МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

ИРКУТСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА СО РАН

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием

(г. Иркутск, 22–25 апреля 2025 г.)

Том 2

ИЗДАТЕЛЬСТВО
Иркутского национального исследовательского технического университета
2025

УДК 621

Рекомендовано к изданию редакционно-издательским советом ИРНИТУ

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири : материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (г. Иркутск, 22–25 апреля 2025 г.) : в 2 т. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2025. – Т. 2. – 319 с.

В материалах конференции нашли отражение задачи и результаты работ, выполняемых в проектных организациях, научно-исследовательских институтах и на энергетических предприятиях. Большое внимание уделено вопросам сжигания и переработки топлива, возможностям повышения эффективности работы котлов, экологическим проблемам, тренажерам на базе ЭВМ. Рассматриваются вопросы надежности энергоснабжения, тепло- и массообменные процессы, темы анализа режимов электроэнергетических систем, разработки математических и программно-вычислительных комплексов для решения задач оперативно-диспетчерского управления, проблемы энерго- и ресурсосбережения в энергетическом, промышленном и жилищно-коммунальном комплексах. Охвачен широкий круг вопросов по исследованию и проектированию автоматизированного электропривода, систем управления технологическими процессами в различных областях промышленности, электрических измерений неэлектрических величин, оценки надежности функционирования объектов.

Предназначены для специалистов, занимающихся проблемами производства и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. Могут быть полезными для инженерно-технических работников и студентов энергетических специальностей.

Редакционная коллегия:

Е.В. Самаркина – канд. техн. наук, доцент, ответственный редактор, директор института энергетики ИРНИТУ;

Н.П. Коновалов – д-р техн. наук, ИРНИТУ;

В.Е. Павлов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Т.В. Коваль − канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Н.Е. Буйнов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

Д.С. Федосов – канд. техн. наук, ИРНИТУ;

В.А. Шакиров − канд. техн. наук, ИРНИТУ;

О.В. Арсентьев − канд. техн. наук, ИРНИТУ

Материалы публикуются в авторской редакции
и отображают персональную позицию участников конференции.
Авторы опубликованных статей и тезисов несут ответственность
за подбор и точность приведенных фактов, цитат,
экономико-статистических данных и прочих сведений.

ISBN 978-5-8038-2020-8
ISBN 978-5-8038-0837-4

© ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», 2025

СЕССИЯ ПЛЕНАРНЫХ ДОКЛАДОВ

УДК 621.321

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В КАТЕГОРИИ «НАСЕЛЕНИЕ И ПРИРАВНЕННЫЕ К НЕМУ ГРУППЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ» В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Корнилов В.Н.
Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ
Иркутский национальный исследовательский технический университет
nndis@inbox.ru

Прогнозирование электропотребления играет ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности регионов и оптимизации производственных процессов в электроэнергетике. Иркутская область, обладая развитым промышленным комплексом и значительным населением, испытывает повышенную нагрузку на энергетические ресурсы. Учет динамики электропотребления среди населения позволяет своевременно планировать развитие, повышать эффективность энергосистем и предотвращать возможные дефициты электроэнергии.

Рост энергопотребления населением в последние годы (см. табл. 1) обусловлен совокупностью нескольких факторов, включая как увеличение активности в сфере майнинга криптовалют, так и значительный рост объемов индивидуального жилищного строительства (ИЖС). С одной стороны, развитие технологий и повышение интереса к цифровым активам привели к расширению масштабов майнинга, который требует значительных объемов электроэнергии для поддержания вычислительных мощностей. С другой стороны, расширение частного сектора жилья и улучшение жилищных условий стимулируют увеличение энергозатрат на обеспечение комфортных условий проживания, включая отопление, освещение и использование бытовой техники. Эти два фактора в совокупности создают дополнительную нагрузку на региональные энергосистемы, что подчеркивает важность точного прогнозирования и управления энергопотреблением.

Таблица 1

Электропотребление в категории «Население и приравненные к нему группы потребителей» в Иркутской области

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Электропотребление «Население и приравненные к нему группы потребителей», млн.кВт·ч	7 044	7 247	8 526	9 580	9 525	10 208

Согласно постановления Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2024 г. N 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных

субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» [1] и внесенных изменений постановлением Правительства Российской Федерации от 07 апреля 2025 г. N 439 [2] установлен запрет на осуществление майнинга криптовалют на юге Иркутской области до 15 марта 2031 года.

Таким образом, при условии разработки и реализации соответствующих мероприятий по осуществлению и соблюдению запрета майнинга, рост потребления в категории «Население» на юге Иркутской области за счёт увеличения количества работающего оборудования для майнинга в ближайшие годы прогнозировать не требуется.

Однако, учитывая имеющиеся планы по ежегодному вводу жилья согласно Национальному проекту «Инфраструктура для жизни» на 2025-2030 годы, подразумевающие ежегодный объем жилищного строительства на уровне 1,6-2,46 млн.кв.м. (см. табл. 2), наблюдающееся снижение объемов ввода жилья строительными организациями и увеличивающиеся объемы строительства ИЖС, рассматривается вопрос разработки подходов к детальному планированию связанного с этими факторами увеличения объемов электропотребления. Индивидуальными застройщиками Иркутской области в 2024 году введено 1 200 тыс. кв. м жилья. В многоквартирных домах построено 405,2 тыс. кв. м. Лидерами по вводу жилья на территории Иркутской области в 2024 году стали Иркутский район (760 тыс. кв. м), Иркутск (374,9 тыс. кв. м) и Шелеховский район (79,3 тыс. кв. м).

Таблица 2

Плановые показатели по вводу жилья согласно Национальному проекту «Инфраструктура для жизни» на 2025-2030 годы в Иркутской области

Год	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Объем жилищного строительства, млн.кв.м.	1,52	1,6	1,84	2,15	2,35	2,46

При строительстве ИЖС в Иркутской области преимущественно проектируется электроотопление. При этом, объем потребления электроэнергии домохозяйством ИЖС значительно отличается в отопительный и в летний периоды.

Действующими «Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [3] не предусматриваются индивидуальные подходы к определению прогнозных объемов потребления населением с учётом разделения на МКД и ИЖС.

Рассмотрим два разных подхода к определению прогнозных объемов потребления населением в отопительный и летний периоды, а также использование в качестве исходной информации для разработки прогнозов электропотребления плановых объемов ввода ИЖС в регионе.

Поскольку общепринятый укрупненный удельный расход мощности для электроотопления ИЖС в Иркутской области в наиболее холодный месяц принимается равным Р*ижс.отоп.* = 10 кВт на 100 кв.м. площади индивидуального жилого дома, для дальнейших исследований желательно провести инженерные расчеты согласно действующих СНИПов, для проверки корректности указанного укрупненного удельного показателя. При подтверждении дополнительными инженерными расчётами укрупненного удельного расхода мощности на электроотопление ИЖС, определение плановых объемов потребления энергии и мощности предлагается выполнять исходя из укрупненного удельного расхода мощности и плановых объемов строительства ИЖС.

Для объемов электропотребления домохозяйств ИЖС в летние месяцы необходимо проведение дополнительного исследования. Базовую величину электропотребления домохозяйств ИЖС в первом приближении можно приравнять к объемам электропотребления семей, проживающих в МКД для приготовления пищи, освещения и использования других бытовых приборов, повышающих комфортность жизнедеятельности. При этом, в условиях отсутствия увеличения численности населения в Иркутской области (см. табл. 3) увеличение потребления на описанные выше нужды в связи с имеющимся трендом на переезд домохозяйств из МКД в ИЖС, можно принять неизменным, поскольку количество проживающих в регионе не увеличивается.

Таблица 3

Численность населения Иркутской области

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Численность населения (человек)	2 390 827	2 375 021	2 356 646	2 334 873	2 313 343	2 291 880

В качестве дополнительных первичных вводных, обуславливающих увеличение электропотребления, можно принять, что в летние месяцы электроэнергия домохозяйств, проживающих в ИЖС используется не только для перечисленных выше нужд, но и в значительной доле объем электропотребления увеличивается по сравнению с проживанием в МКД за счёт обеспечения нужд горячего водоснабжения (далее – ГВС ИЖС) индивидуальным нагревательным оборудованием.

На основании вышеизложенного можно при перспективном планировании учитывать рост электропотребления в категории «Население», в том числе за счет ГВС ИЖС, исходя из следующих допущений:

1. Величину мощности нагревательного оборудования для нужд ГВС ИЖС укрупненно принять равной Р*ижс.гвс* = 4 кВт на одно домохозяйство ИЖС, или, при отсутствии данных о количестве индивидуальных жилых домов, использовать удельную величину Р*ижс.гвс* = 4 кВт на 100 кв.м. ИЖС;

2. Для прогнозирования объемов потребления электрической мощности за счет ГВС ИЖС учитывать величину мощности нагревательного оборудования в час совмещённого максимума энергосистемы с коэффициентом совмещения $k_{совм}$=0,7;

3. Для прогнозирования объемов потребления электрической энергии за счет ГВС ИЖС учитывать величину мощности нагревательного оборудования Р*ижс.гвс* за месяц с числом часов использования с Тччи=150.

В подтверждение возможности применения данных подходов планируется проведение соответствующих статистических расчетов и в случае соответствия фактических данных теоретическим выкладкам - разработка методических указаний.

Библиографический список

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2024 г. N 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» [Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202412240018.

2. Постановление Правительства Российской Федерации от 07 апреля 2025 г. N 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202504070035.

3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286 "Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195" [Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055.

Корнилов В.Н., начальник ОДПСР СЭРиБ Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ

УДК 621.311

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МИНИМИЗАЦИИ ЭТИХ ПРОБЛЕМ

Стенников В.А.[1], Головщиков В.О.[2], Осак А.Б.[3], Пеньковский А.В. [4], Самаркина Е.В.[5]

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Иркутский национальный исследовательский технический университет

vladgo@isem.irk.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в течение полутора лет выполнял Научно-исследовательскую работу (НИР) **«Энергетическая стратегия Иркутской области на период до 2036 года с целевым видением на перспективу до 2050 года» (далее Энергостратегия)**, которая была завершена в начале 2025 года. Эта НИР проводилась по заданию Министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области (ИО) и была одобрена на расширенном заседании специально созданной Рабочей группы под руководством Губернатора ИО.

Целью Энергостратегии является формирование приоритетных эффективных направлений развития топливно-энергетического комплекса (далее ТЭК) и входящих в него отраслевых систем (электро- и теплоэнергетики, угольной, нефте- и газодобывающей, нефтеперерабатывающей промышленности, нефтегазохимии, систем газоснабжения и газификации потребителей). Фактически они являются инфраструктурной основой, более общей Стратегии социально-экономического развития (ССЭР) Иркутской области до 2036 года, утвержденной в январе 2022 года. Следует отметить, что некоторые цели и задачи ССЭР ИО не были выполнены к 2024 году, например, газификация потребителей ИО в территориальном масштабе.

Результаты, полученные в рамках «Энергостратегии», ориентированы на их использование Государственными органами различного уровня (включая федеральный), энергоснабжающими, эксплуатационными и проектными организациями ТЭК при разработке, подготовке, принятии решений и реализаци стратегий и планов развития.

Проведенный в работе системный анализ позволил выявить наиболее острые проблемы в отраслях ТЭК ИО, которые существуют в настоящее время:

- большая доля физически и морально изношенных основных производственных фондов (ОПФ) во всех отраслях ТЭК области (50-70%);
- существенные потери электрической и тепловой энергии (в среднем более 10-15 %, а в распределительном электросетевом комплексе до 25%);
- преобладание в балансе котельно-печного топлива угля (около 70% в 2023 г.), что ведет к загрязнению окружающей среды;

- существенная зависимость обеспечения потребностей в электроэнергии от приточности водохранилищ ГЭС, которые составляют около 70% в структуре электрогенерирующих мощностей области;
- высокая зависимость энергообеспечения потребителей северных районов области от летнего завоза энергоресурсов и (или) «зимников»;
- использование в отдельных изолированных и труднодоступных населенных пунктах низкоэффективных и высокозатратных ДЭС и котельных, требующих больших бюджетных дотаций (сотни миллионов рублей);
- появившийся и усиливающийся дефицит электрической мощности в южных районах ИО (не менее 1-1,5 ГВт);
- ограничения пропускной способности электрических сетей, прежде всего низкого напряжения (35 киловольт и ниже), которые снижают возможности для подключения новых потребителей и увеличения подключенной мощности существующих. Это также приводит к нарастанию локального дефицита электрической мощности в южных районах ИО и, как следствие – к обострению взаимоотношений электросетевых организаций и Энергосбыта с потребителями электроэнергии в регионе;
- рост нерегулируемых цен на электроэнергию темпами, опережающими рост потребительских цен в ИО, что может привести к дальнейшему росту стоимости товаров и услуг.

Для устранения перечисленных проблем в «Энергостратегии» определены приоритетные направления развития ТЭК, разработана «Дорожная карта» (план действий) с конкретными мероприятиями, объемами работ, с оценкой необходимых инвестиций на их реализацию по всем объектам ТЭК ИО. Большая неопределенность и неполнота исходной информации обуславливают необходимость применения сценарного подхода и периодической актуализации планируемых мероприятий.

Наиболее острыми вопросами, которые требуют неотложного решения это нарастающей дефицит электрической мощности на юге области, дефицит тепловой мощности в правобережной части г. Иркутска и необходимость масштабной газификации, обеспечивающей рост экономики, повышение уровня комфорта населения и развитие социальной сферы [1,2].

Дефицит электрической мощности на юге ИО существенно обострился за последние три года и не позволяет подключить к электросетям в приемлемые сроки тысячи новых потребителей и увеличить нагрузку существующих потребителей.

Основными причинами нарастания дефицита электроэнергии (мощности) являются рост промышленной нагрузки (Тайшетский алюминиевый завод, Иркутский авиазавод, газоперерабатывающий завод ИНК, Ковыктинское ГКМ, Восточный полигон и др.), развинга криптовалюты. Функционируют как официально зарегистрированные крупные «майнинговые фермы» (заявляемые как центры обработки данных – ЦОД) мощностью десятки мегаватт (к называемый «белый» майнинг), так и «бытовой» (или «серый»)

майнинг, располагаемый в жилой и социальной сферах. Последний наиболее опасен по технической, пожарной и экологической безопасности и значительно перегружает низковольтные сети, приводя их к авариям. «Нелегально» используя электроэнергию для зарабатывания криптовалюты, мелкие и средние «майнеры», оплачивают её по льготным тарифам для населения.

Снижение напряженности по данному вопросу возможно только путем полного запрета такого майнинга или его отключения от энергосистемы в пиковые периоды нагрузок. Принятые в конце 2024 и начале 2025 года ряд постановлений Правительства РФ по регулированию майнинга были направлены на наведение порядка в деятельности «белого» майнинга, в частности перемещение крупных майнинговых ферм на север ИО, где пока ещё есть избыток электрической мощности, запрет деятельности в часы пиковых нагрузок и др., однако оно явно не решает существующие в этой сфере проблемы и затронуло, прежде всего, малоимущее население.

Появление дефицита мощности связано также с отставанием развития генерирующей мощности энергоисточников, а главное – электрических сетей.

В перспективе для решения этого вопроса необходимо расширение и модернизация существующих электростанция и строительство новых (до 4 ГВт 2036 г. +30% и 7 ГВт 2050 г.+50%). Большие масштабы реконструкции и развития требуются для усиления электрических сетей всех классов напряжения, но в первую очередь распределительных электросетей напряжением до 35 кВ (14 тыс. км – 25%).

Под предлогом борьбы с «серым» майнингом Правительство Российской Федерации (РФ) своим распоряжением установило в ноябре 2024 г. единые для РФ нормы потребления электроэнергии для индивидуального жилищного строительства (ИЖС): первый диапазон до 3900 кВт·ч, второй до 6000 кВт·ч и более, для каждого из которых устанавливался свой тариф. При этом не были учтены климатические особенности регионов РФ. Это решение затронуло, прежде всего, малоимущее население, которое не согласилось с данным постановлением. ИСЭМ СО РАН, по заданию Правительства ИО выполнил обосновывающие расчеты для трех типов домов (деревянные, кирпичные, бетонные), которые показали, что установленные нормы по величине в два-три раза меньше (для южных и северных районов области) фактического электропотребления в ИЖС [3]. На основе этих данных руководству области удалось добиться увеличения установленных норм в 1,8 раза. К сожалению, они пока носят временный характер. Кроме того, упомянутое постановление абсолютно не учитывает индивидуальные дома в садоводческих некоммерческих товариществах (СНТ), где также проживает значительная часть населения ИО. Необходима дальнейшая работа по формированию обоснованных тарифов, чтобы добиться принятия на федеральном уровне решения, не ущемляющего интересы граждан не

только Иркутской области, но и других регионов страны с аналогичными климатическими условиями. Для минимизации проблемы дефицита электрической мощности также предполагается выполнить анализ, так называемых «закрытых центров питания» (подстанций), поскольку даже предварительные оценки показывают, что на них имеются резервы, хотя формально на основании заключенных договоров на технологическое присоединение к электросетям они представляются как «перегруженные». Вместе с тем, фактическая нагрузка их нередко существенно меньше «договорной». Выявление таких «закрытых центров», могло бы позволить значительно увеличить число присоединений новых потребителей к электросетям и (или) увеличить мощность для ранее подключенных потребителей. Это позволило бы решить существующую проблему по удовлетворению многочисленных заявок на технологическое присоединение к сетям в приемлемые сроки.

Для устранения накопившихся вопросов, в Энергостратегии были подготовлены предложения по внесению изменений в нормативно-правовые акты по планированию развития энергетических систем, которые позволят избежать дефициты электроэнергии в будущем. Они позволят не только избежать ошибки в прогнозах электрических нагрузок, но и минимизировать текущий дефицит электрической мощности. Например: введение 4-й группы по надежности, активное внедрение ценозависимого спроса на электроэнергию, разработка и принятие программы по развитию распределительных сетей (по аналогии с СиПР для электросетей 110 кВ и выше и т.д.) [3]. Это значительно повысит устойчивость работы системы и обеспечит повышение ее надёжности.

