязью объектов. Это значит, что при удалении экземпляра класса-контейнера, входящие в него объекты удалены не будут

в

Композиция – это специализированная форма агрегации, где «вкладываемый» объект является фундаментальной частью объекта-контейнера

При удалении объекта-контейнера все объекты, которые связаны с ним с помощью композиции, также будут удалены

г

Рис. 7. Наследование (*а*), ассоциация (*б*), агрегация (*в*) и композиция (*г*) классов

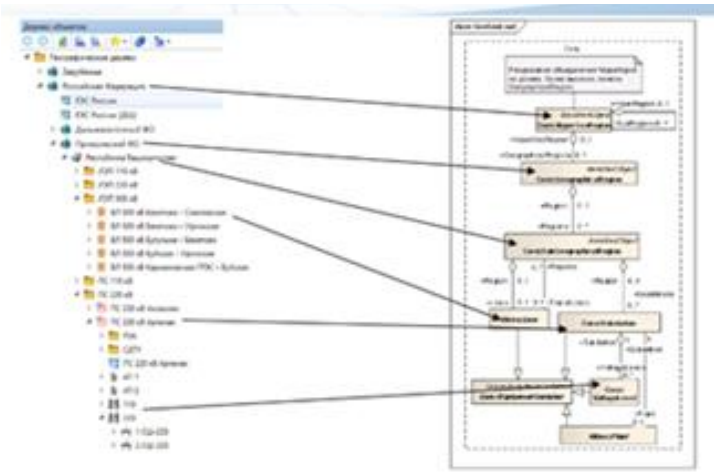


Рис. 8. Соответствие дерева объектов и CIM-модели

Сложности работы с CIM-моделью. Модель CIM стремится вобрать в себя всё больше сущностей, описывающих физические и логические объекты электроэнергетических систем. Со временем объем модели вырос и к 16-й версии число классов превысило 1180. Количество атрибутов и отношений между классами приближается к 10000. Сталкиваясь с ИМ такой сложности, не только новички, но и опытные специалисты теряются. Проанализировать и изучить такую модель крайне затруднительно как в формате UML, так и в виде текста международного стандарта. Стандартный CIM – это концептуальная модель, но не модель для реализации. В стандарте множественность отношений указана в максимально общем виде: 0...1 или 0...*n*, а все атрибуты определены как необязательные. По этой причине один и тот же физический объект, например, какую-то подстанцию, можно представить в соответствии с CIM множеством разных, но несовместимых между собой способов.

По описанным причинам модель CIM при реализации нуждается в ограничении в соответствии с тем, для чего она предназначается и каком контексте планируется её применять. При проектировании из полной общей ИМ, определенной международными стандартами, выбирается контекстная ИМ: для распределительной сетевой компании, для системного оператора, для электростанции, для систем автоматизации участника рынка и т. д. Модель для каждого контекста ограничивается профилем, подмножеством полной модели. Профиль позволяет определить обмен данными, которые требуется для каждого программного интерфейса. Профиль представляет собой ограниченный перечень классов, атрибутов и связей вместе с дополнительными ограничениями, такими как определение обязательных атрибутов, задание значений атрибутов по умолчанию, ограничения множественности ассоциаций. Контекстная модель не имеет тысячи классов и десятка тысяч их атрибутов и связей, как в полной эталонной модели CIM. Она ограничена десятками и сотнями классов, являющихся подмножеством канонической модели и необходимых для решения стоящих перед создаваемой системой задач. Контекстная модель используется для того, чтобы из неё можно было получить модель реализации, которая определяет структуру данных в виде схемы базы данных, RDF- или XML-схемы.

Интеграция информационной модели АО «СО ЕЭС» с информационными моделями других субъектов электроэнергетики.

Приказом Минэнерго России № 340 от 23 июля 2012 г., начиная с 2020 г. (приказ № 102 от 13 февраля 2019 г.), установлены требования к объёму информации, передаваемой субъектами электроэнергетики

в Системный оператор. На текущий момент данные передаются, как правило, в формате текстовых и табличных документов или в бумажном виде и не могут быть использованы для машинной обработки.

В 2019 году АО «СО ЕЭС» начало разработку CIM-портала – веб-портала, предназначенного для передачи данных согласно приказу Минэнерго № 102 от 13 февраля 2019 г. и позволяющего выполнять экспорт данных в формате CIM. Это позволит оптимизировать процесс переноса предоставленных субъектом данных в информационную модель, исключит часть механических операций, выполняемых вручную, что приведёт к снижению влияния человеческого фактора и позволит уделить больше внимания анализу данных. В то же время, АО «СО ЕЭС» регулярно делится опытом успешно реализованного проекта построения единой информационной модели ЕЭС России, что вызывает интерес со стороны других субъектов электроэнергетики. В 2017 г. совместно с ПАО «РусГидро» утверждена «Целевая архитектура информационного обмена». В 2019 г. Системный оператор приступил к реализации трёх пилотных проектов совместно с АО «ЕЭСК», АО «Концерн Росэнергоатом» и АО «Сетевая компания» по информационному обмену в формате CIM. Учитывая вышесказанное, целевая технология CIM-портала подразумевает возможность передачи данных как в табличном формате (конвертация в CIM выполняется автоматизировано самим порталом), так и непосредственно в формате CIM.

Рассмотрим возможность реализации обмена с субъектом электроэнергетики параметрами и характеристиками линий электропередач, оборудования объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства в соответствии с требованиями п. 7.1 приказа № 340 Минэнерго. Для этого необходимо определить перечень энергообъектов для тестирования сопоставления в ручном режиме и произвести согласование профиля информационного обмена (это согласованная участниками информационного обмена часть профиля ИМ для передачи данных в рамках решения определенной задачи) для предоставления изменений объектов ИМ и профиля информационного обмена для предоставления выгрузки из общей части ИМ. Принимается решение о заполнении идентификаторов оборудования mRID на время проведения пилотного проекта. Для оборудования, включенного в перечень объектов диспетчеризации, в поле mRID вносится шифр оборудования АО «СО ЕЭС». Для оборудования, не включенного в перечень объектов диспетчеризации, в качестве идентификатора будет использоваться UID оборудования из модели собственника оборудования (рис. 9).

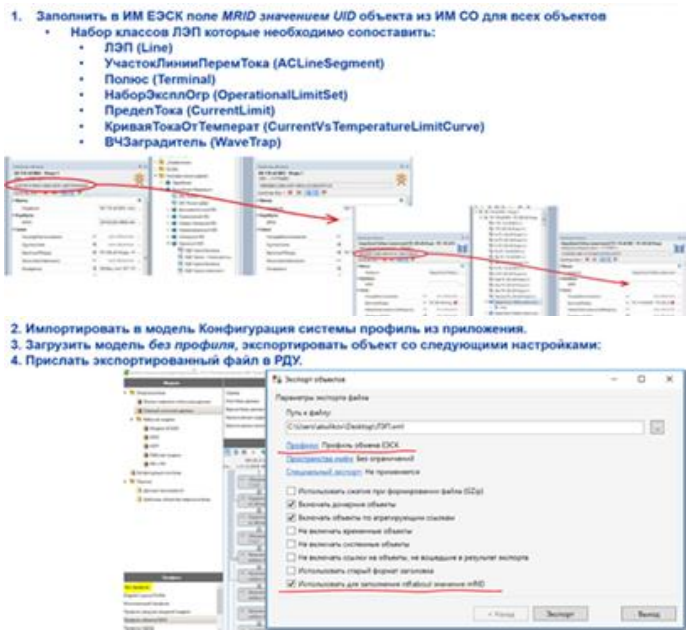


Рис. 9. Тестирование сопоставления объектов в ручном режиме
с использованием профилей

В результате осуществлена организация информационного обмена между РДУ и субъектом электроэнергетики по выбранным объектам. Проведена тестовая эксплуатация прототипа ПО для топологического сопоставления моделей субъекта электроэнергетики и РДУ. Реализация данной модели информационного обмена возможна для дальнейшего практического использования при организации информационного обмена в соответствии со стандартами CIM.