Еще одной острой проблемой является дефицит тепловой мощности в г. Иркутске. Если в течение одного-двух лет не решить проблему этого дефицита, то придется останавливать жилищное и социальное строительство. Для устранения дефицита тепловой энергии и одновременно для снижения дефицита электрической мощности, в Иркутске необходимо сооружение ТЭЦ (а целесообразнее ГТУ-ТЭЦ). Как первый этап возможно сооружение котельной, которая в дальнейшем может быть преобразована в ТЭЦ. Без подачи природного газа в Иркутск сооружение этого источника невозможно, поскольку строительство угольного источника не может быть реализована из-за отсутствия железнодорожной магистрали для подвоза угля и вывоза золы. Более того, без подачи природного газа на территорию области невозможно выполнить федеральный проект «Чистый воздух», в который включен г. Иркутск и ещё 7 городов ИО. Как альтернативный вариант ликвидации дефицита тепла рассматривается возможность строительства двух водогрейных котлов на Ново-Иркутской ТЭЦ, но реализация этого плана также требует решения многих проблем.

В Энергостратегии показано, что многие назревшие проблемы энергетики (перевод на газ ТЭЦ и котельных, газификация населения и развитие газохимии и т.д.) можно было бы решить путем подачи природного газа в

Иркутскую область. Масштабная газификация и газоснабжение Иркутской области основывается на предполагаемом строительстве магистрального газопровода (МГП) «Сила-Сибири 2» и подачей по нему газа из Западной Сибири. Сооружение этого МГП связано с множеством неопределенностей по срокам и в целом по возможности его сооружения. Определенные надежды связываются с подачей природного газа с Ковыктинского НГМ в Саянск, Усолье-Сибирское-Ангарск- Иркутск [1,2], однако и здесь также полная неопределенность.

До 2030 г. Программа газификации региона утверждена и находится на уровне реализации. Она предполагает газификацию, только отдельных поселений ИО: газификацию Братска и Братского района, газоснабжение котельных Жигаловского, Казачинско-Ленского, Киренского районов. На базе газа Иркутской нефтяной компании (ИНК) будет газифицироваться Усть-Кут и Усть-Кутский район. Возможна газификация на базе других локальных месторождений.

В рамках «Энергостратегии» рассмотрен альтернативный вариант использования природного газа независимыми недропользователями ИО на базе локальных месторождений. Для активизации этого процесса предлагается создать консорциум независимых недропользователей.

Сложным вопросом, который необходимо будет решать, является появление крупных энергетических объектов в ИО согласно утвержденной Генеральной схемы размещения объектов энергетики в РФ до 2042 года. Первый объект – ЛЭП постоянного тока 500 кВ протяженностью около 1500 км должна пройти из Красноярского края, через ИО, Республику Бурятия, Забайкальский край и далее на восток. Данная ЛЭП должна объединить ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В Генеральной схеме не отражена информация о том, где в ИО будут размещены преобразовательные подстанции для связи с энергосистемой ИО. Поэтому, не отрицая необходимость этой ЛЭП постоянного тока, необходимо рассмотреть и вариант сооружения цепи ЛЭП 500 кВ от Ново-Зиминской подстанции до подстанции «Ключи».

Аналогичная проблема возникает с планируемой к строительству на территории ИО «Сибирской АЭС». Характеристика и место размещения АЭС также пока не определены в Генеральной схеме. Сроки сооружения данной АЭС 2041-2042 годы не согласованы с ростом нагрузок. Они не могут обеспечить покрытие существующего и прогнозируемого дефицита электрической мощности на юге ИО даже в среднесрочной перспективе (5-10 лет). Альтернативным решением могло быть сооружение Тулунской тепловой станции (на основе новейших технологий) вблизи Мугунского угольного месторождения.

Необходимо отметить, что топливно-энергетический комплекс ИО и его энергосистемы в целом работает достаточно надежно. Иркутская область является самодостаточной и полностью обеспечена топливно-энерге-

тическими ресурсами. Вместе с тем, некоторые возникающие проблемы, перечисленные выше, требуют оперативного решения уже в краткосрочной перспективе в течение года-двух.

Кроме этого, выявленные в результате SWOT-анализа некоторые проблемы ТЭК Иркутской области и предложенные пути и методы минимизации этих проблем, носящие организационно-правовой, экономический и технологический характер, будут не достаточными, если не будет необходимого кадрового потенциала, способного решить эти непростые задачи. Сложность и многогранность сценариев развития ТЭК Иркутской области требуют наличия высококлассных специалистов в сфере всех составляющих ТЭК, в частности, в электро- и теплоэнергетике. Дефицит квалифицированных специалистов в энергетике ставит под угрозу не только текущее функционирование отрасли, но и её перспективное развитие.

Для подготовки высококвалифицированных специалистов необходимо менять подходы в системе образования в целом. Важно активно развивать сотрудничество с энергетическими компаниями региона, а также с профильными научно-исследовательскими институтами, в частности ИСЭМ СО РАН. Слабая интеграция вузов с внешними партнерами приводит к тому, что выпускники часто недостаточно подготовлены к практической работе на производстве, либо дальнейшей деятельности в научной сфере.

Кадровый дефицит усугубляется институциональными проблемами системы образования. Отсутствуют единые стандарты подготовки специалистов для энергетической отрасли, что приводит к разрозненности требований к компетенциям выпускников со стороны различных предприятий и организаций.

Низкая привлекательность профессии энергетика среди молодёжи также является серьёзной проблемой. Только 25% школьников выбирают физику для сдачи ЕГЭ − базовый предмет для поступления на инженерные специальности в области энергетики.

Именно поэтому для решения изложенных проблем необходима системная модернизация всей образовательной системы с учётом современных вызовов и тенденций развития отрасли. Только так можно обеспечить устойчивое развитие энергетики Иркутской области в долгосрочной перспективе.

Библиографический список

1. Стенников В.А., Головщиков В.О., Осак А.Б. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России. Энергетическая политика. 2023. №6 (184). С. 20-36.
2. Стенников В.А., Головщиков В.О. Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях. Энергетическая политика. 2022. №12 (178). С. 56-71.

3. Стенников В.А., Головщиков В.О., Пеньковский А.В., Осак А.Б. Проблемы спроса на электроэнергию в Сибирском регионе и пути их решения (на примере Иркутской области). Энергетик. 2024. №5. С. 4-8.

---

[1] Стенников В.А., академик. РАН, д.т.н., профессор, Врио директора ИСЭМ СО РАН, профессор ИРНИТУ
[2] Головщиков В.О., к.т.н., ст.н.с. ИСЭМ СО РАН, заслуженный энергетик Иркутской области, доцент ИРНИТУ
[3] Осак А.Б. зав. сектором ИСЭМ СО РАН
[4] Пеньковский А. В., к.т.н., ст.н.с. ИСЭМ СО РАН
[5] Самаркина Е.В., к.т.н., доцент, директор Института энергетики ИРНИТУ
Экспертиза выполнена 31.03.2025 г.

ПРОИЗВОДСТВО, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.311

СПОСОБ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ПРИСОЕДИНЕНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ УЧАСТКА С ОДНОФАЗНЫМ ЗАМЫКАНИЕМ НА ЗЕМЛЮ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Абдувохидов А.А., Висящев А.А. Здота Д.А., Марков И.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
abduvohidovfbdurazzok28@gmail.com, dmitry.zdota@gmail.com,
lvisjashev@iesrk.ru, igor082000@yandex.ru

В последние годы наметилась устойчивая тенденция к увеличению числа аварийных отключений в электрических сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью и значительная часть отключений связана с возникновением режимов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) [1].

Режим ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью аварийным не является и автоматического отключения поврежденного участка не происходит.

Основная составляющая тока замыкания на землю – это емкостный ток, величина которого зависит от суммарной емкости сети. В сетях с большим количеством КЛ емкостные токи достигают десятков и сотен ампер. В таких условиях ОЗЗ приводят к возникновению перемежающейся дуги и развитию электромагнитных колебаний при каждом зажигании и погасании дуги. Колебания, при возникновении резонансных явлений и наложении их друг на друга, могут обусловить значительные перенапряжения, соизмеримые с уровнем изоляции сети. Это является причиной того, что в большом количестве случаев однофазные замыкания развиваются в междуфазные, которые затем приводят к многоместным пробоям изоляции, групповым повреждениям оборудования и снижению надежности электроснабжения.

Известные методы автоматического отключения присоединений с ОЗЗ обладают недостатками, основные из которых: низкая надежность в селективном определении нужного присоединения, ограничение области применения, дороговизна, сложность технической реализации [2-4]. Недостаток способа [2] состоит в том, что в ряде случаев невозможно выбрать уставку защиты из условия несрабатывания реле при внешнем ОЗЗ и условия срабатывания (чувствительности) на защищаемом присоединении. На практике это приводит к «загрублению» уставки и как следствие к ложным срабатываниям исправных защит. Способ [3] предполагает кратковременное увеличение тока КЗ, что может привести к повреждению оборудования электрической сети и потребителей. Способ, приведенный в [4] характеризуется сложной схемой первичной коммутации и трудностью отстройки от

естественных гармонических составляющих при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ,

В настоящей работе предлагается способ автоматического отключения присоединений и определения участка с однофазным замыканием на землю, основанный на анализе величин и фаз ток нулевой последовательности в режиме ОЗЗ в различных участках электрической сети. Известно, что на присоединении с ОЗЗ величина тока нулевой последовательности в любом месте между точкой ОЗЗ и источником определяется в основном емкостями фаз относительно земли всех линий, расположенных между местом измерения и источником. При этом по мере приближения к точке ОЗЗ модуль указанного тока будет возрастать, а при переходе через эту точку фаза тока изменяется примерно на 180 градусов. Указанное обстоятельство можно также использовать для локализации участка сети с ОЗЗ.

Способ реализуется следующим образом.

1. На каждом направлении из подключенных от одной секции шин центра питания устанавливаются комплекты из трех трансформаторов тока в начале головного участка и в конце линии (желательно самой длинной отпайки). ТТ могут быть установлены на большем количестве линий, что позволит более точно определить линию с повреждением.
2. Каждый пункт измерения (ПИ) оснащается устройством преобразования, сбора и передачи данных о величине и фазе 3Io.
3. Информация по п.2., а также сведения о факте срабатывания сигнализации о наличии «земли» на рассматриваемой секции шин передаются в устройство управления, которое формирует команду на отключение выключателя присоединения, на котором фаза 3Io в начале и конце отличается на 180 градусов.
4. При наличии дополнительных ПИ уточняется поврежденный участок.

С помощью программы расчета в фазных координатах на основе метода контурных токов, разработанной на кафедре ЭССиС ИРНИТУ [5], были проведены расчеты режима ОЗЗ на участке электрической сети 6 кВ одной из электросетевых компаний, состоящего из секции шин 6 кВ центра питания ПС «Городская» с пятью отходящими присоединениями. Однолинейная электрическая схема участка сети 10 кВ представлена на рис.1. Здесь показано только направление 10 кВ ПС Городская, Яч.106, РП-83, на котором моделируется ОЗЗ. Остальные направления в целях экономии места не показаны, т.к. распределение токов нулевой последовательности по ним не представляет интерес и при расчетах моделируются эквивалентными параметрами.

Все элементы представлены в фазных координатах, для кабельных линий использована математическая модель, описанная в [1].

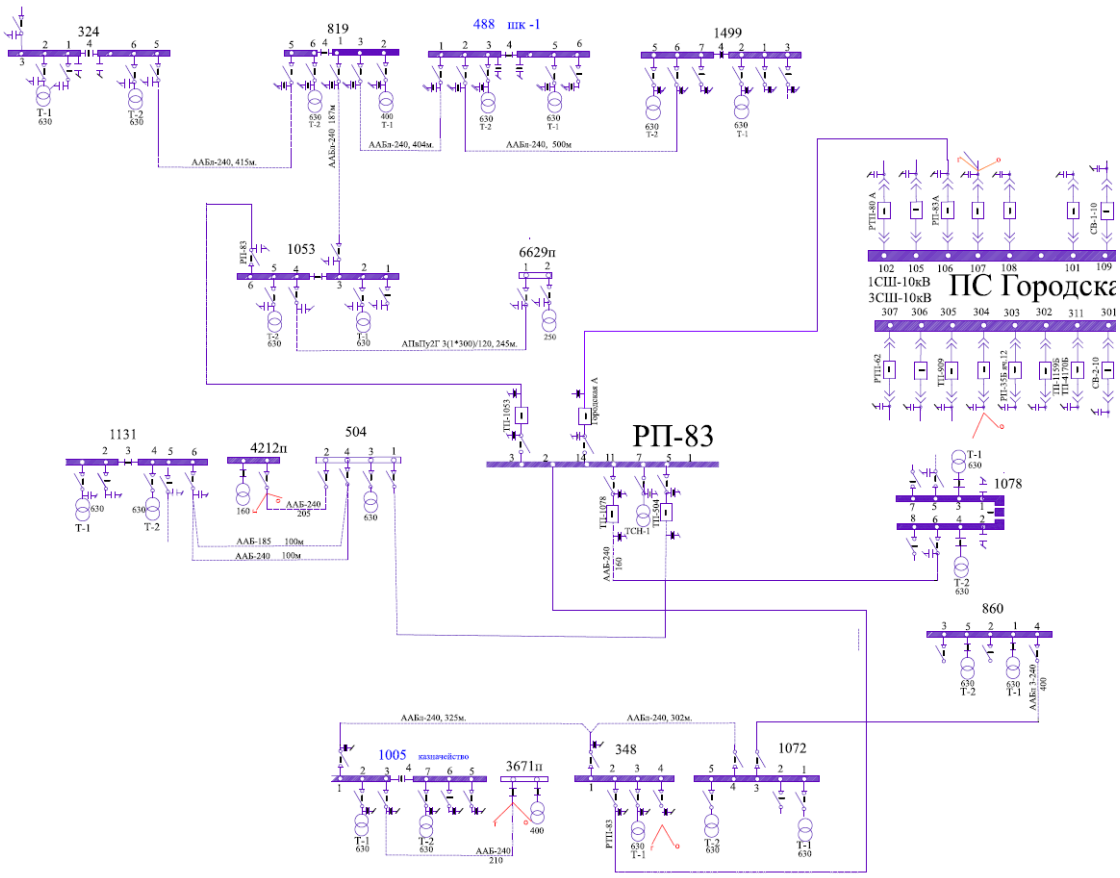


Рисунок 1 – Однолинейная электрическая схема участка сети 10 кВ

ОЗЗ моделируется на КЛ-10 кВ «РП-83 – ТП-1053». Результаты расчетов представлены в таблице 1. Здесь показаны значения токов в фазах и токи нулевой последовательности в начале каждого участка.

Таблица 1

Результаты расчета параметров режима

Участок	IA, A	IB, A	IC, A	3I0, A	фаза 3I0, град
ПС Городская, Яч.101	38,2	32,3	38,4	12,1	-1,1
ПС Городская, Яч.108	139,8	117,7	140,0	45,0	-1,1
ПС Городская, Яч.107	113,1	95,4	113,3	36,0	-1,1
ПС Городская, Яч.102	158,4	133,1	158,7	51,4	-1,1
ПС Городская, Яч.106-РП-83	265,3	244,1	278,3	144,5	178,9
РП-83 – ТП-1053 (ОЗЗ)	**99,5**	**136,2**	**101,7**	**150,4**	**178,9**
ТП-1053 – ТП-819	79,0	80,2	80,0	2,6	-2,1
ТП-819 – ТП-488	33,3	34,0	33,9	1,6	-1,9
ТП-488 – ТП-1499	16,5	16,9	16,9	0,9	-1,8

В таблице 1 для иллюстрации предлагаемого способа показано распределение токов нулевой последовательности, их фазовый угол и закономерности изменения модуля тока между источником и точкой ОЗЗ. Значение тока 3Io в КЛ «РП-83 – ТП-1053» с замыканием на землю максимально, а на смежном участке КЛ-10 кВ «ТП-1053 – ТП-819» резко уменьшается и меняет знак на противоположный.

Заключение. Предложен способ автоматического отключения присоединений и определения участка с однофазным замыканием на землю, основанный на анализе величин и фаз ток нулевой последовательности в режиме ОЗЗ Выполнены расчеты режима ОЗЗ в фазных координатах, подтвердившие правомерность алгоритма, реализуемого в указанном способе.

Библиографический список

1. Здота Д.А., Абдувохидов А.А., Висящев А.А. Параметры КЛ в фазных координатах для исследования установившихся и переходных режимов в распределительных электрических сетях // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 22–26 апреля 2024 года. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2024. – С. 140-145.
2. Авданин В.В., Никитин К.И., Способ определения поврежденного присоединения и места однофазного замыкания в сети с изолированной нейтралью. Пат №217469, регистрация 28.09.1999 г.
3. Тигунцев С.Г., Вишняков Н.А., Способ отключения поврежденного присоединения с однофазным замыканием на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью. Пат. № 2788519, регистрация 23.01.2023 г.
4. Якимова В.А., Сапунков М.Л., Способ определения поврежденной линии в компенсированной трехфазной сети. Пат № 2535298, регистрация 10.12.2014 г.
5. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие / Под ред. А.Н. Висящева. Иркутск: Изд во ИрГТУ, – 2012. – 270 с.

Здота Д.А., Абдувохидов А.А., Марков И.А., обучающиеся гр. ЭСм-23-1 ИРНИТУ; Висящев А.А., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

УПРОЩЕННЫЙ РАСЧЕТ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Акишин Л.А., Панкрашкин Д.П., Дементьев Р.Е., Жураев Ж.Б., Анненков Е.О.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

akishin45@bk.ru, dmitrijpan95684@mail.ru, dementiev.roman2013@yandex.ru, johajuraev7577@gmail.com, kejio@yandex.ru

При технико-экономическом сравнении конкурентных вариантов проектируемой электрической сети по конфигурации и напряжению требуется расчет приближенных потоков мощности для определения сечений проводов воздушных линий и для проверки вариантов по потерям напряжения. При этом известными величинами являются комплексы активных и реактивных мощностей нагрузок в узлах сети (в МВт и Мвар), а также, для каждого варианта сети задаются измеренные на карте местности длины линий (в км), представляющих конфигурацию (см. рис.1).

В расчетах текущих установившихся режимов электрических сетей (и электроэнергетических систем (ЭЭС) в целом) принято определять потоки мощности совместно с другими электрическими параметрами, в том числе, с рабочими напряжениями в узлах, потерями мощности и падением напряжения в элементах сети и пр. Громоздкие математические модели, методы и компьютерные программы, разработанные для расчетов текущих установившихся режимов ЭЭС [1,2], затруднительно использовать на первой стадии проектирования сети при сравнении конкурентных вариантов. Для данного случая целесообразно создать собственный упрощенный математический аппарат.

Расчет приближенных потоков произведем на основании линейных уравнений, эквивалентных известным уравнениям узловых напряжений [3]:

$$\boldsymbol{Y}_{\text{у}} \cdot \boldsymbol{U}_{\Delta\text{у}} = \boldsymbol{I}_{\text{у}}, \qquad (1)$$

где $\boldsymbol{Y}_{\text{у}} = [y_{ij}]$, i=1,…, n; j=1,…, n – квадратная матрица проводимостей узлов; $\boldsymbol{U}_{\Delta\text{у}} = [U_{\Delta i}]$ – вектор падений напряжений в узлах ($U_{\Delta i} = U_{\text{б}} - U_i$); $\boldsymbol{I}_{\text{у}} = [I_i]$ – вектор заданных токов в узлах; $U_{\text{б}}$ – заданное напряжение в базисном узле.

При проектировании в узлах сети обычно задают не токи $\mathbf{I}_{\text{у}}$, а мощности $\mathbf{S}_{\text{у}}$, поэтому систему узловых уравнений (1) заменим на следующую

$$\boldsymbol{Y}_{\text{у}} \cdot \boldsymbol{\Lambda}_{\text{у}} = \boldsymbol{S}_{\text{у}}, \qquad (2)$$

где $\boldsymbol{S}_{\text{у}} = [S_i]$ – вектор заданных мощностей в узлах ($S_i = I_i \cdot U_{\text{ном}}$); $\boldsymbol{\Lambda}_{\text{у}} = [\lambda_i]$ – вектор узловых потенциалов, i-й элемент которого

$$\lambda_i = U_{\Delta i} \cdot U_{\text{ном}} = (U_{\text{б}} - U_i) \cdot U_{\text{ном}} . \qquad (3)$$

Преобразование известной системы уравнений узловых напряжений (1) к желаемому виду (2) выполнено за счет умножения правой и левой частей уравнений (1) на $U_{ном}$. При этом узловые потенциалы λ_i, (i=1,…, n) согласно выражению (3) имеют размерность кВ^2.

Отметим следующее важное обстоятельство.

Структурно матрица $\mathbf{Y}_y$ в системах (1) и (2) составляется по одним и тем же известным правилам [1,2]. Но в системе (1) элементы матрицы y_{ij} определяются по комплексным сопротивлениям линий (то есть $y_{ij}= 1/z_{ij}$). А в системе (2) те же элементы матрицы y_{ij} определяются по длинам линий (то есть $y_{ij}= 1/l_{ij}$), так как расчет приближенных потоков выполняется до (и для) выбора сечения проводов линий.

Таким образом, предлагаемый упрощенный математический аппарат для расчета приближенного потокораспределения заключается в численном решении системы линейных узловых уравнений (2) (например, методом обратной матрицы) с последующим определением искомых приближенных потоков мощностей в линиях по выражению

$$S_{ij} = (\lambda_i - \lambda_j) \cdot y_{ij} \,, \qquad (4)$$

где $y_{ij} = 1/l_{ij}$ – проводимость линии между узлами i и j, представленная обратным значением длины этой линии.

Упрощенная математическая модель задачи потокораспределения (2)-(4) имеет два явных преимущества: 1) определяются только потоки мощности в линиях варианта сети при минимуме исходных данных (мощности нагрузки в узлах, длины линий, связность между узлами и линиями в варианте сети); 2) универсальность.

Универсальный способ расчета позволяет определять приближенные потоки мощности в сетях любой конфигурации как в разомкнутых, так и замкнутых сетях, что очень важно при создании специального блока потокораспределения с целью его применения для решения тех задач электроэнергетики, в которых не требуется, а иногда, невозможно получить точное потокораспределение. Ниже рассмотрен пример применения предложенного способа приближенного потокораспределения для выбора сечений проводов воздушных линий в конкурентных вариантах проектируемой сети, различных по конфигурации.

На рис.1 показаны результаты расчета приближенных потоков мощности с использованием модели (2)-(4) для трех различных вариантов схем (по конфигурации и напряжению) проектируемой электрической сети:

вариант 1 – разомкнутая электрическая сеть 110 кВ (рис.1а);

вариант 2 – кольцевая электрическая сеть 220 кВ (рис.1б);

вариант 3 – двухконтурная электрическая сеть 220 кВ (рис.1в).

Потоки мощности в линиях разомкнутой сети (см.рис.1а) можно легко определить, используя лишь уравнения 1-го закона Кирхгофа без применения универсального способа.

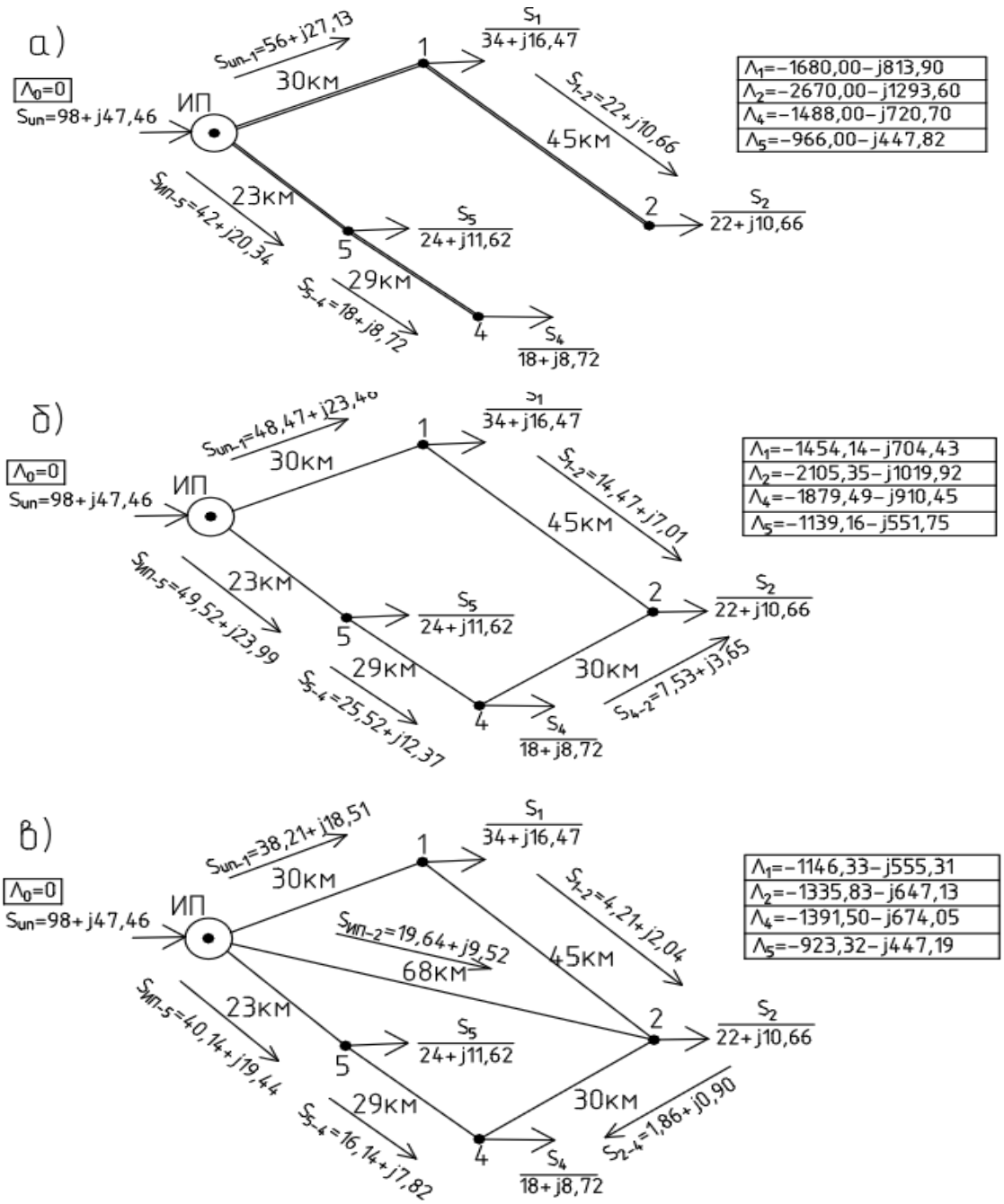


Рисунок 1 – Результаты расчета приближенных потоков мощности: а) разомкнутая электрическая сеть 110 кВ; б) кольцевая электрическая сеть 220 кВ; в) двухконтурная электрическая сеть 110 кВ

Потоки мощности в линиях кольцевой сети (см.рис. 1б) рассчитать уже сложнее, поскольку кроме уравнений 1-го закона Кирхгофа необходимо учесть уравнение 2-го закона Кирхгофа для единственного контура. В учебных источниках для данного случая дается методика расчета [1,2], согласно которой сначала определяются потоки мощности на головных линиях кольцевой сети по представленным в источниках формулам, выведенных из уравнений 1-го и 2-го законов Кирхгофа. Далее потоки мощности в остальных линиях кольцевой сети определяются по уравнениям 1-го закона

Кирхгофа. То есть, расчет приближенных потоков мощности в кольцевой сети также можно выполнить без использования универсального способа.

Но для расчета потоков мощности в линиях сложнозамкнутых электрических сетей, конфигурация которых содержит два (см.рис.1б) и более контуров, требуется применение универсальных методов расчета, независящих от конфигурации, то есть от количества контуров в сети. Таким универсальным методом и является метод узловых потенциалов, представленный в данной работе выражениями (2)-(4).

Блок расчета приближенного потокораспределения, реализующий предлагаемую модель (2)-(4), включен в компъютерную программу, разрабатываемую на кафедре ЭССиС, для оценки конкурентных вариантов проектируемой электрической сети. Применение данной программы позволит значительно расширить и углубить проработку технических и экономических вопросов при проектировании электрической сети за счет уменьшения трудоемкости однообразных расчетов и увеличения числа сравниваемых конкурентных вариантов.

Выводы:

1. Предложена математическая модель (2)-(4) для расчетов приближенных потоков мощности, используемых для определения сечений проводов линий в конкурентных вариантах проектируемой электрической сети, а также, для проверки вариантов сети по потерям напряжения.
2. Проведены расчеты на ПК с использованием разработанного программного блока приближенного потокораспределения, которые показали его эффективность.

Библиографический список

1. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие для вузов по направлению подгот. "Электроэнергетика" / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
2. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для электроэнерг. спец. / В. И. Идельчик. – М.: ООО «ИД Альянс», 2009. – 592 с.
3. Акишин Л.А., Идельчик В.И. Методика расчетов распределения потоков мощности и их влияние при выборе оптимальной сети. Применение математических методов и вычислительной техники в энергосистемах / Межвузовский сборник – Свердловск: УПИ им. С.М. Кирова, 1982. – С. 48-53.
4. Акишин Л.А. Расчеты распределения потоков активной мощности в задаче оптимизации схемы развития электрической сети. – В материалах НТК: Использование ЭВМ в управлении производством, 1974, С. 68-71.

Дементьев Р.Е., Жураев Ж.Б. обучающиеся, гр. ЭСм-23-1 ИРНИТУ; Панкрашкин Д.П., обучающийся, гр. ЭСб-22-1 ИРНИТУ; Анненков Е.О., учебный мастер ИРНИТУ; Акишин Л.А., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311.22

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ОБМЕН ДАННЫМИ МЕЖДУ ОБЪЕКТАМИ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ НА МАЛЫХ ГЭС

Балобанов Р.Н., Атласов Д.П.
Казанский государственный энергетический университет
rassel_ipek@mail.ru

Малые гидроэлектростанции (ГЭС) являются важным элементом энергетической инфраструктуры, особенно в удаленных и труднодоступных регионах. Они обеспечивают экологически чистое производство энергии и способствуют снижению выбросов парниковых газов. Однако эффективность работы малых ГЭС во многом зависит от состояния их оборудования, включая генераторы, турбины и системы управления [1]. В условиях ограниченных ресурсов и сложности доступа к объектам особую актуальность приобретают технологии, позволяющие оптимизировать эксплуатацию и снижать затраты на техническое обслуживание [2].

Интернет вещей (IoT) представляет собой одну из таких технологий. IoT-системы позволяют интегрировать множество датчиков, установленных на оборудовании, в единую сеть для сбора, передачи и анализа данных в режиме реального времени [3]. В докладе рассматриваются возможности применения IoT-систем для мониторинга малых ГЭС, их преимущества и перспективы развития.

Основные принципы работы IoT-систем.

1.Датчики и сенсоры. На оборудовании малых ГЭС устанавливаются датчики, которые измеряют ключевые параметры, такие как вибрация, температура, давление, влажность, электрические характеристики (напряжение, ток, мощность) и состояние изоляции [4].

2. Передача данных. Собранные данные передаются через беспроводные или проводные сети (например, Wi-Fi, LoRaWAN, Zigbee) на центральный сервер или облачную платформу.

3. Анализ данных. С помощью алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта (ИИ) данные анализируются для выявления аномалий, прогнозирования износа оборудования и планирования профилактического обслуживания [5].

4. Визуализация и уведомления: Результаты анализа отображаются на панелях мониторинга, доступных операторам станции. В случае обнаружения критических отклонений система отправляет уведомления для принятия оперативных мер.

Применение IoT-систем для малых ГЭС.

1. Мониторинг состояния оборудования. IoT-системы позволяют непрерывно отслеживать состояние генераторов, турбин и других компонентов оборудования. Это помогает своевременно выявлять неисправности и предотвращать аварии.

2. Прогнозирование неисправностей. Использование алгоритмов машинного обучения позволяет прогнозировать износ оборудования и планировать техническое обслуживание. Это снижает затраты на ремонт и увеличивает срок службы оборудования.

3. Оптимизация технического обслуживания. IoT-системы позволяют перейти от планового к прогнозному техническому обслуживанию, что повышает эффективность использования ресурсов.

4. Удаленный мониторинг. Операторы могут контролировать состояние оборудования из любой точки мира, что особенно важно для малых ГЭС, расположенных в труднодоступных регионах. Основные принципы создания цифровых двойников

Перспективы развития.

1. Интеграция с искусственным интеллектом: IoT-системы могут быть интегрированы с алгоритмами искусственного интеллекта для повышения точности прогнозов и автоматизации процессов управления.

2. Цифровые двойники: IoT-системы могут быть использованы для создания цифровых двойников, которые позволяют моделировать работу оборудования в различных условиях.

3. Расширение функциональности: в будущем IoT-системы могут быть использованы не только для мониторинга, но и для управления всей энергосистемой, включая распределение энергии и интеграцию с возобновляемыми источниками.

4. Снижение стоимости внедрения: с развитием технологий стоимость создания и внедрения IoT-систем будет снижаться, что сделает их доступными для большего числа малых ГЭС.

Применение систем мониторинга на основе Интернета вещей (IoT) на малых гидроэлектростанциях (ГЭС) открывает новые возможности для повышения эффективности, надежности и устойчивости их работы. Эти системы позволяют собирать, анализировать и использовать данные в режиме реального времени, что значительно улучшает процессы эксплуатации и технического обслуживания оборудования.

Одним из ключевых преимуществ IoT-систем является их способность обеспечивать непрерывный мониторинг состояния гидрогенераторов, турбин и других компонентов оборудования.

Кроме того, IoT-системы позволяют перейти от традиционного планового обслуживания к прогнозному. Используя алгоритмы машинного обучения и искусственного интеллекта, можно прогнозировать износ оборудования и планировать техническое обслуживание только тогда, когда это действительно необходимо. Это не только снижает затраты на ремонт и замену компонентов, но и увеличивает срок службы оборудования.

Важным аспектом является также удаленный мониторинг, который особенно актуален для малых ГЭС, расположенных в труднодоступных ре-

гионах. Операторы могут контролировать состояние оборудования из любой точки мира, что снижает необходимость постоянного присутствия персонала на объекте и уменьшает эксплуатационные расходы.

Интеграция IoT-систем с другими технологиями, такими как искусственный интеллект и цифровые двойники, открывает новые горизонты для автоматизации и оптимизации работы малых ГЭС. Например, цифровые двойники позволяют моделировать работу оборудования в различных условиях, что помогает прогнозировать его поведение и предотвращать аварии.

В будущем IoT-системы могут быть использованы не только для мониторинга и управления оборудованием, но и для интеграции малых ГЭС в единую энергосистему. Это позволит более эффективно распределять энергию между потребителями и интегрировать малые ГЭС с другими возобновляемыми источниками энергии, такими как солнечные и ветровые электростанции.

Таким образом, применение систем мониторинга на основе IoT на малых ГЭС является важным шагом на пути к созданию более устойчивой, надежной и интеллектуальной энергетической инфраструктуры. Эти технологии не только повышают эффективность работы оборудования, но и способствуют снижению эксплуатационных затрат, что делает малые ГЭС более конкурентоспособными и привлекательными для инвестиций.

Библиографический список

1. Городнова Н. В. Индустриальный интернет вещей в России: сущность и перспективы //Вопросы инновационной экономики. – 2022. – Т. 12. – № 3. – С. 1503-1522.
2. Баранов А. Е. Цели и перспективы развития «интернета вещей» в электроэнергетике России //Современные тенденции в развитии экономики энергетики. – 2022. – С. 95-95.
3. Фролов А. В., Жматов Д. В. Использование технологии интернета вещей в электроэнергетике //Фундаментальные, поисковые, прикладные исследования и инновационные проекты. – 2022. – С. 546-550.
4. Циркин В.С., Циркина Е.А. Особенности применения технологии интернета вещей в электроэнергетике // Инновации технических решений в машиностроении и транспорте: Сборник статей VII Всероссийской научно-технической конференции для молодых ученых и студентов с международным участием, Пенза, 16-17 марта 2021 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2021. – С. 240-244.
5. Виллиев Н. и др. Использование искусственного интеллекта в энергетике //Символ науки. – 2025. – №. 1-1-2. – С. 45-46.

Балобанов Р.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Атласов Д.П., обучающийся гр. ИЭСм-1-24 КГЭУ

УДК 621.311.22

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ МАЛЫМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Балобанов Р.Н., Зацаринная Ю.Н., Атласов Д.П.
Казанский государственный энергетический университет
rassel_ipek@mail.ru, zac_jul@mail.ru

Малые гидроэлектростанции (ГЭС) являются важным элементом энергетической инфраструктуры, особенно в удаленных и труднодоступных регионах. Они обеспечивают экологически чистое производство энергии и способствуют снижению выбросов парниковых газов [1]. Однако эффективность работы малых ГЭС во многом зависит от состояния их оборудования, включая генераторы, турбины и системы управления. В условиях ограниченных ресурсов и сложности доступа к объектам особую актуальность приобретают технологии, позволяющие оптимизировать эксплуатацию и снижать затраты на техническое обслуживание [2].