УДК 622.276.8

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОФРИРОВАННЫХ ПЛАСТИН В ОТСТОЙНИКАХ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Н.Ф. Сахибгареев[1], И.Д. Файзрахманов[2]
[1,2]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
[1]samasaka@yandex.ru, [2]fayzrakhmanov2000@mail.ru
Науч. рук. О.С. Попкова

Рассмотрена проблема деэмульсации водонефтяной эмульсии. Исследованы гофрированные пластины, расположенных под различными углами в устройствах. Процесс деэмульсация водонефтяной осуществлялся программном комплексе ANSYS

Fluent. В ходе исследований были рассмотрены три модели устройства, отличающиеся размерами. Каждая последующая была больше другой на 50 %. Результаты проведенных исследований позволили установить, что эффективность деэмульсации водонефтяной эмульсии в отстойнике с использованием сепарационных элементов, которые представляют собой пластины с гофрами ориентация которых выполнена под углом 45°, изменялась в диапазоне от 64,6 до 84,7 % в зависимости от ее скорости движения и размера нефтяных глобул.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, нефть, сепаратор, гофрированные пластины, деэмульсация, отстойник, интенсификация.

Разделение водонефтяной эмульсии является актуальной задачей для нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий. В нефтяной промышленности существуют различные методы деэмульсации водонефтяной эмульсии: механические, термохимические и электрохимические. Однако, область их применения ограничена. Поэтому разработка технических решений для увеличения значений эффективности деэмульсации водонефтяных эмульсий в различных устройствах, например, отстойниках и увеличения их пропускной способности является актуальной.

Целью данной работы является исследование технического решения для отстойников, направленного на повышение эффективности разделения водонефтяной эмульсии на составляющие компоненты и увеличение пропускной способности аппарата.

Авторами работы были предложены элементы для сепарации, которые представляют пластины с гофрами с ориентацией гофр, выполненных под углом 45°, которые размещаются в отстойнике параллельно друг другу (см. рисунок).

Исследования проводил в численном расчетном пакете ANSYS Fluent. Для этого была построена трехмерная модель отстойника внутри которой размещались исследуемые гофрированные пластины. Процесс деэмульсации водонефтяной эмульсии в отстойнике заключается в следующем: на входном патрубке задавалось численное значение массового расхода G, кг/с и нефтяные капли диаметром a, мкм, изменяющийся от 5 до 200. Следует отметить, что исходная водонефтяная эмульсия осуществляла движение параллельно нескольким пластинам с гофрами. Вследствие своей геометрии позволяли создать волновую структуру движения потока, которая являлась причиной интенсификации разделения водонефтяной эмульсии, после чего глобулы нефти осуществляли движение в верхнюю часть устройства, что было вызвано более меньшим

значением плотности нефтяных глобул, чем у воды. Стоит отметить, что другая часть жидкости устремлялась в нижний отсек устройства. Удаление нефти происходило с помощью верхнего патрубка, а удаление воды происходило через нижний патрубок.

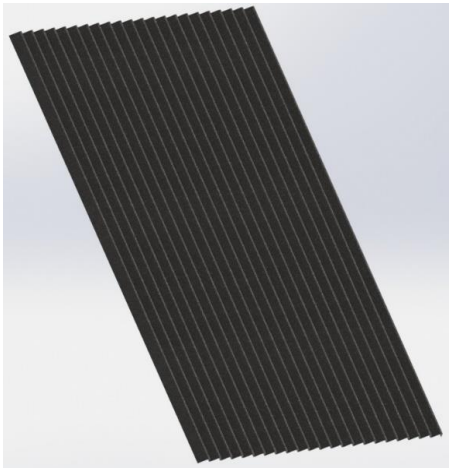


Рис.1. Трехмерная модель гофрированной пластины

Проведенные численные исследования процессов деэмульсации водонефтяной эмульсии в отстойнике с сепарационными элементами, показали, что интенсификация данных процессов осуществляется за счет возникновения множества точек вихреобразований по длине пластин, способствующих усилению процесса расслоения эмульсии. Однако, точки вихреобразований также способны дополнительно перемешивать эмульсию. Поэтому важной задачей является определение интервалов значений определенных параметров, при которых происходит превалирование процесса расслоения над смешением. Основными параметрами, влияющих на интенсификацию деэмульсации водонефтяной эмульсии в данном исследовании являются скорость ее движения, которая формирует размер вихрей и задает их силу, и диаметр нефтяных глобул, которые вследствие своего размера усиливают один из процессов – расслоение или смешение. В ходе исследований установлено, что наибольшая эффективность процесса деэмульсации равная в среднем 81,7 % достигается при скорости движения водонефтяной эмульсии 0,11 м/с и диаметре нефтяных глобул 5–50 мкм. Увеличение трехмерной модели отстойника со всеми его составляющими в 1,5 и 2 раза показало, что значимых изменений при исследовании процессов деэмульсации не фиксировалось. Эффективность в среднем составляла 80,9 % при скорости движения эмульсии 0,09–0,12 м/с. Таким образом, использование данных пластин в отстойниках имеет практическую значимость

для предприятий нефтехимического сектора. Достоинствами предложенного варианта являются легкость в использовании, простота модернизации отстойников, дешевизна гофрированных пластин.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента РФ № МК – 616.2020.8.

Литература

1. Удаление влаги из загрязненного трансформаторного масла в прямоугольных сепараторах / В.Э. Зинуров [и др.] // Вестник технологического университета. 2018. Т. 21, № 11. С. 75–79.

2. Моделирование процесса разделения водонефтяной эмульсии в прямоугольном сепараторе / А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. № 3 (39). С. 65–71.

3. Исследование процесса деэмульсации водонефтяной эмульсии в отстойнике с гофрированными пластинами / В.Э. Зинуров [и др.] // Вестник технологического университета. 2020. Т. 23, № 7. С. 61–64.

4. Эффективность входной ступени прямоугольных сепараторов // А.В. Дмитриев [и др.] // Вестник технологического университета. 2018. Т. 21, № 11. С. 66–69.

УДК 621.311

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ

К.З. Себегатов.
ООО «М12Системс», г. Казань
Kamil384@mail.ru
Науч. рук. О.В. Наумов

В настоящее время наблюдается большой сдвиг в повышении эффективности и надежности работы электрических сетей. В качестве основных организационных мер предусматриваются внедрение систем мониторинга энергосбережения и энергетической эффективности и энергоменеджмента

Ключевые слова: энергосбережение, энергетическая эффективность, электроэнергия, потребитель, электрические сети.

Государственной программой РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1] (далее – Программа) поставлена задача «обеспечить снижение потерь в электрических сетях до 8 % в 2020 г.». С целью повышения эффективности и надежности работы электрических сетей запланирован большой объем работ по реконструкции трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий, замене трансформаторов, внедрению АИИС КУЭ у потребителей электроэнергии, замене однофазных индукционных счетчиков электроэнергии класса точности 2,5 на новые приборы с классом точности 2,0 или 1,0. В качестве основных организационных мер Программой предусматриваются внедрение систем мониторинга энергосбережения и энергетической эффективности и энергоменеджмента.