Цифровые двойники – это виртуальные копии физического оборудования, которые создаются на основе данных, полученных от датчиков, и математических моделей. Они позволяют моделировать работу оборудования в различных условиях, прогнозировать его поведение и оптимизировать процессы эксплуатации. В докладе рассматриваются возможности применения цифровых двойников для малых ГЭС, их преимущества и перспективы развития [3].

Основные принципы создания цифровых двойников [4].

1. Сбор данных: для создания цифрового двойника необходимы данные от датчиков, установленных на оборудовании, а также паспортные данные о его работе. Это включает параметры, такие как вибрация, температура, давление, электрические характеристики (напряжение, ток, мощность) и состояние изоляции.

2. Моделирование: на основе собранных данных создается цифровая модель, которая учитывает физические, электрические и механические характеристики оборудования. Модель может быть, как статической, так и динамической, в зависимости от задач.

3. Интеграция с реальным оборудованием: цифровой двойник постоянно обновляется в режиме реального времени, синхронизируясь с данными от датчиков. Это позволяет точно отражать текущее состояние оборудования.

4. Анализ и прогнозирование: с помощью алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта цифровой двойник анализирует текущее состояние оборудования и прогнозирует его поведение в будущем.

Применение цифровых двойников для малых ГЭС.

1. Оптимизация режимов работы: цифровые двойники позволяют тестировать различные сценарии эксплуатации, что помогает выбрать наиболее эффективные режимы работы генераторов и турбин. Например, можно моделировать работу оборудования при различных уровнях воды в водохранилище и спросе на электроэнергию.

2. Прогнозирование износа оборудования: цифровые двойники помогают предсказать, когда и какие компоненты оборудования потребуют замены или ремонта. Это позволяет перейти от планового к прогнозному техническому обслуживанию, что снижает затраты и повышает надежность.

3. Предотвращение аварий: моделирование аварийных ситуаций помогает разработать меры по их предотвращению. Например, можно проанализировать, как оборудование поведет себя при перегрузках или изменении внешних условий.

4. Обучение персонала: цифровые двойники могут использоваться для обучения операторов и инженеров, моделируя различные рабочие и аварийные ситуации.

Примеры практического применения. На малых ГЭС в Германии цифровые двойники используются для оптимизации нагрузки на генераторы в зависимости от уровня воды в водохранилище и спроса на электроэнергию. Это позволило повысить эффективность работы станций на 15% [5].

В США цифровые двойники интегрированы с системами управления для автоматической корректировки режимов работы оборудования в реальном времени.

В Скандинавии цифровые двойники применяются для прогнозирования износа оборудования, что позволило снизить количество внеплановых остановок на 25%.

Перспективы развития.

1. Интеграция с IoT и ИИ. Цифровые двойники могут быть интегрированы с системами мониторинга на основе IoT и алгоритмами искусственного интеллекта. Это позволит повысить точность прогнозов и автоматизировать процессы управления.

2. Расширение функциональности. В будущем цифровые двойники могут быть использованы не только для диагностики и мониторинга, но и для управления всей энергосистемой, включая распределение энергии и интеграцию с возобновляемыми источниками.

3. Снижение стоимости внедрения. С развитием технологий стоимость создания и внедрения цифровых двойников будет снижаться, что сделает их доступными для большего числа малых ГЭС.

Цифровые двойники представляют собой мощный инструмент для повышения эффективности, надежности и устойчивости работы малых гидроэлектростанций (ГЭС). Их внедрение позволяет не только оптимизировать текущие процессы эксплуатации, но и прогнозировать будущие состояния

оборудования, что особенно важно для объектов, расположенных в удаленных и труднодоступных регионах.

Одним из ключевых преимуществ цифровых двойников является их способность моделировать различные сценарии работы оборудования, что помогает операторам выбирать оптимальные режимы эксплуатации. Например, моделирование работы генераторов и турбин в зависимости от уровня воды в водохранилище и спроса на электроэнергию позволяет максимизировать выработку энергии при минимальных затратах. Это особенно актуально для малых ГЭС, которые часто работают в условиях нестабильных нагрузок и изменяющихся внешних факторов [6].

Прогнозирование износа оборудования на основе данных, полученных от цифровых двойников, открывает новые возможности для перехода от планового к прогнозному техническому обслуживанию. Это не только снижает затраты на ремонт и замену оборудования, но и минимизирует риск внеплановых остановок, что критически важно для обеспечения бесперебойного энергоснабжения.

Кроме того, цифровые двойники играют важную роль в предотвращении аварий. Моделирование аварийных ситуаций и анализ поведения оборудования в экстремальных условиях позволяют разработать эффективные меры по снижению рисков. Это особенно важно для малых ГЭС, где последствия аварий могут быть особенно серьезными из-за ограниченных ресурсов для их устранения.

Интеграция цифровых двойников с системами мониторинга на основе Интернета вещей (IoT) и искусственного интеллекта (ИИ) открывает новые горизонты для автоматизации и повышения точности диагностики. Такие системы позволяют собирать и анализировать данные в режиме реального времени, что делает процесс управления оборудованием более гибким и адаптивным.

В будущем цифровые двойники могут быть использованы не только для диагностики и мониторинга, но и для управления всей энергосистемой, включая распределение энергии и интеграцию с возобновляемыми источниками. Это особенно важно в контексте глобального перехода к устойчивой энергетике, где малые ГЭС играют важную роль.

С развитием технологий стоимость создания и внедрения цифровых двойников будет снижаться, что сделает их доступными для большего числа малых ГЭС. Это позволит повысить конкурентоспособность таких станций и способствовать их более широкому распространению в энергетической инфраструктуре.

Таким образом, цифровые двойники представляют собой не просто технологическую инновацию, а стратегический инструмент для повышения эффективности, надежности и устойчивости малых ГЭС. Их внедрение способствует переходу к более интеллектуальной и адаптивной энергетической

системе, что является важным шагом на пути к устойчивому развитию и энергетической независимости.

Цифровые двойники представляют собой инновационную технологию, которая активно внедряется в энергетическую отрасль для повышения эффективности и надежности работы оборудования. На практике множество примеров применения цифровых двойников для малых гидроэлектростанций (ГЭС), которые играют важную роль в обеспечении энергетической устойчивости, особенно в удаленных регионах, оптимизации режимов работы, прогнозирования износа оборудования и предотвращения аварий на электроэнергетических объектах.

Библиографический список

1. Папуловская Н.В., Изотов И.Н. Методика обучения с использованием цифрового двойника //Innovative Approaches in Computer Science within Higher Education – InnoCSE-2023. – Екатеринбург, 2024. – 2024. – С. 32-35.
2. Гвоздяный С.Е., Мясков А.В. Российский и зарубежный опыт использования цифровых двойников в энергетике //Экономика промышленности/ Russian Journal of Industrial Economics. – 2024. – Т. 17. – №. 4. – С. 378-387.
3. Зорченко Н.В., Тюпина Т.Г., Паршутин М.Е. Технологии, используемые General Electric при создании цифровых двойников для энергетики //Электрические станции. – 2024. – №. 3. – С. 46-52.
4. Массель Л.В., Массель А.Г. Семантическое моделирование при построении цифровых двойников энергетических объектов и систем //Онтология проектирования. – 2023. – Т. 13. – №. 1 (47). – С. 44-54.
5. Булатов Ю.Н., Короткова К.Е. Применение технологий цифровых двойников в энергетике //Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2021. – Т. 1. – С. 103-112.
6. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Гнатюк С.Л. Имитационное моделирование мультиэнергетических систем. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – 2022. – С. 74-80.

Зацаринная Ю.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Балобанов Р.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Атласов Д.П., обучающийся, гр. ИЭСм-1-24 КГЭУ

УДК 621.321

ПОГРЕШНОСТИ ВЫЧИСЛЕНИЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ СИГНАЛА

Бодиев Г.Б., Вавилкин С.П., Горовой В.О., Муссонов Г.П.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Вычисленные или измеренные значения тех или иных параметров, другими словами – сигналов, характеризующих некоторое свойство или составляющую передаваемой электрической энергии, всегда будут содержать определённую погрешность. Погрешность, как известно из ГОСТ [1], можно представить в абсолютной форме, то есть в единицах измерения сигнала, и/или в относительной форме, то есть в процентах.

Причин появления погрешности несколько и все они известны, например, в ГОСТ Р ИСО [2] приводится 17 типичных составляющих погрешности измерений.

Нас интересуют причины появления погрешности характерные для цифровой обработки сигналов (ЦОС). Вначале их перечислим, а потом детально рассмотрим причины, которые наиболее свойственны для ЦОС.

Первая причина – это исходная информация, которая очень редко является точной, независимо от того, были ли исходные величины измерены человеком или же получены от автоматического измерительного комплекса с применением аналогово-цифрового преобразователя (АЦП), как это имеет место в нашем случае, то есть при ЦОС.

Вторая причина – это округление результатов измерений, что требуется в случае необходимости представлять число с заданной разрядностью, то есть в виде требуемой конечной последовательности цифр для целой и дробной части результата. Процедуру округления осуществляет или человек, или измерительный комплекс при представлении результатов или при передаче промежуточных или окончательных данных.

Третья причина – это ошибки представления данных в вычислительной среде или в вычислительном устройстве. Сразу рассмотрим эту причину на одном примере. Двоичная система счисления, в которой работают все вычислительные устройства, число 1 / 10 = 0,1, то есть одну десятую, представляет в виде бесконечной дроби 0.0001100110011001100…. То есть так же, как, для примера, в нашей десятичной системе счисления отношение 1 / 3 представляется в виде бесконечной дроби 0,33333.... При представлении данных в экспоненциальном формате (синонимы: действительные числа или числа с плавающей запятой), то есть при записи 1 / 10 = 1,0 E-1, погрешности при вычислениях нет, и все вычисления являются точными. Как вычисляют АЦП и готовы программные комплексы для контроллеров – неведанно, с точки зрения быстродействия и стоимости двоичная система для них предпочтительней.

Четвёртая причина – это ошибки ограничения, которые возникают при ограничении бесконечного математического процесса, например, пределы суммирования и/или интегрирования от бесконечности или до бесконечности приходится заменять конечным числом вычислительных операций.

Наконец, пятая причина – случайная составляющая, которая всегда присутствует в электроэнергетической системе. Причины её возникновения и способ борьбы с ней рассмотрены ниже.

Ошибки в исходной информации (первая причина) возникают в результате неточности измерений, или случайных просмотров, или грубых просчётов, или из-за невозможности представить необходимую величину конечной дробью. Ошибки, которые содержатся в исходной информации, определяют точность результата вычислений независимо от того, каким методом и какой точностью эти вычисления проводятся.

Всякое измерение параметров передаваемой энергии, в нашем случае измерение напряжения и/или тока, и/или частоты, и/или угла сдвига фаз, и/или интервала времени и/или др., выполненное вручную или измерительной системой согласно [3] не может быть абсолютно точным. Если, например, указано, что измеренная в данный момент величина напряжения в работающей цепи составляет 220,694856379 вольт**,** то можно с уверенностью утверждать, что, по меньшей мере, несколько младших значащих цифр недостоверны. Это потому, что невозможно изменяющийся энергетический процесс, одним из параметров которого является напряжение, измерить с такой точностью. Такой результат может быть полученным в результате расчёта, и это будет мгновенным значением напряжения, а правильное его представление в этом случае – это таблица мгновенных значений за интересующее нас время.

Другой аналогичный пример, но наоборот. Экспериментальный результат измерения напряжения в цепи в процессе эксперимента равен ровно 220 вольт. В этом случае можно быть абсолютно уверенным в том, что эта величина приведена с ошибкой потому, что вероятность такого события равна или блика к нулю. Лишь случайно в какое-то мгновенье значение напряжения может быть в точности ровно 220 вольт**.** Правильный экспериментальный результат измерения в этом случае должен указывать некоторые границы, внутри которых этот результат должен находиться с указанной вероятностью, например, 220 ± 1 вольт с вероятностью 0,7, а то и ± 10 вольт с вероятностью 0,9. Это согласуется с требованиями ГОСТ [4], который предписывает диапазон ±10% от номинального значения.

Обычно полагается, что если для результата эксперимента не указаны его возможные границы, то результат имеет точность половины единицы младшего разряда. Поэтому, если написано, что ток в цепи равен 3.43 кА**,** то это следует понимать так, что значение тока не меньше 3.425 и не больше

3.435 кА**.** Однако для определённости, когда точность результата важна, тогда следует границы указать в явном виде, например, 3.43 ± 0.005 кА.

Методы цифровой обработка сигналов привносят свои особенности, которые тоже нужно учитывать, чтобы не потерять точность определения параметров процессов, протекающих в электроэнергетической системе. Например, ЦОС привносит погрешность квантования значений аналогово сигнала, погрешность синхронизации АЦП при коммутации входных аналоговых сигналов, погрешность при определении величины несовпадения точки дискретизации с начала периода сигнала и др.

Стоимость АЦП с хорошими параметрами обычно довольно велика, поэтому с целью уменьшения стоимости усложняют его конструкцию. А именно, для преобразования в цифровые коды сразу нескольких аналоговых сигналов стали использовать единственный преобразователь, но в совокупности с аналоговым переключателем или мультиплексором.

Мультиплексор состоит из аналоговых переключателей, каждый из которых может присоединять свой вход к общему для всех переключателей выходу. Выбор того или иного входного канала для подсоединения к выходу производится включением соответствующего аналогового переключателя путем выдачи бинарного кода с его адресом. В качестве аналоговых переключателей чаше всего используются полевые транзисторы, и если последующие каскады схемы переключателя имеют высокое входное сопротивление, то эти транзисторы присоединяются к ним непосредственно.

Быстродействие при использовании мультиплексора падает, но уменьшается также, и цена такого АЦП. Появляется погрешность, связанная с синхронизацией моментов времени дискретизации для преобразованных коммутируемых сигналов. Зная время переключения мультиплексора и порядок переключения каналов или вводов, с этой погрешностью можно бороться.

Округление результатов измерений АЦП (вторая причина). Информация, потерянная из-за недостатка разрядной сетки в АЦП практически невосстановима [6], и существуют лишь оценки возникающей погрешности «округления» отсчётов, например, через мощность шума, порождаемого ошибкой в последнем разряде АЦП.

Согласно ГОСТ [5], номинальная ступень или шаг квантования в единицах преобразуемой величины обозначается h. Зависимость погрешности квантования от значения ступени квантования h приведена в [6] в таблице 1. В расчётах погрешности квантования считают, что мгновенное значение сигнала с равной вероятностью может находиться в любой точке ступени квантования h. Поэтому случайная величина – погрешности квантования имеет равномерное распределение с математическим ожиданием $h / 2$ и дисперсией $h^2 / 12$.

Независимо от количества значащих цифр в результате измерения некоторого параметра энергии, в нём может содержаться грубая ошибка или

промах. Грубые ошибки могут возникнуть от неправильной записи результата измерения или от наличия опечаток при вводе результата в компьютер, от ошибочного отсчета показаний прибора и др. Тяжело исправляются ошибки, возникновение которых связано с некорректной постановкой задачи или с неправильным, или с неполным пониманием физических процессов или законов, действующих в процессе эксперимента.

Ошибки округление чисел (третья причина) – в вычислительном устройстве возникают по причине его конечной разрядности (несколько байтов). При выполнении вычислений появляется и накапливается погрешность из-за округления чисел в вычислительном устройстве. Например, фундаментальные физические, математические и др. константы вообще нельзя представить ограниченным числом значащих цифр. Наиболее распространёнными из них являются число π – отношение длины окружности к её диаметру, число e – основание натуральных логарифмов и большое количество других.

Ошибки ограничения (четвёртая причина) – определяются численными методами, которые были использованы для решения задач, связанными с вычислением сумм с бесконечным количеством членов или интегралов с бесконечными пределами интегрирования. Например, анализ гармонического состава несинусоидальных электромагнитных сигналов с помощью ряда Фурье.

Конечно, невозможно использовать все члены ряда для вычислений, так как ряд бесконечен; вычисления ограничиваются конечным числом членов. Отброшенные члены ряда (а их число бесконечно) вносят некоторую ошибку в результат вычислений. Эта ошибка называется ошибкой ограничения, так как она возникает в результате ограничения бесконечного математического процесса.

Цитата из [7]: «При аварийных режимах, например, при коротких замыканиях или обрывах фазных проводов, происходит резкое, почти скачкообразное увеличение амплитуды, которое можно рассматривать как разрыв. Таким образом, определение мгновенных значений амплитуды будет осуществляться с существенной погрешностью» при использовании ряда Фурье.

Очень многие процессы, используемые ряд Фурье при вычислениях, на самом деле не являются бесконечными, так что учёт ошибок ограничения очень важен.

Случайная составляющая (пятая причина) – также является функцией, которая зависит от постоянных переходных процессов, обусловленных коммутацией огромного количества потребителей с небольшой номинальной мощностью. Случайная составляющая зависит от солнечной активности, погодных условий (температуры, влажности, ветра, осадков и др.), которые изменяют текущие значения магнитной и диэлектрической проницаемости окружающей среды, а от них зависят и активное сопротивление, и

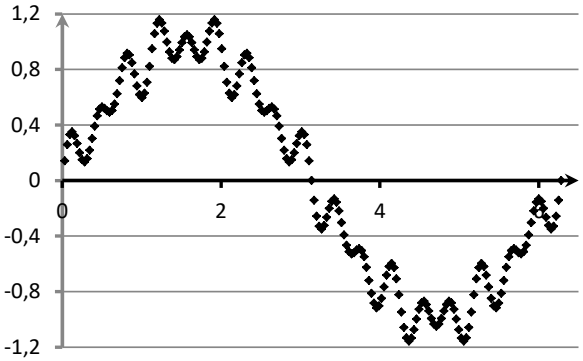


Рисунок 1 – Общий случай поведения сигнала

распределённая ёмкость, и распределённая индуктивность протяжённых линий электропередачи.

На рис. 1 приведён один абстрактный период общего случая поведения сигнала. По оси абсцисс отложены радианы, по оси ординат – значения сигнала в относительных единицах.

Увеличению точности определения параметров способствует большое число измерений, осуществляющих в течение периода.

Из теории вероятностей и математической статистики известно, что для уменьшения влияние случайной составляющей типа белого шума нужно вычислить среднее значение из всех вычисленных значениях некоторого параметра, которые получены по всем m измерениям сигнала.

При наличии случайной составляющей в сигнале вычисление средней величины $П_{ср}$ значения некоторого параметра $П$, по всем m измерениям позволит уменьшить влияние случайной составляющей

$$П_{ср} = \sum П_i \ / \ m, \qquad (1)$$

где $П_{ср}$ – среднее значение некоторого параметры; $П_i$ – значение некоторого параметры, вычисленное по i-му измерению, $i = 1, 2, \ldots, m$, суммирование ведётся по всем m измерениям в течение периода.

Разброс значений средней значения величины некоторого параметра $П_{ср}$ в m раз меньше, чем разброс значений некоторого параметра $П$ вычисленных по его формуле (1).

Пример повышения точности определения параметра $П$, в качестве которого является амплитуда A_m следующего сигнала:

$$a_j(\Delta_{рад\ i}) = A_m \cdot sin(i\ \Delta_{рад}). \qquad (2)$$

Из выражения (2) сразу можно получить математическое выражение для определения амплитудного значения, итак из выражения (2) имеем

$$A_m = a(\Delta_{рад\ i}) / sin(i \cdot \Delta_{рад}). \qquad (3)$$

Результаты трёх измерений сигнала в трёх точках и результаты вычислений амплитудного значения сигнала по формуле (3) приведены в таблице 1.

По трём значениям сигнала, вычисляем три значения амплитуды сигнала, а в течение одного периода, то есть за 0,02 секунды, амплитудное значение сигнала можно определять k раз, где k число измерений в течение одного периода.

Результаты вычисления значений амплитуды, приведённые в пятой строке таблице 1, немного отличаются от истинного значения амплитуды

равного двум. Это происходит из-за округления значений исходного сигнала $a(\Delta_{рад})$ до шести знаков после запятой. Округлённые значения исходного сигнала приведены во второй строке таблице 1.

В последней строке таблице 1 приведены значений амплитуды вычисленные по точным значениям сигнала $a(\Delta_{рад\ i})$. Точные значения сигнала $a(\Delta_{рад\ i})$ без округления приведены в третьей строке таблицы 1.

Таблица 1

Результаты вычислений амплитудного значения

Номер измерения, i	1	2	3
Округлённые значения сигнала $a(\Delta_{рад\ i})$	0,765367	1,414214	1,847759
Точные значения сигнала $a(\Delta_{рад\ i})$	0,76536686	1,414213562	1,847759065
Формула (3) для вычисления амплитуды	$A_m = a(\Delta_{рад\ 1}) / sin(1 \cdot \Delta_{рад})$	$A_m = a(\Delta_{рад\ 2}) / sin(2 \cdot \Delta_{рад})$	$A_m = a(\Delta_{рад\ 3}) / sin(3 \cdot \Delta_{рад})$
Результат вычисления по округлённым данным	2,00000035	1,99706754	1,99999993
Относительная погрешность вычисления амплитуды по округлённым данным, %	1,76739E-05	0,146623002	3,519E-06
Результат вычисления амплитуды по точным данным	2	2	2

При наличии случайной составляющей вычисление средней величины амплитудного значения $A_{m\ ср}$, по всем k измерениям позволит уменьшить влияние случайной составляющей

Разброс значений средней величины амплитудного значения $A_{m\ ср}$, то есть её дисперсия в k раз меньше, чем разброс амплитудных значений A_m вычисленных по формуле (3).

Вычисление среднего значения из вычисленных амплитуд позволяет уменьшить погрешность ограничения разрядности представления чисел в компьютере.

Для нашего примера по неточным данным найдём среднее значение из вычисленных амплитуд, имеем:

$$A_{m\ ср} = (2{,}000000353 + 1{,}99706754 + 1{,}99999993) / 3 = 1{,}999022608.$$

Относительная погрешность вычисления среднего значение амплитуды по округлённым данным составляет:

$$100\% \cdot (2 - 1{,}999022608) / 2 = 0{,}048869616\ \%.$$

Средняя относительная погрешность вычисления амплитуды определённая по данным, приведённым в предпоследней строке таблицы 1 равна 0,048881398. Сравнивая эти погрешности, видим, что погрешность среднего значение амплитуды меньше.

Общее распространение ошибок. Увеличение погрешности вычислений за счёт распространения ошибок вычисления, является серьёзным основанием для поиска ошибок в алгоритме вычисления. Распространение

ошибок при выполнении последующих математических операций (сложение/вычитание, умножение/деление, корень/степень и др.) вами изучалась в метрологии, прикладной математике и др.

Библиографический список

1. ГОСТ 16263-70 Метрология. Термины и определения. Переиздание: Май 1983 г., 68 с.
2. ГОСТ Р ИСО 5725-1-2002 Точность (правильность и прецизионности) методов и результатов измерений Часть 1 Основные положения и определения. Издание – апрель 2006 г.
3. Мак-Кракен Д., Дорн У. Численные методы и программирование на Фортране. М: «Мир», 1977.
4. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введен с 1 июля 2014 г.
5. ГОСТ 30605-98 Преобразователи измерительные напряжения и тока цифровые. Общие технические условия. Введен с 12 ноября 1998 г.
6. Муссонов Г.П., Головня И.И. и др. Определение значений параметров сигнала (часть 5), погрешность квантования. Определение амплитудных значений сигналов из их суммы. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, – 2023. – Т1. – С. 115-119.
7. Атабеков ГИ Гармонический анализ и операторный метод. В приложении к линейным электрическим цепям. М: 1956.

Бодиев Г.Б., Вавилкин С.П., Горовой В.О., обучающиеся, гр. УЭСм-23-1 ИРНИТУ; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭСС и С ИРНИТУ

УДК 621.321

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ МАЛЫХ ГЭС

Булатова В.М., Дударева С.И.
Казанский государственный энергетический университет
bulatovavenera@mail.ru

Согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года развитие ГЭС принимается в качестве приоритетных проектов в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Реализация этих проектов позволит обеспечить данные районы надежной системой электроснабжения. С учетом освоения промышленного потенциала этих районов, строительство современных гидроэлектростанций большой, средней и малой мощности, является актуальной задачей.

Малые гидроэлектростанции (ГЭС) играют важную роль в обеспечении энергетической устойчивости особенно в удаленных и труднодоступных регионах. Они обеспечивают экологически чистое производство электрической энергии и способствуют снижению выбросов парниковых газов. По установленной мощности гидроагрегатов ГЭС подразделяются:

- Пико ГЭС до 5кВт;
- Микро ГЭС мощность до 100кВт;
- Мини ГЭС мощностью от 100кВТ до 1000кВт;
- Малые ГЭС мощностью от 1МВт до 30МВт;
- Крупные ГЭС мощностью свыше 100МВт.

Эффективность работы малых ГЭС во многом зависит от правильного и оптимального проектирования и надежности эксплуатации их электрических схем и схем выдачи мощности в систему.

Схемы электрических соединений определяют порядок подключения генераторов, трансформаторов, распределительных устройств и других компонентов, обеспечивая передачу электроэнергии от источника к потребителю.

Для надежной работы малых ГЭС и электрических сетей необходимо наличие целого ряда нормативных и технических решений, которые одновременно учитывают особенности работы генерирующих установок малой мощности и распределительных сетей.

Состав основного электротехнического оборудования определяется при разработке главной электрической схемы станции. Главная схема малой ГЭС должна разрабатываться с учетом нормативно-технических требований по пректировани. ГЭС, а также с учетом требований Приказа Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» [2].

При проектировании главной электрической схемы для начала работ необходимо иметь следующие данные: количество и энергетические характеристики (установленная мощность, номинальное напряжение, номинальная частота вращения, коэффициент мощности) генераторов (генераторов-двигателей).

К предварительным параметрам главной электрической схемы относятся:

– тип, количество и номинальная мощность присоединяемого генерирующего оборудования;

– тип, количество и мощность главных силовых повышающих трансформаторов для выдачи мощности малой ГЭС в энергосистему;

– класс напряжения распределительного устройства (РУ);

– схема и предполагаемое количество ячеек РУ генераторного напряжения;

– схема РУ высокого напряжения, количество отходящих линий;
– количество и технические параметры основного оборудования.

При построении электрических схем малых ГЭС в основном применяются следующие виды энергодлоков:

– простые одиночные энергоблоки генератор-трансформатор;
– укрупненные энергоблоки, в которых к одному блочному трансформатору подключатеся несколько генераторов.

Разработка схемы выдачи мощности осуществляется на основании результатов анализа следующих параметров:

– напряжения, количества и протяженности отходящих линий электропередач с шин станции;
– возможные точки присоединения к узловым подстанциям;
– установленные на смежных подстанциях устройства релейной защиты.

Согласно [3] допустимая загрузка линий воздушных линий электропередач классом напряжения до 35кВ составляет: для 6(10) кВ – 2,1 МВт; 20 кВ – 7,5 МВт; для 35 кВ – 9,3 МВт.

При определении класса напряжения выдачи электрческой энергии малых ГЭС необходимо руководствоваться шкалой номинальных напряжений, принятых в Единой энергетической системе России, а именно, принимается напряжение: 6; 10; 20; 35; 110; 220кВ.

Величина напряжения определяется в зависимости от передаваемой активной мощности и длины линии электропередачи.

Проанализируем одну из возможных схем – блочную схему электрических соединений малых ГЭС. Генераторы подключаются по схеме простого блока генератор-трансформатор к распределительному устройству 35 кВ через повышающий трансформатор 6/35 кВ. Предполагается, что в данной схеме блоки работают с изолированной (компенсированной) нейтралью. Следовательно, что при возникновении замыкания на землю этот режим может не отключаться долгое время. Что является причиной появления резонансных процессов в емкостных и индуктивных элементах сети, связанных с «землей». Это необходимо учитывать при разработке электрических схем и схем выдачи мощности малых ГЭС.

Библиографический список

1. Приказ Минэнерго России от 16.08.2019 № 857 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций» [Электронный ресурс] URL: https://rg.ru/documents/2020/04/23/minenergo-prikaz857-dok.html (дата обращения 24.02.2025).
2. Приказ Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по про-

изводству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс] URL: https://nkprom.ru/upload/prikazy/0001202104280030(1).pdf (дата обращения 24.02.2025).
3. СТО РусГидро 01.01.136-2022. Методика разработки внестадийной предпроектной документации малых ГЭС [Электронный ресурс] URL: https://storage.yandexcloud.net/storage.rushydro.ru/iblock/d88/d88e5db03b303fb19633f800e1ea9776/Pril.-2-k-prikazu-RusGidro_STO-01.01.136-2022.pdf (дата обращения 24.02.2025).

Булатова В.М., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Дударева С.И., обучающющаяся, гр. Эм-1-24 КГЭУ

УДК 621.311

РАСЧЁТ НАВЕДЁННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА СТАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ, РАСПОЛОЖЕННОЙ ВБЛИЗИ ЛЭП

Вайгачёв А.Е., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vaygachev_anton@bk.ru, stiguncev@yandex.ru

Проблема наведённых напряжений и обеспечения безопасности работы ремонтного персонала на отключённых воздушных линиях (ВЛ) обсуждается долгое время, и всё же остаётся актуальной. Оценка уровней наведенных напряжений имеет определяющее значение для обеспечения безопасного проведения работ на линиях электропередачи. Трудность решения этой проблемы, оценки опасности или безопасности работ на конкретной линии заключается в том, что как расчётные, так и измеренные значения наведённых напряжений не являются однозначными, поскольку зависят от многих параметров (количества влияющих линий и схем их сближения с ремонтируемой линией, геометрии, нагрузок и режимов работы влияющих ВЛ, удельного сопротивления грунта по трассе линий, которое само зависит от сезона и погодных условий).

Для расчёта наведённого напряжения согласно методике Федеральной сетевой компании (ФСК) [1], используют такие параметры ВЛ как: проводимости участков линии и проводимость заземления на месте работ, значение максимального тока, протекающего по линии, длина линии. Так же в расчёте используются коэффициенты, представленные в приложениях к методике, это значения за ранее рассчитанные функции для ВЛ при влиянии различных классов напряжений.

Для расчёта наведённых напряжений в фазных координатах (ФК) [3] формируют схему замещения и определяют ее параметры: удельные собственные продольные сопротивления фазных проводов, удельные взаимные продольные сопротивления, емкостные сопротивления проводов на землю

и между проводами, поперечные погонные сопротивления, расстояния до влияющих линий и конструкций. Также помимо параметров линии задаются параметры системы.

Наведённое напряжение возникает на близлежащей конструкции вследствие влияния на нее электромагнитного поля. Наводится сторонний потенциал, который представляет существенную опасность для ремонтной бригады, обслуживающей конструкцию. Значение наведённого напряжения в конструкции изменяется в зависимости от протяженности конструкции, тока нагрузки и величины рабочего напряжения, отдаленности фазных проводов, метеорологических условий. Потенциал, который наведен на конструкции, расположенной вблизи ВЛ, объединяет в себя два вида воздействия – электромагнитную и электростатическую составляющую.

Электромагнитная составляющая появляется под действием магнитного поля, возникающего от протекания тока по работающей рядом ВЛ. Отличительной особенностью данной составляющей является то, что при заземлении даже в нескольких местах линии, она не изменяет свою величину. Единственное, что можно изменить с помощью заземлений – это расположение точки нулевого потенциала.

Электростатическая составляющая. Напряжение, наведённое данной составляющей, связано с взаимодействием электрического поля влияющей линии на рассматриваемую конструкцию. Она нивелируется с помощью установки заземлений на концах протяженной конструкции и в месте производства работ на конструкции. Установка одного заземления существенно снижает электростатическую составляющую.

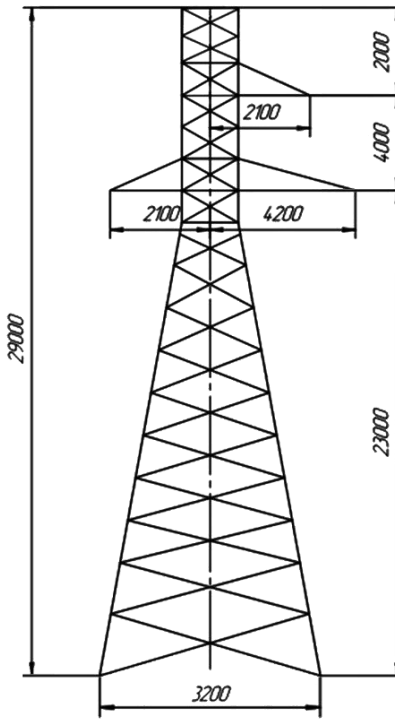


Рисунок 1 – Эскиз опоры П110-3+4

В данной работе произведён расчёт наведённого напряжения на трубопроводе, который находится на расстоянии 50 м от проводов работающей линии электропередачи (ЛЭП) на части ее длины. Сравнительные исследования проведены в программно-вычислительном комплексе (ПВК) «Расчет режима в фазных координатах» на примере линии длиной 100 км с представлением линии участками по 5 км для ВЛ классом напряжения 110 кВ. Рассчитываются сопротивления трубопровода длиной 20 км (4 участка по 5 км).

На рис. 2 представлена математическая модель ВЛ и трубопровода для формирования исходных данных для ПВК. Сопротивление заземляющих устройств подстанций принималось равным 0.5 Ом.

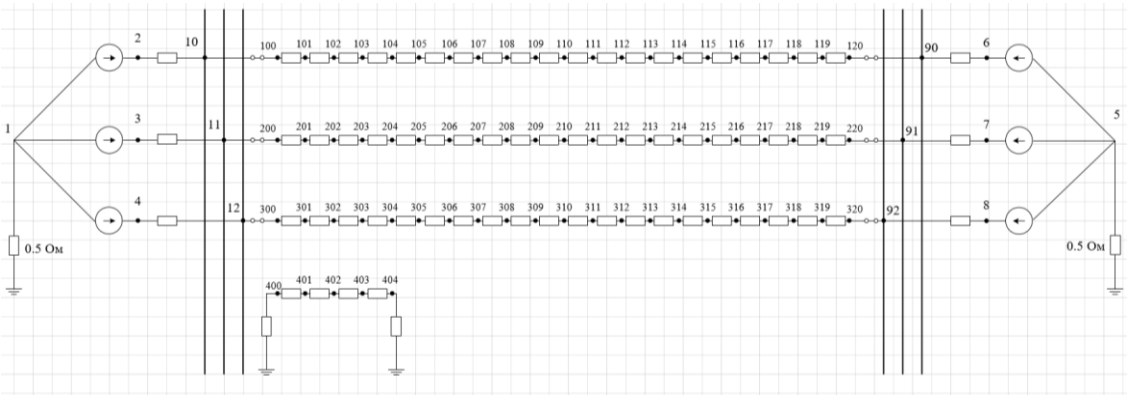


Рисунок 2 – Модель линии в программе фазных координат

Расчеты наведенных напряжений проведены по всей длине трубопровода при различных схемах заземления трубопровода по концам. Поскольку расчетные исследования позволяют получать значения наведенных напряжений в любых точках трубопровода, результаты расчетов представлены в виде графиков распределения наведенных напряжений по всей длине трубопровода.