Результаты энергетических обследований электрических сетей и экспертизы обосновывающих материалов по нормативам технологических потерь электроэнергии свидетельствуют о необходимости:

– совершенствования нормативной базы и системы стимулирования персонала электросетевых компаний в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

– повышения точности расчетов потерь и балансов электроэнергии определения величины и локализации коммерческих и сверхнормативных технологических потерь электроэнергии;

– повышение точности оценки расчетной и фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

– формирования комплексного и системного подхода к повышению энергетической эффективности электрических сетей

– учета тенденций и практики разработки и внедрения новой техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, новых информационных технологий интеллектуального управления электрическими сетями, потреблением электроэнергии, интеллектуальных систем учета (*Smart Grid и Smart Metering*).

В отечественных электрических сетях складываются объективные условия для интеграции распространенных в практике эксплуатации программно-технических комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления (SCADA/DMS SCADA/OMS), коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), паспортизации оборудования электрических сетей, систем управления технологическими активами, геоинформационных систем и программных комплексов по расчету потребленной электроэнергии. Эта интеграция позволяет существенно повысить эффективность эксплуатации электросетевого хозяйства,

точность, оперативность и обоснованность расчета режимов электрических сетей, потерь мощности и электроэнергии в них, локализовать места систематических перегрузок, более обоснованно планировать выполнение ремонтных и эксплуатационных работ, снизить нагрузку на обслуживающий персонал, а также оптимизировать работы по модернизации и реконструкции электросетевого оборудования. В сочетании с автоматизированными системами секционирования, локализации повреждений и ликвидации аварий в электрических сетях с помощью современных интеллектуальных технических средств – реклоузеров, с автоматизированными системами контроля и управления качеством электроэнергии, такая интеграция является важнейшим и необходимым этапом перехода от традиционной автоматизированной системы управления к интеллектуальной

Цель интеграции и создания объединенного программно-технического комплекса (ПТК):

– сокращение времени поиска технологических нарушений в электрических сетях;

– оптимизация нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов;

– совершенствование системы диспетчерского управления;

– снижение затрат на обслуживание систем учета, диспетчеризации телемеханики, АСУ ТП и управления активами;

– повышение достоверности расчета режимов, потерь, балансов мощности и электроэнергии;

– оптимизация планирования развития электрических сетей;

– подготовка информационной и технологической базы для создания интеллектуальной электрической сети (Smart Grid);

– снижение тарифов на услуги по передаче электрической энергии и тарифов на электроэнергию для конечных потребителей;

– эффективное управление эксплуатацией и развитием распределительных электрических сетей – комплексная задача повышения надежности, качества электроснабжения потребителей и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях до технико-экономически обоснованного уровня;

– интеграция программно-технических комплексов SCADADMS, АИИС КУЭ, автоматизированных систем расчета и анализа режимов работы электрических сетей, потерь электроэнергии в них, управления технологическими активами и расчета потребленной электроэнергии позволяет повысить точность, оперативность и обоснованность расчета режимов электрических сетей, потерь мощности и электроэнергии в них,

локализовать места систематических перегрузок, более обоснованно планировать выполнение ремонтных и эксплуатационных работ, а также работ по модернизации и реконструкции электросетевого оборудования.

Литература

1. Государственная программа РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [Электронный ресурс]: утв. Распоряжением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 2446-р. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 27.08.2020).
2. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о снесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон Рос. Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс» (дата обращения: 27.08.2020).
3. Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о снесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс]: постановление Правительства Рос. Федерации от 15 мая 2010 г. № 340. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 27.08.2020).
4. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) [Электронный ресурс]: приказ Министерства энергетики Рос. Федерации от 30 декабря 2008 г. № 326. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 27.08.2020).

УДК 621.315

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДАЛЬНИЕ РАССТОЯНИЯ

Е.А. Селезнева
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань
sea230795@mail.ru
Науч. рук. М.Ш. Гарифуллин

Приводится анализ новейшей на сегодняшнее время технологии беспроводной передачи электроэнергии на большие расстояния, разработанной новозеландской компанией Emrod. Изложен основной принцип её действия и перспектива развития.

Ключевые слова: Беспроводная передача, электроэнергия, дальние расстояния, новые разработки.

Решение проблемы беспроводной передачи электрической энергии на большие расстояния давняя мечта человечества. Научно-техническая революция не стоит на месте и есть надежда, что эта мечта сбудется в ближайшем будущем. Свидетельствуют этому утверждению новые разработки в данной сфере.

Рассмотрим ключевые аспекты, указывающие на актуальность и необходимость применения технологии беспроводной передачи электроэнергии на дальние расстояния:

1) в случае ремонта сетей или аварий на них, позволяя потребителю оставаться подключённым даже во время обесточивания линий;

2) в местах, где проведение линий электропередачи осложнено, запрещено или невозможно;

3) в местах, где невозможна транспортировка топлива для генератора;

4) на местности с тяжелым климатом, ведь система сможет выполнять передачу электроэнергии при любых погодных условиях;

5) беспроводная передача энергии может стать основной технологией и для регенеративной энергетики, которая, зачастую, генерирует энергию далеко не там, где она требуется. А мощность существующих энергосетей не позволяет перебрасывать большие объемы такой энергии достаточно далеко от места генерации.

Воплощение идеи, о беспроводной передаче энергии в жизнь далеко не нова. В своё время ещё Никола Тесла мечтал построить повсюду вышки, которые обеспечивали бы всех беспроводной энергией. Он доказал возможность зажигать лампочки с помощью электромагнитного поля на удалении в несколько километров, но в ходе опытов по разработке технологии был выведен из строя генератор электрического тока на местной электростанции, что привело к обесточиванию города Колорадо-Спринг [1].

Новозеландская компания Emrod приняла решение воплотить его идеи в реальность (рис. 1), разработав практичную технологию передачи большого количества электроэнергии по воздуху, которую можно было бы использовать в промышленных масштабах.

В отличие от вышек сотовой связи и радиоантенн, применяемая квазиоптическая система преобразует электричество в сфокусированный цилиндрический луч микроволнового излучения, направляя его на матрицу следующего приемника. Таким образом энергия может передаваться по цепочке и распределяться между потребителями [2].

Рис. 1. Пример размещения установок по беспроводной передаче энергии (Emrod)

Система состоит из устройств (рис. 2): передающей антенны, наборов реле и принимающей антенны со встроенным выпрямителем, преобразующем микроволновую энергию в электричество (ректенны). Для передачи предусмотрено использование безопасного радиодиапазона ISM, зарезервированного для промышленных, научных и медицинских целей. Электромагнитные волны используют безопасные неионизирующие радиочастоты, как Wi-Fi, Bluetooth и RfID [3].

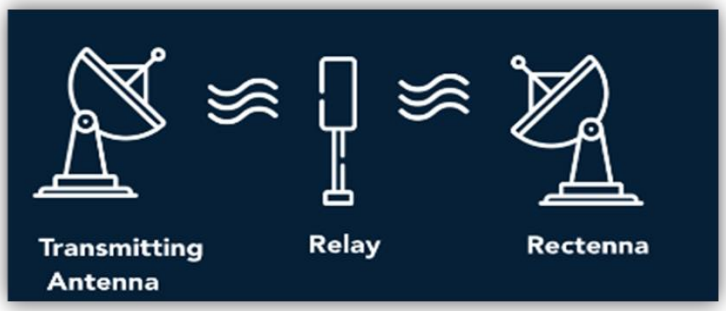


Рис. 2. Устройства системы беспроводной передачи электроэнергии (Emrod)

По краям панелей приемников расположены датчики лазерного пересечения, направленные на матрицу датчиков предыдущего передатчика. Если хотя бы один из сигналов прерывается, например, засекут что-либо постороннее (появление птиц, вертолетов, дронов и т.п.), то система на это время прекращает генерацию микроволнового излучения. По утверждению разработчиков технология совсем не подвергается влиянию каких-либо атмосферных и погодных явлений.

К октябрю 2020 г. компания Emrod планирует начать полевые испытания. Заявлено, что первые устройства будут работать с мощностью в несколько киловатт, затем объёмы электроэнергии будут увеличены, а расстояние при необходимости увеличено [4].

В заключении хочется отметить возможные, на мой взгляд, проблемы с которыми могут столкнуться разработчики при проведении полевых испытаний:

1) одна установка создает электромагнитный луч, а другая принимает, но он в любой момент может отключиться. В связи с этим, на стороне приемника, возникает необходимость применения аккумуляторов или суперконденсаторов для поддержания стабильной работы;

2) проблемы со связью из-за забивания всех частот шумом;

3) энергия будет рассеиваться в атмосфере и если у сигнала связи не высокая мощность произойдет большое тепловыделение.

Литература

1. Loz Blain. NZ to trial world-first commercial long-range, wireless power transmission [Электронный ресурс] // New Atlas. URL: https://newatlas.com/energy/long-range-wireless-power-transmission-new-zealand-emrod/ (дата обращения: 03.09.2020).

2. Nick Miller. В Новой Зеландии опробуют первую беспроводную систему передачи энергии на большие расстояния [Электронный ресурс] // Habr. URL: https://habr.com/ru/news/t/514646/ (дата обращения: 03.09.2020).

3.Батенина В.М., Бушуева В.В., Воропая Н.И. Инновационная электроэнергетика – 21. М.: ИЦ «Энергия», 2017. 584 с.

4.Детинич Г. По заветам Николы Теслы: новозеландский стартап испытает передачу электричества без проводов на большие расстоянии [Электронный ресурс] // 3Dnews. URL: https://3dnews.ru/1017473 (дата обращения: 03.09.2020).

УДК 621.313

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Д.И. Тухбатуллина[1], Р.А. Рашитова[2], Б.И. Сафиуллин[3]

[1,2,3]ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

[1]dtukhbatullina@inbox.ru, [2]r.rashitova97@mail.ru, [3]gougle2011@yandex.ru

Науч.рук. А.Э Аухадеев

Исследуется вопрос необходимости внедрения автоматизированной системы диспетчерского управления технологическими процессами подстанций. Сравниваются отечественные и зарубежные программы автоматизации и диспетчеризации систем управления. Обосновывается целесообразность использования SCADA-системы «ОИК Диспетчер НТ» российской разработки.

Ключевые слова: автоматизация, диспетчеризация, автоматические системы управления, SCADA-системы, диспетчерское управление.

Предприятия энергоснабжения должны следить за качеством и надежностью выработки, передачи и распределения электроэнергии. Для достижения данной цели используются автоматизированные системы диспетчерского управления [1], структурная схема которых изображена на рис. 1. Системы автоматизации способствуют оперативно-диспетчерскому управлению подстанцией при обычных, аварийных и послеаварийных режимах и диспетчерскому управлению технологическими процессами оборудований и относящихся к ним электрических сетей.

При внедрении системы автоматического управления в рабочий процесс, возникает вопрос выбора системы SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition* – диспетчерское управление и сбор данных), которая выполняет визуализацию, обработку информации в реальном времени, архивирование данных, выдачу и регистрацию аварийных и событийных сообщений, составление и выдачу отчетов [2].

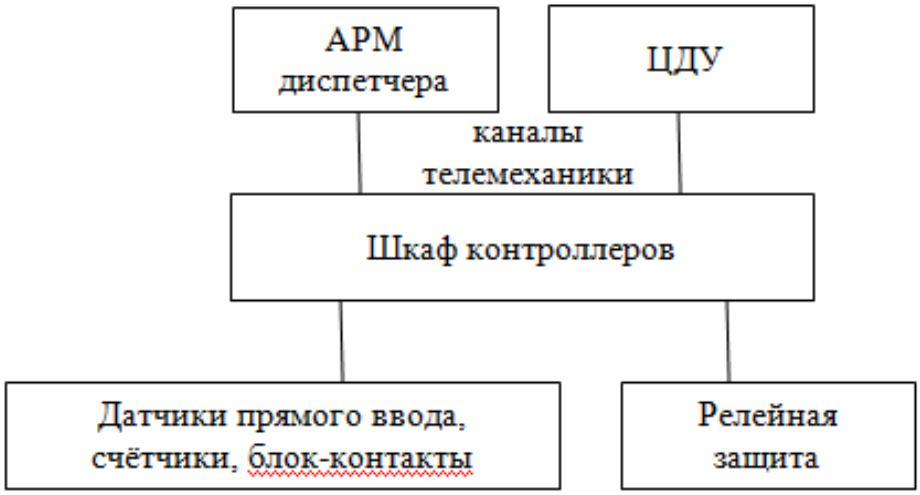


Рис. 1. Структурная схема автоматизированной системы диспетчерского управления: АРМ – автоматизированное рабочее место; ЦДУ – центральное диспетчерское управление

Процесс автоматизации технологического процесса во многом зависит от выбранной SCADA-системы. В настоящее время в мире существует достаточно много коммерческих SCADA-пакетов зарубежного и российского производства. В данной работе сравниваются наиболее популярные из них:

– ОИК Диспетчер (НТК «Интерфейс») – Россия.
– WinCC (Siemens) – Германия;
– Trace Mode (AdAstrA) – Россия;
– InTouch (Wonderware) – США.

При выборе SCADA-систем пользователя должны интересовать следующие основные характеристики: технические, стоимостные, эксплуатационные [3]. Сравниваемые показатели SCADA-систем кратко изложены в таблице.

Сравнение SCADA-систем по основным характеристикам

Название продукта	Trace Mode (AdAstra)	«ОИК Диспетчер НТ»	InTouch	Simatic WinCC
Фирма разработчик	AdAstrA, Россия	«НТК Интерфейс», Россия	Wander ware, США	Siemens, Германия
Поддерживаемые ОС	DOS, Windows Linux	DOS, Windows	DOS, Windows,	DOS, Windows
Описание устройств нижнего уровня	Основано на драйверах	Основано на OPC серверах; поддерживаются драйвера	Основано на OPC серверах; поддерживаются драйвера	Основано на драйверах
Графика	Независимый графический редактор	Интегрировано в основной проект	Независимый графический редактор	Независимый графический редактор
Программирование	FBD + Техно IL	FBD	IEC 61131-3	ANSI C
Документация	В эл.виде поставляется с полной версией пакета	В эл.виде, доступна с демоверсией	В эл.виде поставляется с полной версией пакета	В эл.виде поставляется с полной версией пакета
Стоимость (eur)	≈3300	≈3250	≈6035	≈4150

Относительно зарубежных аналогов отечественные SCADA-системы имеют ряд преимуществ: приспособленность к российским условиям, удобная техническая поддержка и, в основном, низкая стоимость [4]. Следовательно, целесообразнее использовать российскую систему «ОИК Диспетчер НТ». Во-первых, в силу отечественного производства системы упрощаются вопросы установки и обслуживания. Во-вторых, разработчики постоянно совершенствуют свой продукт, расширяя его возможности. В-третьих, «НТК Интерфейс» производит всё необходимое оборудование для реализации автоматизированных систем диспетчерского управления [5]. Многие предприятия России уже активно пользуются данной системой, что говорит о высокой эффективности и качестве её работы.