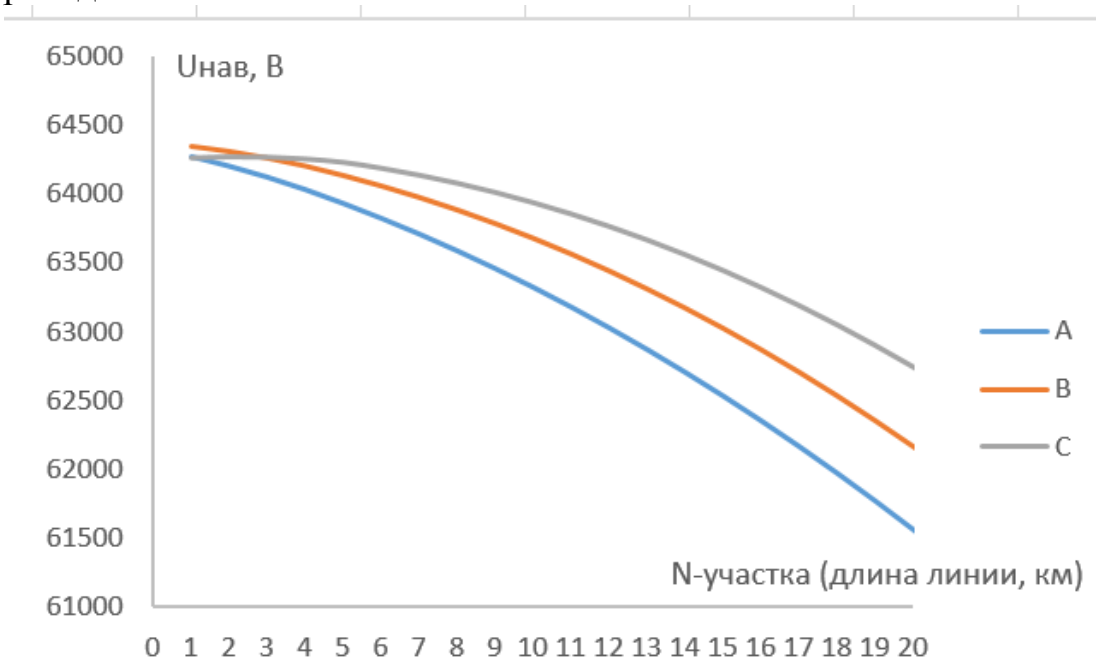


Рисунок 3 – График напряжений на фазах одноцепной ВЛ 110 кВ

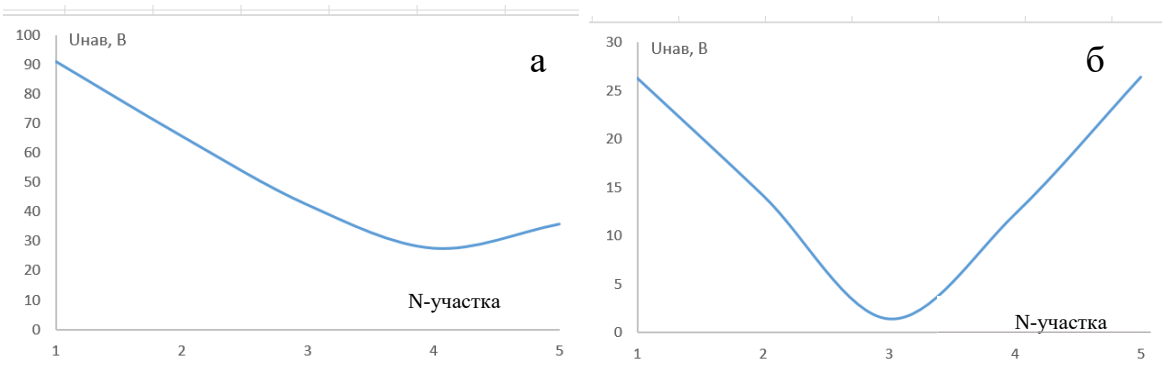


**Рисунок 4 – Графики наведённого напряжения вдоль трубопровода:
а – концы разземлены, б – концы заземлены**

Также были произведены расчёты наведенных напряжений на трубопроводе при аварийном режиме работы линии. В фазе В в конце линии было устроено короткое замыкание (КЗ). **Результаты расчёта представлены в графическом виде.**

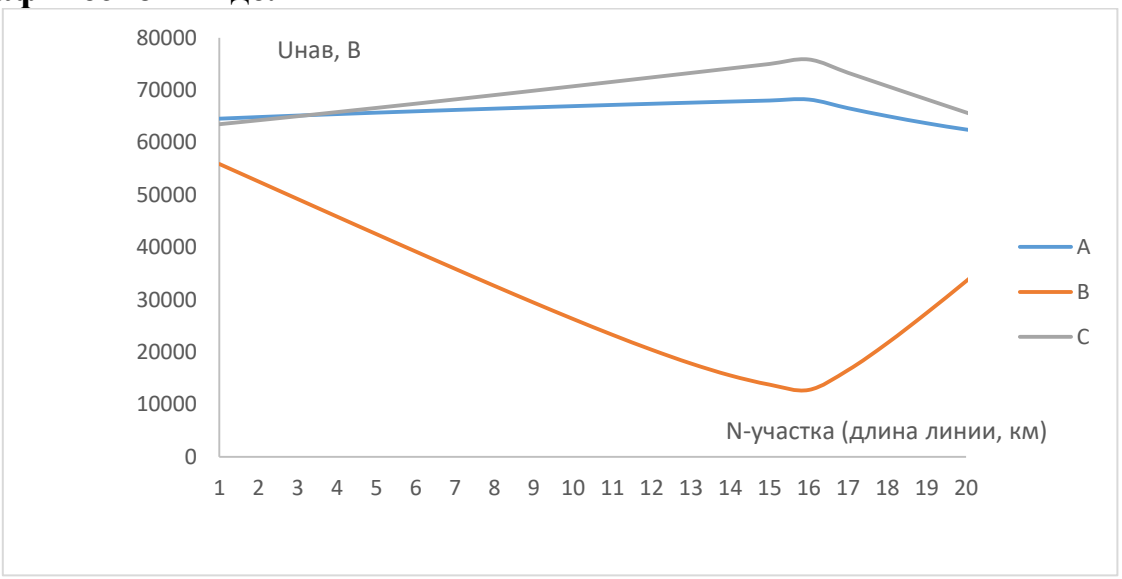


Рисунок 5 – График напряженийя на фазах одноцепной ВЛ 110 кВ в момент возникновения однофазного КЗ

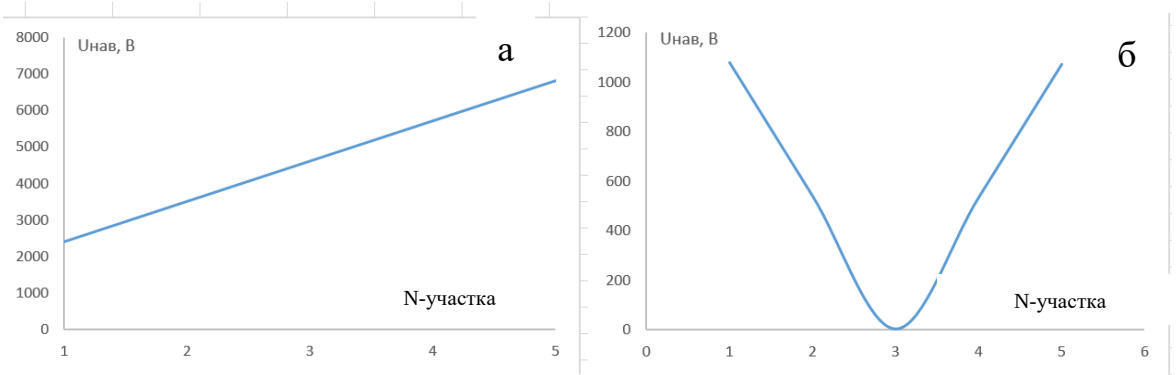


**Рисунок 6 – Графики наведённого напряжения вдоль трубопровода в момент возникновения однофазного КЗ на линии:
а – концы разземлены, б – концы заземлены**

Из проведённых расчётов видно, что величина наведённого напряжения вдоль трубопровода равна 26 В и находится в допустимом диапазоне (0 – 50 В). Это означает что данная модель пригодна для анализа наведенных напряжений на трубопроводе при проведении ремонтных работ. Величина тока, протекающего через трубопровод равна 2.63 А, то есть трубопровод подвержен эффекту электрохимической коррозии мощностью 17,5 Вт. Величина сопротивления трубопровода равна 2.54 Ом.

В момент возникновения однофазного КЗ на линии величины наведённых напряжений без заземления трубопровода превышают допустимые значения в сотни раз (4-6 кВ), и превышают в десятки раз (540 В) при заземлении концов трубопровода (I = 107 А). Для безопасности ремонтного персонала необходимо дополнительное заземления в месте производства работ.

Выводы. Таким образом, предлагаемая методика расчёта в фазных координатах позволяет рассчитывать наведённые напряжения на конструкциях, расположенных вдоль ЛЭП, а также переводить большие массивы числовых значений к удобному для восприятия графическому виду.

Библиографический список

1. СТО 56947007.29.240.55.018-2009 Методические указания по определению наведенного напряжения на отключенных воздушных линиях, находящихся в близи действующих ВЛ.
2. Залесова О.В., Селиванов В.Н. Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи 110 кВ / Электронный ресурс [URL]: http://energy.csti.yar.ru/documents/51/5120150046_1_raschet+navedennogo+napryazheniya+na+otklyuchennyih+liniyah+elektroperedachi+110+kv.pdf?ysclid=m7rfb11h4w436760713 (дата обращения 05.03.2025).
3. Тигунцев С.Г., Ахмедов С.Б., Турдиев А.Б., Шеркунков М.А. О возможности снижения наведенного напряжения на месте проведения ремонтных работ Иркутск: ИрГТУ, 2019. – № 1. – С. 33-37.
4. Hans K. Høidalen, Bruce A. Mork, Laszlo Prikler , and James L. Hall / Implementation of new features in ATPDraw version 3 // [Электронный ресурс] URL: https://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2003/03IPST01-01.pdf, 6 с.
5. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Нгуен Ты. Определение наведенных напряжений, создаваемых трехфазными линиями электропередачи в особых режимах. – Иркутск: ИрГУПС. – 2019. – С. 911-923.
6. Казакул А.А., Сцепуро К.И. Анализ методов расчета наведенного напряжения на линиях электропередачи. – Вестник АмГУ. – Выпуск 81, 2018. – С. 58-63.
7. Васильева Т.Н. Определение наведенных напряжений в сетях 0,38–10 кВ / Т. Н. Васильева, М. С. Ерузаев, А. А. Харьков // Молодой ученый. – 2017. – No 50 (184). – С. 32-36. [Электронный ресурс] URL: https://moluch.ru/archive/184/47183/ (дата обращения: 05.03.2025).

Вайгачёв А.Е., аспирант группы аЭЭН-24-1; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент ИРНИТУ

УДК 621 311

ИССЛЕДОВАНИЕ И НОРМАЛИЗАЦИЯ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Васиченко П.А., Висящев А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
pavel.vasichenko@mail.ru

Современное развитие России, характеризующееся увеличением мощности нагрузок на предприятиях, автоматизацией производственных процессов, ростом коммунально-бытовых нагрузок, приводит к ухудшению качества электрической энергии в системах электроснабжения и, как следствие, к снижению эффективности работы и сокращению срока службы как электроприёмников, так и самих систем электроснабжения. Дополнительные факторы, определяющие ухудшение качества электрической энергии: неконтролируемый рост потребления на цели отопления и майнинг.

На одном из филиалов электросетевой компании проведено исследование отклонений напряжения в распределительной сети.

Был проведен анализ жалоб потребителей и выявлен значительный рост в последние 3 года количества жалоб на качество электрической энергии (рис. 1).

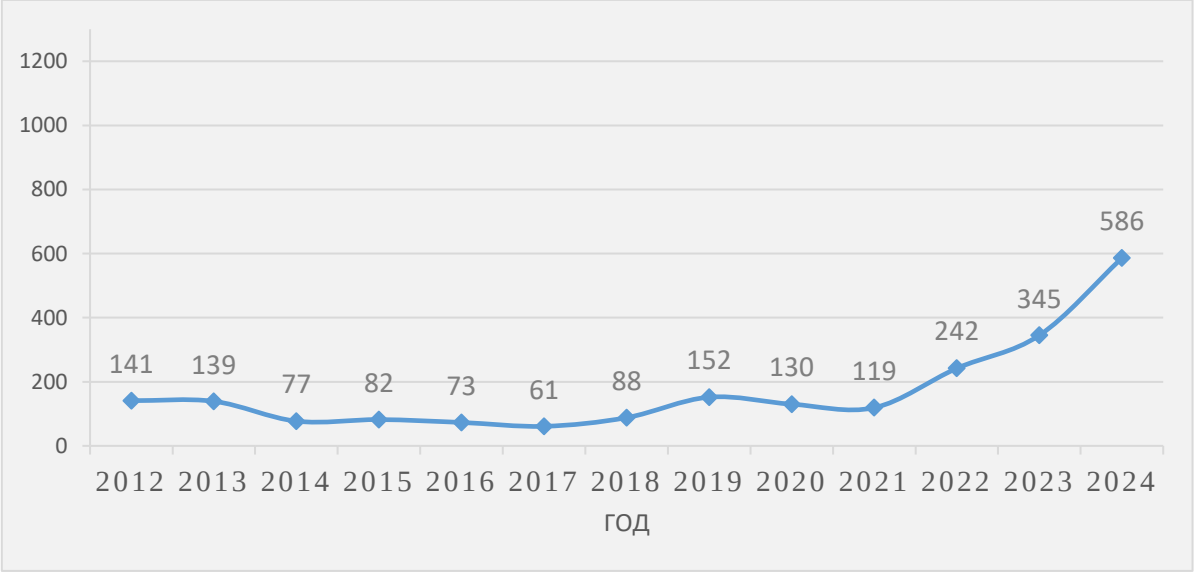


Рисунок 1 − Динамика жалоб абонентов в период 2012-2024 гг.

С целью выявления участков сети с недопустимыми отклонениями напряжения и разработки мероприятий по нормализации режима предложено использовать математическую модель сети для расчета режима до и после внедрения мероприятий по увеличению напряжения. Результаты дан-

ного исследования представляют интерес для электросетевых и энергосбытовых компаний, с целью оперативного принятия решений по оптимальному реагированию на складывающуюся ситуацию.

Расчеты выполнялись в ПВК «ПРРЭС», разработанном на кафедре «ЭССиС» ИРНИТУ.

В качестве примера расчётной модели выбран участок электрической сети напряжением 6 кВ от ПС Рабочая, ячейка № 35 «ТП-531» (рис. 2).

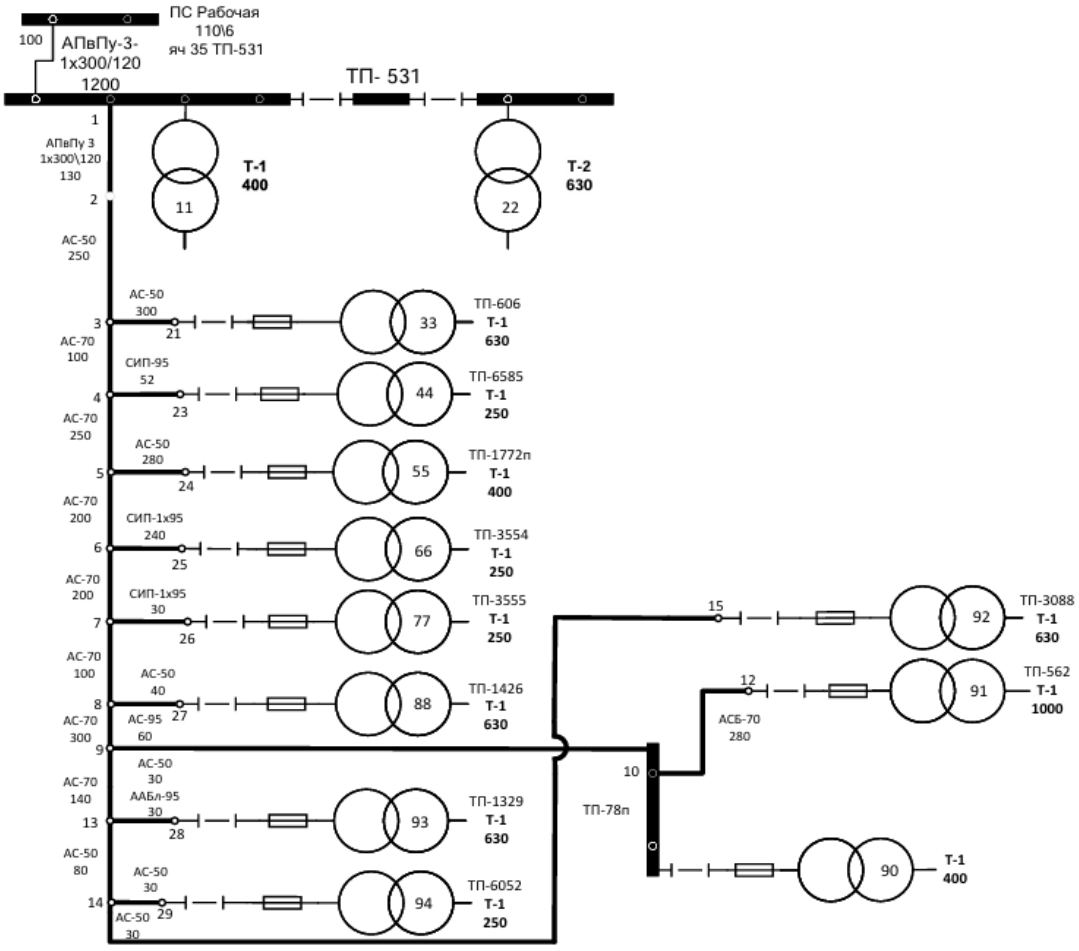


Рисунок 2 − Схема участка электрической сети ПС Рабочая ячейка № 35 ТП-531

В таблице 1 показана загрузка данного направления.

Таблица 1

Замеры нагрузок 2023 года ПС Рабочая яч. 35 ТП-531

Наименование присоединения	С.Ш.	U, кВ	I ном, А	Загрузка, А	Загрузка, МВА
яч.35 ТП-531	4	6,3	477	412	4,4

В качестве исходных данных в программе были внесены значение активной и реактивной составляющих нагрузки, активное, реактивное сопротивления ветви (ЛЭП и трансформаторов).

Результаты расчетов представлены в таблице 2. Из данной таблицы видно, что в исходном режиме отклонение напряжения (столбцы 3,4) почти во всех узлах выше допустимого значения (-10%) – от узла 1 до крайней ТП-562. Предложены варианты повышения напряжения в рассматриваемой сети: первый вариант заключается в использовании источника реактивной мощности - конденсаторной батареи (КБ) с установленной мощностью 1МВАр. КБ подключается на стороне 6 кВ ТП-562. В качестве альтернативного варианта предлагается строительство второй цепи кабельной линии 6 кВ от ПС Рабочая до ТП-531. Результаты расчета представлены в таблице 2: для первого варианта в столбцах 5,6, для второго варианта в столбцах 7,8.

В обоих вариантах напряжение в узлах сети значительно возросло и с учетом возможности регулирования на ТП, соответствует допустимым значениям, причем степень нормализации уровней напряжения при реализации варианта строительства КЛ выше. Выбор варианта будет зависеть от результатов технико-экономического расчета с учетом затрат на капитальные вложения, эффекта от снижения потерь электроэнергии.