Литература

1. SCADA-системы, общая характеристика, обзор отдельных систем. Автоматизированные системы обработки информации и управления [Электронный ресурс]. URL: http://www.allbest.ru/ (дата обращения: 03.09.2020).

2. SCADA-системы: взгляд изнутри [Электронный ресурс]. URL: http://www.scada.ru/publication/book/preface.html (дата обращения: 03.09.2020).

3. Каталог оборудования «НТК Интерфейс» [Электронный ресурс]. URL: http: //www.iface.ru/prod/iset2/modules/ (дата обращения: 03.09.2020).

4. Устройство сбора и передачи информации «Исеть 2». Инструкция по настройке контроллера «Синком-ДК». Екатеринбург, 2016. 18 с.

5. Гладышев А.К. Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления РП-6 ЗГРЭС: ПЗ к ВКР. Златоуст, 2017. 75 с.

УДК 621.311.29:535.8:51-74

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ «ИНТЕРНЕТ ЭНЕРГИИ»

Н.С. Филиппченкова
АО «ОЭК», г. Москва
natalja.filippchenkowa@yandex.ru
Науч. рук. Д.С. Стребков

Развитие мировой электроэнергетики неразрывно связано с решением проблем изменения климата, энергосбережения и глобальной экологической ситуацией. В этой связи развитие распределенной энергетики (преимущественно с использованием возобновляемых источников энергии) является перспективным направлением и приобретает все большую актуальность. Интеграция распределенной генерации в общей энергосистеме требует наличия достаточно развитой информационной и управляющей сети, построенной по методологии интеллектуальной smart grid.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, распределенная генерация, интернет энергии, smart grid, microgrid, энергоэффективность.

Одним из приоритетных направлений стратегического планирования развития электроэнергетики страны, имеющего решающее значение для стабильного развития экономики и позволяющего управлять более

сложными энергосистемами, способствуя развитию широкого спектра новых технологий, в том числе распределенной генерации с участием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является цифровизация электроэнергетики. Актуальность цифровизации обусловлена распространением распределённой генерации, созданием микросетей, развитием накопителей электроэнергии и ВИЭ, которые потребитель может устанавливать у себя и даже становиться производителем электроэнергии [1]. По данным прогноза Navigant Research, Bloomberg New Energy Finance [2, 3] размер рынка цифровых технологий в энергетике к 2025 г. в мире возрастет до 64 млрд долл., а ввод новых мощностей распределенной генерации превысит ввод мощностей централизованной генерации и составит около 300 000 МВт. На рис. 1 и 2 представлены данные по прогнозу Navigant Research, Bloomberg New Energy Finance [2, 3].

Рис. 1. Прогноз размера рынка цифровых технологий в энергетике [2, 3]

Рис. 2. Прогноз ввода новых мощностей генерации электроэнергии в мире [2, 3]

Основанием для разработки проекта «Цифровая энергетика» в России являются:

1) указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» [4];

2) программа «Цифровая экономика Российской Федерации»;

3) Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642 [5].

Интернет энергия – новая архитектура децентрализованной электроэнергетической системы, в которой реализовано интеллектуальное распределенное управление, осуществляемое за счет энергетических трансакций между ее пользователями. Основные предпосылки для развития и реализации концепции «интернет энергии»: переход к «цифровому» спросу; неравномерная загрузка имеющихся сетевых и генерирующих мощностей; необходимость в энергоэффективном электроснабжении удаленных и изолированных территорий; необходимость снижения выбросов в окружающую среду. Основными преимуществами ВИЭ являются их неисчерпаемость в отличие от органических видов топлива, экологичность, снижение расходов при транспортировке электроэнергии и диспетчери-зации, энергонезависимость от централизованной сети.

ВИЭ могут найти применение в развитии и реализации концепции «микрогрид» (microgrid) – системы, включающей собственные источники генерации энергии и в кризисные ситуации способной взять на себя задачу удовлетворения изменяющегося спроса потребителей. Основным риском применения ВЭИ в части их воздействия на локальную сеть является зависимость генерации от климатических условий. В перспективе концепция «интернета энергии» может сформировать рынок таким образом, что электроэнергетическая инфраструктура станет более распределенной и доступной, как сотовая связь и интернет, а распределенная генерация, в особенности на базе ВИЭ, в ближайшее время станет доминирующим направлением в мировых инвестициях в электроэнергетическом комплексе. Концепция «интернета энергии» направлена на количественный и качественный рост электро- и информационной вооруженности труда и быта. Формирование этой концепции требует принципиально иного подхода – создание интеллектуальных энергоинформационных систем с активным участием самого потребителя и высокой вовлеченностью в энергобалансы ВИЭ.

Литература

1. Чистова Е. Передавать с умом // Атомный эксперт. 2018. № 7. С. 22–27.

2. Цифровая энергетика [Электронный ресурс]. URL: https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика.pdf (дата обращения: 04.09.2020).

3. Bloomberg New Energy Finance [Электронный ресурс]. URL: http://renewnews.ru/bnef/ (дата обращения: 06.04.2020).

4. О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года [Электронный ресурс]: указ Президента Рос. Федерации от 7 мая 2018 г. № 204. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 06.04.2020).

5. О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации [Электронный ресурс]: указ Президента Рос. Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант» (дата обращения: 06.04.2020).

УДК 656.254.7

АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ PLC ДЛЯ РАБОТЫ С МУРЗ ТУПИКОВЫХ ЛИНИЙ

Е.А. Юдин[1], В.К. Козлов[2]

[1]Филиал АО «Сетевая Компания» Набережночелнинские ЭС, г. Набережные Челны

[2]ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань

[1]energo.base@yandex.ru

Выполнен анализ современных технических устройств для организации связи по технологии PLC (*Power Line Communication*) и возможная адаптация для работы с устройствами защиты на тупиковых КТП 6(10) кВ. Выполнено моделирование прохождения сигнала в линии посредством САПР NI MultiSim.

Ключевые слова: PLC, диспетчеризация, распределительная сеть, мониторинг РЗА.

Современная распределительная сеть содержит большое количество различных устройств в виде реклоузеров, выключателей нагрузки, КТП, СТП и тем подобных, на которых установлены узлы учета и устройства релейной защиты. В данное время контроль показаний узлов учета производится через интернет посредством мобильной связи GPRS, при этом количество передаваемых данных мало, а стоимость обслуживания высока. Но если рассмотреть микропроцессорное устройство РЗА,

то количество передаваемых данных возрастает в разы – предупредительные сигналы, срабатывания, аварийные осциллограммы, журналы состояния систем. Поэтому возникает необходимость в обеспечении хоть и не быстрой, но дешевой связи с устройствами на ВЛ.

Сам принцип ВЧ связи возник уже давно, но в основном используется для нужд быстродействующих защит типа ВЧБ и НВЧБ, а также передачи команд телеуправления устройствам УПАСК (Устройство Передачи Аварийных Сигналов и Команд) [1]. Такие устройства используются на линиях высокого напряжения 110–750 кВ и неприменимы для обеспечения связи с различными устройствами распределительной сети.

Развитие современной микроэлектронной базы привело к созданию модемов типа NCN 49597 производства ON Semiconductor, которые предназначены для организации канала связи по сети низкого напряжения 0,4 кВ. При этом имеют следующие характеристики: работа в сетях 50 Гц, 60 Гц и сетях постоянного тока, максимальную скорость передачи данных при частоте сети 50 Гц – 4800 бод на несущей частоте до 500 кГц [2]. При этом данная скорость передачи данных доступна для выбора в микропроцессорных РЗА, например, Сириус-2-Л и др. Таким образом, может использоваться для нужд мониторинга релейной защиты [3].

Предлагается модернизировать стандартную схему ВЧ канала связи путем исключения высокочастотного заградителя для обеспечения топологии сети типа «шина». Варианты подключений представлены на рис. 1. В качестве конденсатора предлагается использовать незаземленный опорный изолятор на 6 кВ, имеющий расчетную емкость 52 пФ. На КТП имеющих оперативный ток возможно использовать ТСН типа ОСЛ-6 (крайний правый вариант).

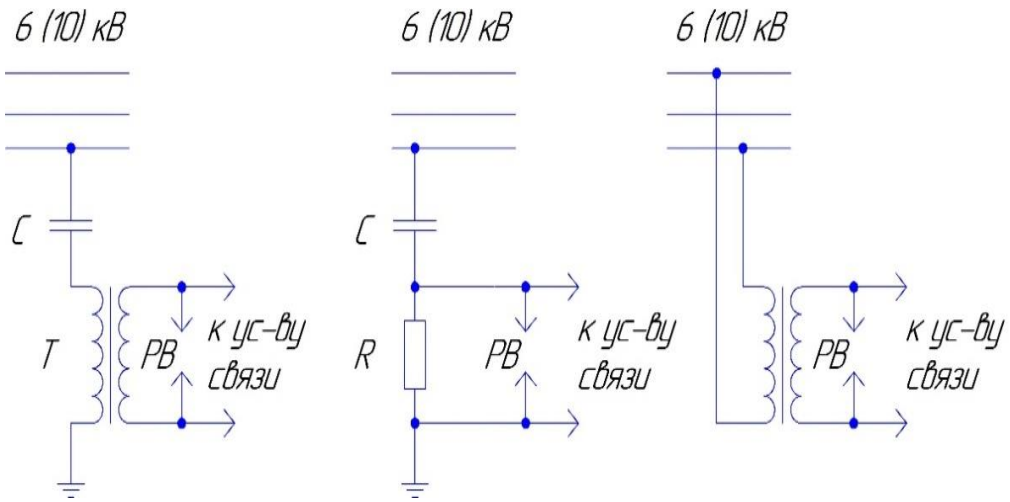


Рис. 1. Варианты подключений к распредсети

Далее произведено моделирование прохождения сигнала в линии 6 кВ для определения затухания сигнала на разных несущих частотах 10, 148,5, 195, 245, 500, 1000 и 2000 кГц, при этом затухание сигнала не должно составлять более 44,1 Дб. Значения затухания оценивались для длины линии 10 км. АЧХ линии представлено на рис. 2.

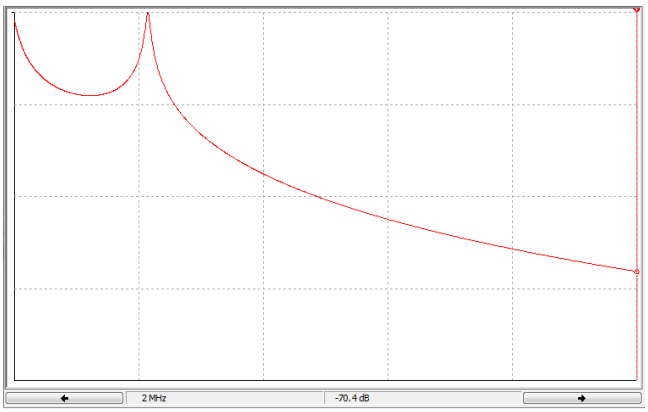


Рис. 2. АЧХ линии 10 кВ (провод АС-35/6.2)

На частоте 500 кГц затухание сигнала составило –21,982 дБ, из чего можно сделать вывод, что линия пригодна для передачи информации на скорости 4800 бод.

Литература

1. СТО 56947007- 33.060.40.134-2012. Типовые технические решения по системам ВЧ связи. Стандарт организации. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. 61 с.

2. NCN49597. Power Line Communication Modem [Электронный ресурс]. URL: https://www.onsemi.com/pub/Collateral/NCN49597-D.PDF (дата обращения: 07.09.2020).

3. БПВА.656122.041 РЭ. Микропроцессорные устройства защиты «Сириус-2-Л», «Сириус-21-Л», «Сириус-2Л-02»: руководство по эксплуатации. М., 2018. 78 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

Цветков А.Н. Создание серии электроприводов для станков-качалок нефти с адаптивной системой управления 4

Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Практическое развитие волнового метода определения места повреждения в разветвленных линиях электропередач 7

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Агафонов. В.Е., Тригорлый С.В. Численное моделирование процесса СВЧ-нагрева древесины с целью дезинсекции 11

Алешин С.А., Якунин А.Н., Максимов В.В. Опыт практической комплектации интеллектуальной станции управления установкой штангового глубинного насоса 15

Аль-Дарабсе А.М., Маркова Е.В. Денисова Т.В. Технология создания подвесных конструкций электрогидравлической системы 18

Белкова Д.Н. Оптимизация силового активного фильтра для эффективного подавления субсинхронного резонанса 21

Велитченко М.Н. Электротранспорт как способ повышения энергоэффективности региона 24

Венюков М.В., Аухадеев А.Э. Исследование влияния эксплуатационных факторов на параметры режимов нагружения силового электрооборудования трамваев 28

Воркунов О.В., Загидуллина Л.Ф. Контроль технического состояния высоковольтных кабельных линий 31

Гареева Г.И., Хисамов И.А., Муратаев И.А. Анализ данных, полученных при тепловизионном обследовании электрооборудования 34

Гусейнов Н.Р., Гаджиев З.Р. Электромеханическое реле потока жидкости 36

Закирова Н.Ж., Истопленников М. А., Баймеева Д.Р., Павлов П.П. Методы обнаружения отказов в системах электроподвижного состава 38

Зейнетдинова Р.Р., Максимов В.В. Возобновляемые источники электроэнергии в Германии и их воздействие на людей 41

Иванова Е.В., Гарифуллин М.Ш. Мониторинг электрооборудования на цифровой подстанции 44

Иркагалиева И.И., Хузяшев Р.Г. Применение стандартных библиотек Python для анализа осциллограмм сигналов переходного процесса программно-аппаратного комплекса волнового определения места повреждения 47

Истопленников М.А., Павлов П.П., Закирова Н.Ж. Использование грузового троллейбуса для логистических центров 49

Калимуллин И.Р., Кильматов Э.Н. Учет генерации ВИЭ с системой накопления электрической энергии при краткосрочном планировании электроэнергетических режимов 52

Местников Н.П., Альзаккар А.М-Н., Нуруллин Э.Г. Исследование зависимости электроэнергетических процессов солнечной электростанции СЭ-150 55

Миннигареев В.И., Гарифуллин М.Ш. Анализ влияния проведённых ремонтов на техническое состояние трансформаторов 57

Назмиева З.К., Гарифуллин М.Ш. Исследование влияния повреждений изоляторов на отключения воздушных линий электропередачи 110–220 кВ 59

Нигматуллина Г.Ф., Саляхутдинов Р.А., Козлов В.К. Определение влагосодержания и степени полимеризации бумажной изоляции 62

Петров Т.И., Сафин А.Р. Упрощение модели синхронного двигателя для топологической оптимизации 65

Пономарев К.О. Экспериментальное исследование процесса теплопереноса в пассивной системе охлаждения электронного оборудования реакторной установки АЭС при аварийной ситуации 68

Проничев А.В., Казанцев А.А., Шишков Е.М. Расчет электрических режимов при исследовании возможности применения современных конструкций силовых трансформаторов в системах электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли 71

Прядко А.В., Хасанов А.Р., Муратаев И.А. Внедрение усовершенствованных моделей тиристорных возбудителей взамен старых 73

Савин Н.А., Денисова А.Р., Афонина Н.К. Энергоэффективная система автоматического регулирования светового потока светодиодных светильников 75

Самигуллина Ю.Б. , Купоросов А.В., Сидоров А.Е. Разработка автоматизированной системы управления приборами учета тепловой энергии и теплоносителя с использованием языков стандарта МЭК 61131-3 78

Сафиуллин Б.И., Тухбатуллина Д.И., Рашитова Р.А., Аухадеев А.Э. Автономная зарядная станция для электромобилей 81

Смирнов Д.А., Сабитов А.Х. Эффект Фарадея и его применение в оптических трансформаторах тока 84

Соловьёва А.А., Миронова Е.А. Исследование и анализ работы Smart Grid сетей на подстанции 10 кВ 87

Хайдуков А.Г, Маклецов А.М. Внедрение геоинформационной системы определения мест повреждений на ВЛ-10 кВ Котласского РЭС Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» 89

Хайдуков А.Г, Маклецов А.М. Внедрение телемеханики на ячейке линейного выключателя Котласского РЭС Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в целях снижения эксплуатационных затрат 92

Цветкова А.А. Применение устройств защитного отключения на производстве 95

Щикунов Н.Н., Елисеева А.А. Система управления и диагностики силовых трансформаторов подстанций 100

Яшагина А.В. Построение диагностического теста 104

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПОДСТАНЦИИ

Арсланов А.Д., Иванов Д.А., Потанин А.А. Устройство для определения преддефектных состояний высоковольтной изоляции методом частичных разрядов с использованием ультразвуковой и электромагнитной диагностики 108

Ахатов Д.А. Определение поврежденного фидера при возникновении однофазного замыкания на землю посредством дорасчета параметров несимметричного режима на верхнем уровне подстанции 111

Багметов А.А., Сазыкин В.Г. Выбор места размещения реклоузера в распределительной сети по критериям показателей надежности 114

Бекмансурова Р.Н. Образование гололёда на линии электропередачи и способы его устранения..... 117

Галиев Р.А., Симонова М.Н., Хакимзянов Э.Ф., Семенов М.Н. Воздействие грозового перенапряжения на вторичные цепи трансформатора напряжения 119

Галиева Т.Г., Иванов Д.А. Бесконтактное устройство диагностики высоковольтных изоляторов методом частичных разрядов..... 123

Галимов Р.Р. Система автоматизированного восстановления распределительных сетей..... 127

Гиниятуллина Р.Р. Анализ режима потребления активной и реактивной мощности ПС «НовоКурмашево» 129

Денисова Н.Н., Шатова Ю.А. О характере причинно-следственной зависимости количества повреждений ВЛ 110 кВ с участком пересекаемой местности..... 132

Егорова Н.Г., Кузьмин И.Л., Хузяшев Р.Г. Экспериментальные результаты волнового определения места повреждения в кабельной линии 110 кВ..... 135

Загирова Ю.Н. Диагностика и мониторинг состояния трансформатора под напряжением 138

Иманаева А.Р., Пушкарева А.З. Особенности выбора параметров настройки и алгоритмов функционирования защит с абсолютной селективностью ЛЭП при использовании по концам ЛЭП разнотипных устройств РЗА 141

Куликов А.Л., Обалин М.Д., Поляков М.А. Определение мест повреждения на ЛЭП 110 кВ с ответвлениями с учетом многосторонних измерений..... 144

Лашманова М.И. Определение интенсивности гололедообразования на воздушных линиях электропередачи 147

Мавляветдинов А.А. Определение места повреждения в линиях электропередач 149

Майнин А.Б., Пономарёв Е.Р. Повышение надежности электроснабжения потребителей за счет использования телеуправления 152

Майнин А.Б., Базеева И.Ю. Методы блокировки дифференциальной защиты трансформатора от бросков тока намагничивания 155

Маркова А.В., Сиразетдинова Р.И. Цеховые трансформаторы напряжением 6(10)/0,4 кВ. Возможности при параллельной работе 157

Маркова А.В., Сиразетдинова Р.И., Максимов В.В. Основные модели оптимизации планирования и проектирования электрических распределительных сетей 160

Махмутов Б.Ф. Диагностика состояния кабельных линий 163

Минаев И.А. Выполнение ремонтных работ под напряжением в электрических сетях 167

Миннебаев Г.Ф. Защита высоковольтных подстанций от импульсных перенапряжений 169

Миннибаев А.В. Снижение потерь электроэнергии в распределительных трансформаторах 172

Муратаев И.А., Муратаева Г.А., Ниязов Х.С., Кабылбеков А.Н. Влияние способа моделирования компенсирующего устройства на расчетные значения энергоэффективности электрической сети 176

Назаров А.А. Анализ схемно-режимной значимости элементов энергосистемы при реконструкции 179

Петропавловский В.Е. Интеллектуальные системы учета электроэнергии ISKRA 182

Пономарёв Е.Р. Способы выявления витковых замыканий в обмотках трехфазных трансформаторов 186

Прядко А.В., Шабалин К.В. Определение места повреждения на линиях электропередачи по параметрам аварийного режима 189

Прядко А.В., Хасанов А.Р., Мубаракшин А.А. Определение места повреждений линий электропередач по наведенным напряжениям на антеннах 191

Прядко А.В., Федотов В.О. Приборы и устройства для определения места повреждения на линиях электропередачи 193

Рахматуллин Р.Р., Хамидуллин И.Н. Автоматизация расчетов релейной защиты 195

Романцов М.М., Логачева А.Г. Накопители энергии в системах оперативного постоянного тока цифровых подстанций 200

Сайдумов М.Ф. Способы повышения надежности линий электропередачи 203

Сафиуллина В.М., Закирова Н.Ж., Баймеева Д.Р. Повреждения на линиях электропередач 207

Семенов М.Н., Симонова М.Н., Хакимзянов Э.Ф., Мухамадеев Э.И. Повышение качества напряжения в сетях 0,4 кВ 209

Семенов М.Н., Симонова М.Н., Хакимзянов Э.Ф. Анализ исключения предохранителей на трансформаторных подстанциях..... 213

Сиразетдинова Р.И., Маркова А.В. Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии 216

Сиразетдинова Р.И., Маркова А.В. Дифференциальная направленная защита на параллельных линиях ступенчатой защиты. Необходимость применения 219

Слободина Ю.Н., Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Анализ пространственно-временной зависимости размаха сигнала переходного процесса 221

Соловьева И.В. Применение современных технологий для повышения энергоэффективности работы линий электропередач..... 224

Степанова Е.Г. Удаление из спектра сигнала переходного процесса низкочастотных и высокочастотных составляющих..... 227

Суфиянова К.А. Работа под напряжением должна стать нормой 231

Туитяров А.М., Хабибуллин М.Н., Нуртдинов И.Г. Особенности организации эксплуатации систем РЗА и АСУ ТП в условиях использования стандарта МЭК 61850 234

Урманшин А.Р., Валиуллина Д.М. «Умная» дуговая защита..... 237

Фаршатова А.Ф., Штанникова А.Н., Хасанов А.Р. Направления совершенствования методов определения места повреждений линий электропередач по параметрам аварийного режима 240

Фаткуллин И.И. Кибербезопасность на цифровых подстанциях 242

ФаттаховаА.И. Методы оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей 245

Федоров А.А. Режимы работы накопителей электрической энергии в составе ЕЭС России 247

Федотов А.И., Абдуллазянов А.Ф., Абдуллин Л.И., Вагапов Г.В. Аппаратная реализация системы пофидерного контроля однофазных замыканий на землю в лабораторных условиях 250

Червяков В.С. Разработка альтернативной схемы выдачи мощности ТЭЦ с парогазовыми установками 253

Чупин А.И., Ахметшаехов А.М. Определение места повреждения в линиях электропередач волновым методом 256

УПРАВЛЕНИЕ И ЭКОНОМИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Беклемешев И.С., Бончук И.А. Повышение точности прогнозирования при выполнении мероприятий по снижению аварийности 258

Бончук И.А., Созинов М.А. Автоматизированная система расчета резервов 261

Валеева Г.Р. Рекомендации по проведению политики в рамках направления поддержки ВИЭ для Российской Федерации 265

Волошин А.А., Волошин Е.А., Шапкин С.А., Алексеева А.А., Рогозинников Е.И. Распределенная оптимизация электроэнергетических систем на базе мультиагентных технологий..... 267

Галимова А.Р., Зинуров В.Э. Оценка экономической эффективности внедрения нового сепарационного устройства на предприятии..... 269

Жиляев Д.А., Ерёмин М.Н. Автоматизированная система анализа телеметрической информации для решения задач управления электроэнергетическим режимом энергосистемы 272

Лосюгина Р.С., Галеева Р.У. Устойчивая модернизация мощностей генерации по договору на предоставление мощностей и неустойчивая цена электроэнергии на рынке на сутки вперед..... 276

Мусаев Т.А., Хабибуллин М.Н. Влияние интеллектуальных систем учета на повышение точности расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях 279

Русецкая М.И., Полюхович А.Д. Европеский опыт организации и цифровизации энергетического рынка 282

Сафиуллина В.М., Баймеева Д.Р. Оптимизация энергозатрат на промышленном предприятии 285

Селезнев Д.К. Национальный проект «образование» как драйвер развития человеческого капитала (на примере Республики Татарстан) ... 287

Сопина Ю.В., Менделеев Д.И., Марьин Г.Е. Проблемы и перспективы энергоснабжения изолированных энергосистем 298

Софронов М.А. Механизмы регулирования реактивной мощности как мера повышения качества электроэнергии: опыт Евросоюза и России 301

Степченко А.О. Управление и экономика энергосистем 304

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Абдуллина Н.М., Будникова И.К. Автоматизированная система регистрации видеонаблюдений на основе методов компьютерного зрения 308

Анисимова Н.А., Варганова А.В. Технико-экономическая модель промышленной тепловой электростанции 310

Валиев И.И., Хамидуллин И.Н. Корпоративная база знаний ОАО «Сетевая компания» «GRIDCOMWIKI» 313

Гайнутдинов Р.И. Разработка и анализ трехмерной и двумерной моделей распределения электрического поля в области подвесного изолятора 316

Галеева Г.Г., Валиева Г.Р., Зотова Е.А., Муратаев И.А. Повышение эффективности работы энергопредприятия с использованием современной информационной площадки MOODLE 318

Губарев Н.А., Сабитов А.Х. Методы машинного ориентирования робота-инспектора для диагностики и осмотра электрооборудования и электроустановок подстанций 321

Джежелий И.Н. Применение роботизированных устройств в энергетике 324

Еремин А.О., Зайнуллин В.Р., Симонова М.Н., Хакимзянов Э.Ф. Применение языка программирования Python в программном комплексе PSS®SINCAL..... 327

Загретдинов А.Р., Гильманова А.А. Метод виброакустического контроля герметичности затвора трубопроводной арматуры 331

Зиангиров А.Ф., Зинуров В.Э. Влияние технологических параметров на улавливание мелкодисперсных частиц в прямоугольном сепараторе 334

Зинуров В.Э., Галимова А.Р. Классификация сыпучего материала в аппарате с соосно расположенными трубами 337

Ибрагим А.Х. Моделирование процессов кодирования информации в биоморфном нейропроцессоре..... 340

Ирихов А.С., Варганова А.В. Оценка основных показателей надежности внешнего электроснабжения закрытых распределительных устройств 6–10 кВ понизительных подстанций..... 343

Кочковская С.С. Перспективы развития солнечных электрических станций в восточном Оренбуржье..... 346

Лесюкова В.В. Углеродная нейтральность: морской транспорт 349

Мазнева О.В, Воробьёва В.В., Гордеева А.Р. Оценка состояния распределенной генерации в России..... 352

Мухлина Е.С., Логачева А.Г. Будущее цифровых двойников в энергетике 354

Нгуен Ван Ву, Садыков М.Ф. Методика определения механических нагрузок на воздушной линии электропередачи на основе модели физического маятника 357

Рашитова Р.А., Тухбатуллина Д.И., Сафиуллин Б.И. Диспетчеризация управления систем энергоснабжения при помощи программы «ОИК диспетчер НТ»..... 360

Сабиров Р.Р. Перспективы использования беспилотных летательных аппаратов для мониторинга линий электропередачи. 362

Сайфуллин Д.Ф. Организация информационного обмена между АО «СО ЕЭС» и субъектами электроэнергетики в соответствии со стандартами CIM. 365

Сахибгареев Н.Ф., Файзрахманов И.Д. Использование гофрированных пластин в отстойниках для интенсификации деэмульсации водонефтяной эмульсии 375

Себегатов К.З. Программно-технический комплекс энергоэффективного управления распределительными сетями 378

Селезнева Е.А. Анализ системы беспроводной передачи электроэнергии на дальние расстояния. 381

Тухбатуллина Д.И., Рашитова Р.А., Сафиуллин Б.И. Современные технологии автоматизации систем диспетчерского и технологического управления 384

Филиппченкова Н.С. Перспективы развития распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в рамках концепции «Интернет энергии» 387

Юдин Е.А., Козлов В.К. Адаптация технологии PLC для работы с МУРЗ тупиковых линий 390

Научное издание

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

21–22 октября 2020 г.

Материалы XV Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции

Компьютерная верстка Р.С. Зариповой
Дизайн обложки Ю.Ф. Мухаметшиной

Подписано в печать 05.11.2020.
Формат 60×84/16. Гарнитура «Times New Roman».
Усл. печ. л. 23,42. Уч.-изд. л. 17,67. Тираж 150 экз. Заказ № 5211.

Центр публикационной активности КГЭУ
420066, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51