Таблица 2

Результаты расчета отклонения напряжения в ПВК «ПРРЭС»

Наименование узла	№ узла	U кВ	ΔU,%	U, кВ (с КБ)	ΔU,%	U кВ (головная КЛ)	ΔU,%
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС Рабочая	100	6,3		6,3		6,3	
Шины РУ ТП-531	1	5,28	-16,2	5,74	-8,9	5,95	-5,6
опора 1	2	5,12	-18,7	5,63	-10,6	5,82	-7,6
опора 2	3	4,96	-21,3	5,48	-13,0	5,68	-9,8
опора 3	4	4,95	-21,4	5,48	-13,0	5,67	-10,0
опора 4	5	4,84	-23,2	5,39	-14,4	5,58	-11,4
опора 5	6	4,83	-23,3	5,38	-14,6	5,57	-11,6
опора 6	7	4,82	-23,5	5,38	-14,6	5,56	-11,7
опора 7	8	4,82	-23,5	5,38	-14,6	5,56	-11,7
опора 8	9	4,81	-23,7	5,37	-14,8	5,55	-11,9
опора 9	13	4,79	-24,0	5,36	-14,9	5,53	-12,2
Шины РУ ТП-78п	10	4,8	-23,8	5,36	-14,9	5,54	-12,0
ТП-78п-ТП-562	12	4,78	-24,1	5,34	-15,2	5,52	-12,3
опора 10	14	4,78	-24,1	5,36	-14,9	5,53	-12,2
ввод ТП-3088	15	4,76	-24,4	5,34	-15,2	5,51	-12,5
ввод ТП-606	21	4,96	-21,3	5,48	-13,0	5,68	-9,8
ввод ТП-6585	23	4,96	-21,3	5,48	-13,0	5,67	-10,0
ввод ТП-1772п	24	4,83	-23,3	5,38	-14,6	5,56	-11,7
ввод ТП-3554	25	4,82	-23,5	5,38	-14,6	5,56	-11,7

Окончание табл. 2

Наименование узла	№ узла	U кВ	ΔU,%	U, кВ (с КБ)	ΔU,%	U кВ (голов-ная КЛ)	ΔU,%
1	2	3	4	5	6	7	8
ввод ТП-3555	26	4,82	-23,5	5,38	-14,6	5,56	-11,7
ввод ТП-1426	27	4,82	-23,5	5,37	-14,8	5,56	-11,7
ввод ТП-1329	28	4,78	-24,1	5,36	-14,9	5,53	-12,2
ввод ТП-6052	29	4,78	-24,1	5,36	-14,9	5,53	-12,2
ТП-531 Т-1	11	5,14	-18,4	5,61	-11,0	5,83	-7,4
ТП-531 Т-2	22	5,12	-18,7	5,59	-11,3	5,81	-7,7
ТП-606	33	4,8	-23,8	5,34	-15,2	5,54	-12,0
ТП-6586	44	4,86	-22,9	5,39	-14,4	5,59	-11,2
ТП-1772п	55	4,67	-25,9	5,24	-16,8	5,43	-13,8
ТП-3554	66	4,69	-25,6	5,26	-16,5	5,44	-13,6
ТП-3555	77	4,72	-25,1	5,29	-16,0	5,48	-13,0
ТП-1426	88	4,64	-26,3	5,22	-17,1	5,4	-14,2
ТП-78п	90	4,65	-26,2	5,23	-17,0	5,41	-14,1
ТП-562	91	4,6	-27,0	5,18	-17,8	5,37	-14,7
ТП-3088	92	4,59	-27,1	5,79	-8,1	5,37	-14,7
ТП-1329	93	4,62	-26,7	5,21	-17,3	5,39	-14,4
ТП-6052	94	4,63	-26,5	5,22	-17,1	5,4	-14,2

Выводы

1. Выполнен первый этап анализа ПКЭ в распределительной сети рассматриваемой электросетевой компании.
2. Предложена методика анализа режима с целью проведения сравнительных расчетов по оценке эффективности мероприятий по нормализации уровней напряжения. Разработана математическую модель участка электрической сети, проведена серия расчетов, представляющая практический интерес.

Библиографический список

1. [Электронный ресурс] URL: https://electromontaj-proekt.ru/data/documents/gost-32144-2013.pdf.
2. [Электронный ресурс] URL: https://docs.cntd.ru/document/1200104972#7D20K3.
3. Инструкция к программе «ПРРЭС» [Электронный ресурс] URL: https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1742278646&tld=ru&lang=ru&name=gost_r_57382-2017.
4. Корпоративный сайт сетевой организации.
5. Висящев А.Н. Качество электрической энергии и электромагнитная совместимость в электрических системах. Учебное пособие. – Иркутск, 1997. – Ч.1 и Ч.2.

УДК 621.321

РАЗВИТИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Воденников Д.А.
ПАО «Россети Урал»
zhilkina.yulia@gmail.com

Под ВИЭ (возобновляемые источники энергии) понимается энергия из природных ресурсов, которые являются возобновляемыми в течение короткого периода времени (сутки, неделя, сезон) и неисчерпаемыми по меркам человеческой цивилизации.

Образование нефти в недрах занимает от 50 до 350 миллионов лет. Восполнение запасов ископаемого топлива сейчас происходит только за счет открытия новых залежей, которых становится все меньше или доразведки на старых месторождениях. Сила ветра, солнца, приливов и отливов, течение рек − в худшем для выработки энергии случае имеют сезонные колебания. Звание чистой энергетики ВИЭ получили на волне климатической повестки, больше продвигаемой политиками и бизнесом, нежели научным сообществом.

Если не углубляться в дискуссию о том, насколько правильны выкладки о влиянии деятельности человека на глобальное потепление, а просто принять климатическую повестку, как данность, с которой приходится считаться, то ВЭС и СЭС полностью удовлетворяют ее требования по минимальным выбросам CO_2. Чтобы там не говорили противники ВИЭ про низкую добычу редкоземельных металлов для ВИЭ, утилизацию солнечных панелей и аккумуляторов, гибель птиц от работы ветряков и прочее, эти проблемы решаемы и пока не имеют глобального масштаба. Утилизацией компонентов ВИЭ уже занимаются, добыча редкоземельных металлов расширяется, а птиц гибнет в сотни раз больше от столкновения с транспортными средствами и работы промышленных предприятий.

Самым уязвимым местом альтернативной энергетики по сей день остается экономика. Ветровая и солнечная генерация сильно подешевела за 20 лет. В Европе ее цена оказывается часто ниже выработки электроэнергии из ископаемых источников энергии. Проблема в том, что это происходит из-за очень высокой стоимости, например, угольной или газовой генерации, на которую влияют различные «климатические» сборы. Борьба с изменениями климата ЕС и США оплачивается нефтегазовыми, угольными и энергетическими компаниями. Но они далеко не альтруисты и экологические подвижники. Каждый цент, отданный на экологию, встраивается в стоимость сырья или генерации. В результате мы имеем общемировой тренд − рост цен на энергию. А это, в условиях, когда более миллиарда человек на земле не имеют постоянного доступа к электричеству, выглядит совсем не как самоотверженная борьба на благо человечества, и больше напоминает саботаж.

Среди барьеров для развития ВИЭ в регионе эксперты называют энергопрофицитность. По данным последних лет, в субъекте в среднем производится на 35-40% электроэнергии больше, чем фактически потребляется, говорит господин Ковалев. Причем львиную долю выработки обеспечивает Ленинградская АЭС, а технически снизить производство электроэнергии на атомных электростанциях тяжелее относительно ТЭС или ГЭС.

С отказом Финляндии и Прибалтики от российской электроэнергии ситуация может только обостриться в ближайшие годы. В таких условиях строительство ВИЭ может иметь смысл только в случае замены объектов традиционной энергетики или возведения под конкретные цели, например, выработку водорода, как это планировалось в рамках Кольской ВЭС, считает господин Ковалев.

Очевидно, что без ясности в вопросе наличия отечественного ветрогенератора затевать новые проекты никто не будет. Однако именно в Петербурге находится большая энергетическая компания, для которой производство турбин является комплиментарным. Они рассмотрели вопрос производства и готовы его начать. При благоприятных условиях в 2025 году мы получим отечественный ветрогенератор, на который будем иметь полную интеллектуальную собственность.

Несомненно, что ВИЭ в России будут развиваться. Чистой генерации оказывается поддержка государства и при этом, к счастью, солнечная и ветровая энергетика не насаждается декларативно, заменяя более выгодные источники энергии. ВИЭ оказываются весьма выгодными в некоторых изолированных районах Арктики, куда сложно подвести газовую трубу, а доставлять уголь очень дорого. ВИЭ рентабельны во многих юго-восточных районах Сибири, где хорошая солнечная активность, сила ветра, а население и промышленные объекты сосредоточены на ограниченных территориях. ВИЭ очень часто используют нефтегазовые компании, генерируя энергию для обслуживания месторождений и перерабатывающих предприятий. Наконец, ВИЭ весьма популярны в частном секторе на европейском юге нашей страны. Это дополнительная энергия, обеспечивающая повышенный спрос в курортный сезон.

По всем прогнозам, ВИЭ в России не вытеснят на горизонте 10 лет ископаемые источники энергии, но их доля будет расти. Ожидается, что в 2035 году совокупная установленная мощность всех российских ВИЭ достигнет 16,8 ГВт.

Библиографический список

1. Andrey Kryukov, Konstantin Suslov, Pavel Ilyushin, Azat Akhmetshin, Parameter identification of asynchronous load nodes // Energies 2023, 16(4), 1893; https://doi.org/10.3390/en16041893.
2. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии /

К.В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета. − 2017. − Т. 21. −№ 5 (124). − С.131-142.
3. Жилкина Ю.В. Оценка показателей эффективности деятельности ПАО "Россети" методом бенчмаркинг // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – Т. 15, № 2(58). – С. 204-215.
4. Жилкина, Ю. В. Женщины в науке / Ю. В. Жилкина // Human Progress. – 2023. – Т. 9, № 1. – С. 7. – DOI 10.34709/IM.191.7.
5. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В., Ахметшин А.Р. Россия в СИГРЭ: история сотрудничества // Вестник Казанского государственного энергетического университета. − 2023. №1 (57) − С. 189-194.
6. Жилкина Ю.В. Концепции интернета вещей как способ мотивации к энергосбережению / Ю.В. Жилкина // Электрические станции. – 2020. – № 2(1063). – С. 23-26.
7. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140-2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968.
8. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Применение средств индивидуальной защиты в электросетевом комплексе // Электрические станции. − 2020. − № 3 (1064). − С. 54-58.
9. Жилкина Ю.В. Влияние климатических рисков на электроэнергетику // Труды Крыловского научного центра. – 2022. − №402. − С.157-160.
10. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. О мировых тенденциях развития электроэнергетики // Электрические станции. − 2018. − №12. − С. 52-55.
11. Жилкина Ю.В. Регулирование криптовалют и майнинговой деятельности в России // «Энергетик». 2024.– №9. − С. 18-22.
12. Жилкина Ю.В. Процессы реформирования электроэнергетики в России // Энергетик − 2020. − № 1. − С. 29-32.
13. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. − 2023. − № 2 (1099). − С. 22-28.
14. Жилкина Ю.В. Политика импортозамещения в электроэнергетике: опыт ГК ПАО "Россети" // Энергетик. − 2021. − № 1. − С. 27-29.
15. Жилкина Ю.В. Международный опыт реформирования энергоотрасли (на примере Скандинавских стран, Великобритании, США) // Энергохозяйство за рубежом. − 2019. − № 2 (303). − С. 21-31.
16. Жилкина Ю.В. Обеспечение технологического суверенитета в электроэнергетике в условиях санкционного давления // Энергетик. − 2023. − № 7. − С. 27-30.

17. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Исследовательский комитет В3 "Подстанции и электроустановки" // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу "Энергетик". − 2023. − № 4-5. − С. 58-69.

УДК 621.321

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ТЭК

Воденников Д.А.
ПАО «Россети Урал»
zhilkina.yulia@gmail.com

Динамичность процессов распространения цифровых технологий бросает новые вызовы и глобальным лидерам цифровизации, и тем, кто уже вовлечен в процессы цифровой трансформации, и тем, кто находится только в начале пути [5] (Lenchuk, 2020). Уже стало реальностью цифровое предприятие, использующее интеллектуальные промышленные сети (Интернет вещей, IoT), робототехнику и другие программные решения ИИ, использующие большие объемы данных для выявления тенденций и закономерностей, которые затем можно использовать для повышения эффективности производственных процессов и снижения энергопотребления. Пандемия COVID-19, изменившая мир в мгновение ока, нарушила планы и заставила адаптироваться к новым условиям работы, привела к заметному спаду экономической активности и нестабильности мировых энергетических рынков. Вместе с тем во всем мире ускорились масштабы использования цифровых технологий в промышленности, помогая поддерживать бесперебойную работу важных предприятий и адаптироваться к новым условиям, в том числе и топливно-энергетического комплекса (далее по тексту – ТЭК).

Для оптимизации производственных процессов компании нефтегазового сектора и электроэнергетики активно прибегают к помощи цифровых технологий. Они позволяют повысить эффективность добычи нефти, диагностировать сложное оборудование, прогнозировать выработку электроэнергии и многое другое.

О значимости новых технологий говорит тот факт, что компании ТЭК увеличивают инвестиции в их разработку и внедрение. В 2022 году затраты на цифровую трансформацию от общего объема инвестпрограмм составляли порядка 3,5 %, то в 2023-м в среднем по отрасли уже 4 %. Это означает, что цифровая трансформация занимает все больше места в бизнес-процессах и в компаниях ТЭК в целом.

Целевой ориентир − увеличить затраты на цифровую трансформацию к 2030 году в четыре раза по сравнению с 2019-м, и выразил уверенность, что эти показатели будут достигнуты. Если говорить о конкретных цифрах, то, по оценке Института статистических исследований и экономики знаний (ИСИЭЗ) НИУ ВШЭ, спрос на цифровые решения в ТЭК в этом десятилетии

может вырасти в 13,5 раза − с 30,7 миллиарда рублей в 2020 году до 413,8 миллиарда в 2030-м.

Как достигается этот результат? Цифровые технологии позволяют повысить эффективность работы предприятий, снизить затраты на производство и обслуживание оборудования, прогнозировать спрос на энергию и оптимизировать работы энергосистем, повысить качество продукции и безопасность труда. Например, цифровые технологии позволяют проводить удаленный мониторинг и диагностику оборудования, оптимизировать процессы добычи и транспортировки нефти и газа, управлять энергосистемами и сетями электроснабжения.

Преимущество использования данных технологий подтверждает утвержденное обновленное стратегическое направление в области цифровой трансформации ТЭК до 2030 года. Как следует из материалов правительства, утвержденный документ направлен на достижение технологической независимости России от используемого иностранного софта. Его цель − достижение высокого уровня цифровой зрелости основных участников отрасли, ускоренный переход энергетического сектора страны на новые управленческий и технологический уровни, создание условий для долгосрочного развития ТЭК.

В числе приоритетов стратегического направления − осуществление цифровой трансформации ТЭК на основе российских информационно-коммуникационных технологий, включая отечественные сквозные цифровые технологии, формирование единой отраслевой технической политики в области цифровых технологий, развитие единых подходов к построению отдельных компонентов архитектуры информационных систем, введение единых стандартов обмена информацией между участниками отрасли, автоматизация процессов их взаимодействия с органами госвласти.

Как указывается в материалах правительства, решать поставленные задачи будут за счет поддержки разработки и внедрения отечественных сквозных технологий, применимых в энергетике, формирования отраслевого заказа на внедрение таких решений, развития отраслевых образовательных программ в области информационно-коммуникационных технологий с апробированием новых механизмов практического обучения, перехода организаций ТЭК на широкое применение облачных вычислений, а также обеспечения условий активного применения технологий информационного моделирования и искусственного интеллекта.

Стратегические направления цифровой трансформации ключевых отраслей экономики и социальной сферы − отраслевые документы стратегического планирования. Они синхронизированы с действующими государственными программами и национальными проектами.

В России цифровая трансформация стратегически важных для государства отраслей экономики, к которым относится и ТЭК, рассматривается в качестве национальной цели развития. При этом государство принимает

участие в активизации процессов, разработке цифровой трансформации ТЭК, используя механизмы и инструменты государственной политики, реализует соответствующие стратегии, государственные программ и проекты. В ТЭК цифровая трансформация направлена, прежде всего, на модернизацию и повышение его конкурентоспособности.

Сдерживающими факторами цифровой трансформации являются высокая зарегулированность отрасли, дефицит компетенций в цифровой сфере, высокая импортозависимость, неразвитость инфраструктуры и др. Отраслевые документы стратегического планирования, а именно ЭС-2035, Стратегия-2030 и ведомственный проект, не гармонизированы и не взаимоувязаны между собой как по стратегическим приоритетам, так и по параметрам целевых ориентиров. При этом ЭС-2035 практически не затрагивает вопросы, связанные с цифровизацией, а проект Стратегии-2030 в основном носит декларативный характер, нет четкой концепции модели цифровой трансформации ТЭК, каким образом будут достигнуты цели, стратегические приоритеты и целевые ориентиры цифровой трансформации. Сопоставительный анализ пороговых значений целевых показателей/индикаторов и потенциальных результатов/эффектов, заложенных в данных документах стратегического планирования и в ведомственном проекте, также свидетельствует об отсутствии согласованности и взаимосвязанности по приоритетам и целевым ориентирам цифровой трансформации в топливно-энергетической сфере.

Рассматриваемый международный опыт и предлагаемые действия не отменяют необходимости планомерного обновления и развития традиционной энергетики, создания и внедрения технологий разной направленности. Вместе с тем текущие мировые тренды создают окно возможностей для развития российского энергетического комплекса и экономики страны в целом. Можно по-разному оценивать происходящую цифровую трансформацию энергетики, но не замечать ее нельзя.

Библиографический список

1. Andrey Kryukov, Konstantin Suslov, Pavel Ilyushin, Azat Akhmetshin, Parameter identification of asynchronous load nodes // Energies 2023, 16(4), 1893; https://doi.org/10.3390/en16041893.
2. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К. В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета. − 2017. − Т. 21. − № 5 (124). − С.131-142.
3. Жилкина Ю. В. Оценка показателей эффективности деятельности ПАО "Россети" методом бенчмаркинг // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – Т. 15, № 2(58). – С. 204-215.
4. Жилкина Ю. В. Женщины в науке / Ю. В. Жилкина // Human Progress. – 2023. – Т. 9, № 1. – С. 7. – DOI 10.34709/IM.191.7.

5. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В., Ахметшин А.Р. Россия в СИГРЭ: история сотрудничества // Вестник Казанского государственного энергетического университета. − 2023. − №1 (57). − С. 189-194.
6. Жилкина Ю.В. Концепции интернета вещей как способ мотивации к энергосбережению // Электрические станции. − 2020. − № 2 (1063). − С. 23-26.
7. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140 − 2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968.
8. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Применение средств индивидуальной защиты в электросетевом комплексе // Электрические станции. − 2020. − № 3 (1064). − С. 54-58.
9. Жилкина Ю.В. Влияние климатических рисков на электроэнергетику // Труды Крыловского научного центра. – 2022. − №402. − С.157-160.
10. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. О мировых тенденциях развития электроэнергетики // Электрические станции. − №12. − 2018. − С. 52-55.
11. Жилкина Ю.В. Регулирование криптовалют и майнинговой деятельности в России // Энергетик. − 2024. – №9. − С. 18-22.
12. Жилкина Ю.В. Процессы реформирования электроэнергетики в России // Энергетик. − 2020. − № 1. − С. 29-32.
13. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. − 2023. − № 2 (1099). − С. 22-28.
14. Жилкина Ю.В. Роль вертикально-интегрированных структур на отраслевых рынках // Вестник МЭИ. − 2021. − № 1. − С. 95-99.
15. Жилкина Ю.В. Политика импортозамещения в электроэнергетике: опыт ГК ПАО «РОССЕТИ» // Энергетик. 2021. № 1. С. 27-29.
16. Жилкина Ю.В. Международный опыт реформирования энергоотрасли (на примере Скандинавских стран, Великобритании, США) // Энергохозяйство за рубежом. − 2019. − № 2 (303). − С. 21-31.
17. Жилкина Ю.В. Обеспечение технологического суверенитета в электроэнергетике в условиях санкционного давления // Энергетик. − 2023. − № 7. − С. 27-30.
18. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Исследовательский комитет В3 "Подстанции и электроустановки" // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу "Энергетик". − 2023. − № 4-5. − С. 58-69.

УДК 621.311

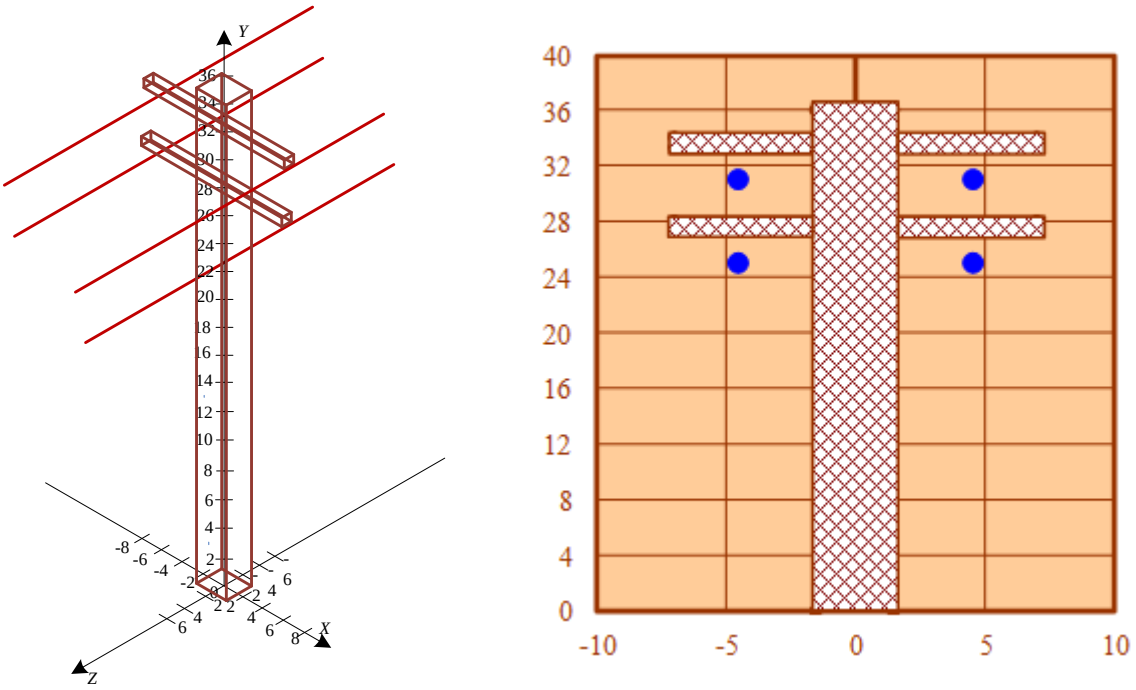
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ВБЛИЗИ ОПОР ЧЕТЫРЕХФАЗНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воронина Е.В., Крюков А.В.
Иркутский государственный университет путей сообщения
Иркутский национальный исследовательский технический университет
eka7erina.voronina@yandex.ru

Электромагнитные поля (ЭМП), создаваемые линиями электропередачи (ЛЭП), могут негативно воздействовать на окружающую среду и здоровье человека. С развитием электроэнергетики и увеличением потоков мощности, передаваемых по ЛЭП, решение задач корректного определения ЭМП ЛЭП приобретает особую актуальность, что подтверждается большим числом публикаций по этой тематике. Так, например, анализ влияния ЭМП на здоровье человека с учетом различных факторов выполнен в [1, 2]. Математическая модель для визуализации двух- и трехмерных ЭМП воздушных ЛЭП представлена в [3]. Результаты моделирования ЭМП ЛЭП 110 кВ, проходящей в урбанизованной территории, а также оценки его воздействия на жилые здания приведены в [4]. Электромагнитные поля трехпроводной линии при заземлении одного из проводов проанализированы в [5]. Влияние ЭМП ЛЭП 500 кВ на экологию описано в [6]; там же предложены методы снижения негативных эффектов.

Таким образом, в описанных выше публикациях выполнен анализ электромагнитной безопасности и представлены важные аспекты, касающиеся определения полей, создаваемых воздушными линиями электропередачи. Однако, задача расчета напряженностей ЭМП вблизи металлических опор ЛЭП в данных работах не решена, хотя заземленные проводящие конструкции могут оказывать заметное влияние на характер распределения напряженностей ЭМП в пространстве. Учет опор может быть выполнен на основе алгоритмов, предложенных в [7, 8]. Такой подход позволит разрабатывать эффективные меры защиты персонала и снижать риски, связанные с эксплуатацией высоковольтного оборудования.

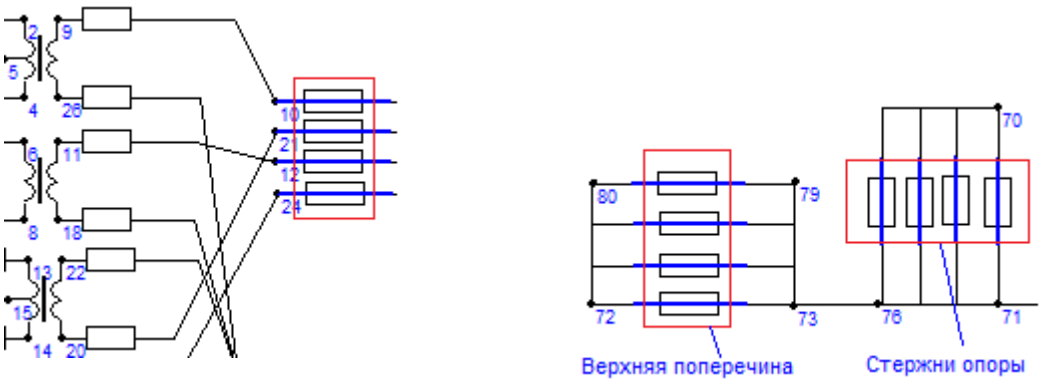
Ниже приведены результаты моделирования ЭМП четырехфазной ЛЭП 220 кВ. Схема опоры, вблизи которой осуществлялось моделирование электромагнитного поля, показана на рис. 1а. Координаты проводов ЛЭП приведены на рис. 1б. На этом рисунке представлены все важные элементы конструкции опоры, влияющие на распределение напряженностей ЭМП вблизи нее. Для расчета напряженности трехмерного ЭМП сложной структуры применялся подход [7], решающий алгоритмические проблемы, возникающие при расчетах ЭМП с учетом влияния заземленных проводников.



а) б)

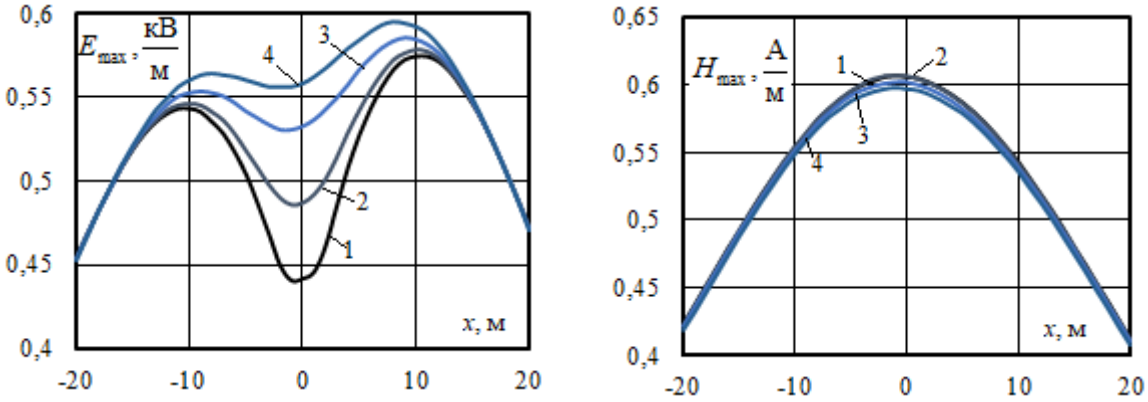
Рисунок 1 – Схема четырехфазной опоры (а) и расположение опор на ней (б)

Части схемы визуализации применяемых расчетных моделей, сформированных в программном комплексе Fazonord, версия 5.3.7.6-2025, показаны на рис. 2. В результате проведенных расчетов построены зависимости амплитуд напряженностей электрического E_{max} и магнитного H_{max} полей от координат X и Z (рис. 3-6). Характер распределения E_{max} и H_{max} в пространстве, окружающем опору, проиллюстрирован на рис. 7.



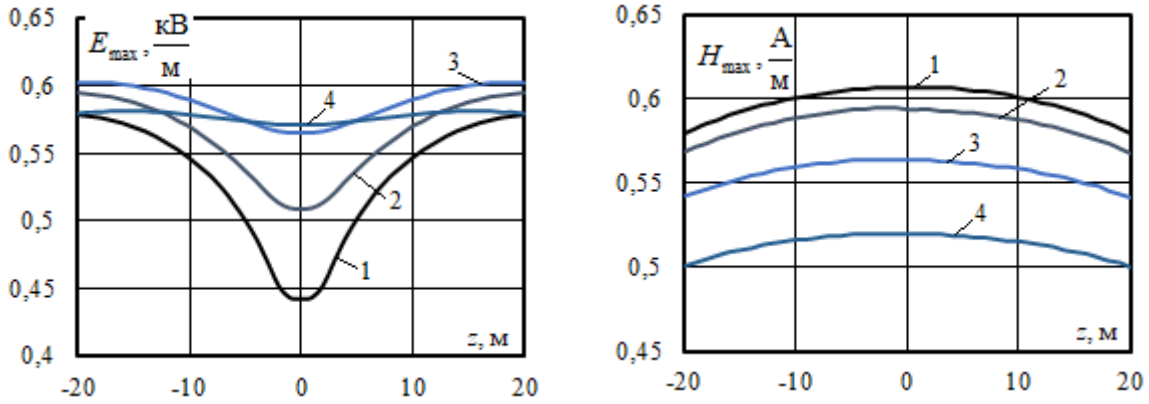
а) б)

Рисунок 2 – Фрагмент схемы расчетной модели (рамкой выделен сегмент с короткими проводами): а – часть модели сети; б − часть модели опоры



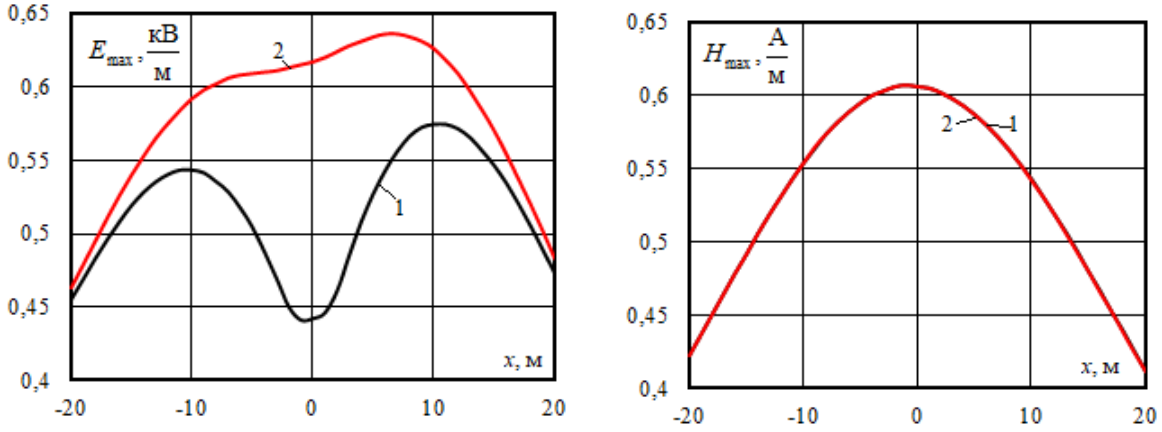
а) б)

Рисунок 3 – Зависимость амплитуд напряженностей от координаты *x* на высоте 1,8 м электрического (а) и магнитного (б) полей при наличии опоры:
1 – *z* =0 м, 2 – *z* = 4 м, 3 – *z* = 8 м, 4 – *z* = 12 м



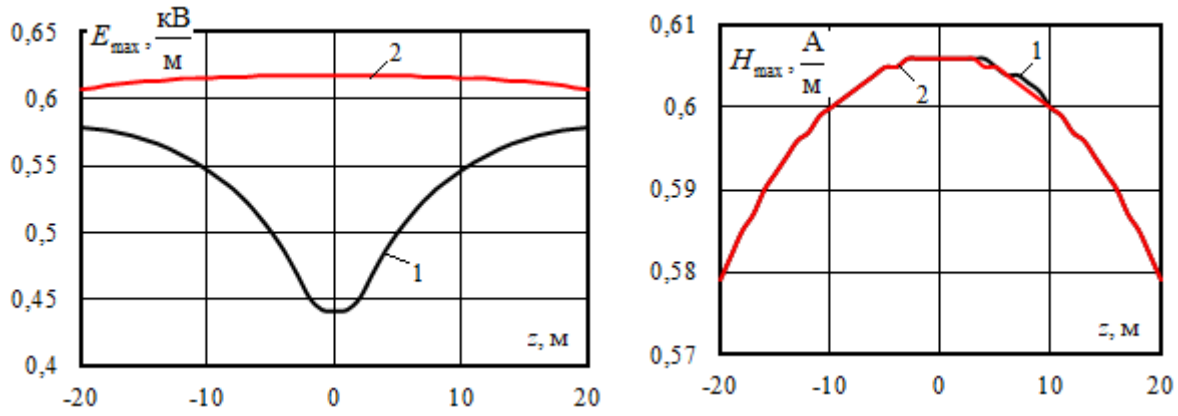
а) б)

Рисунок 4 – Зависимость амплитуд напряженностей от координаты *z* на высоте 1,8 м электрического (а) и магнитного (б) полей при наличии опоры:
1 – *z* =0 м, 2 – *z* = 4 м, 3 – *z* = 8 м, 4 – *z* = 12 м



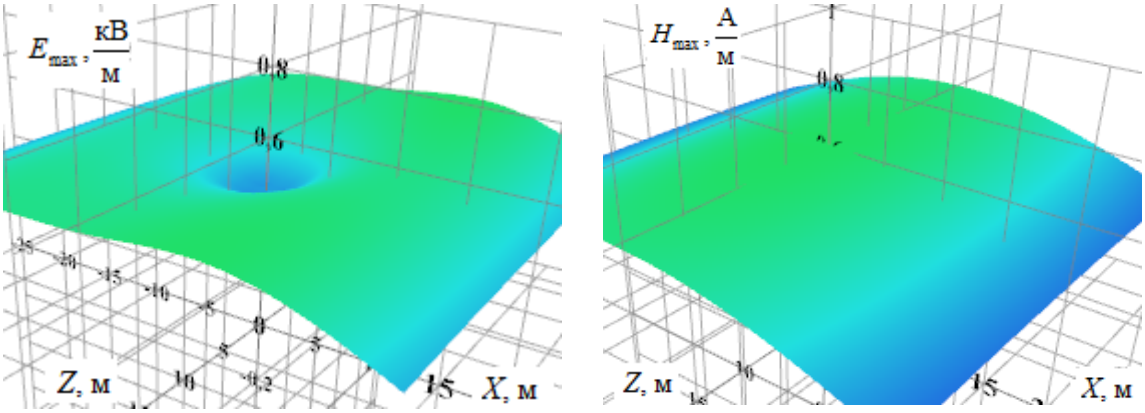
а) б)

Рисунок 5 – Сравнительные графики амплитуд напряженностей электрического (а) и магнитного полей на высоте 1,8 м от координаты *x* при *z*=0:
1 – при наличии опоры, 2 – при отсутствии опоры



а) б)

Рисунок 6 – Сравнительные графики амплитуд напряженностей электрического (а) и магнитного полей на высоте 1,8 м от координаты *z* при *x*=0:
1 – при наличии опоры, 2 – при отсутствии опоры



а) б)

Рисунок 7 – Пространственная структура распределения напряженностей электрического (а) и магнитного полей

На рис. 3 изображены зависимости E_{max} и H_{max} от координаты *x*. Аналогичные графики для координаты *z* представлены на рис. 4. Результаты влияния опоры на распределение ЭМП приведены на рис. 5 и 6. Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- на оси опоры при $x = 0$ м амплитуды E_{max} на высоте 1,8 м уменьшаются (рис. 6 а);
- при $z = 0$ м, максимальное снижение величины E_{max} составляет 40 %;
- характер зависимости $H_{max} = H_{max}(x)$ остается неизменным при учете влияния опоры и его отсутствии.

Заключение. Для оценки напряженностей электромагнитного поля вблизи опоры четырехфазной ЛЭП 220 кВ был использован метод, предложенный в работе [8]. Результаты исследования демонстрируют значительное воздействие опоры 220 кВ на электрическое поле ЛЭП. Разработанная методика является универсальной и применима для моделирования ЭМП с учетом различных проводящих конструкций.

Библиографический список

1. Артамонов М.В. Экспериментальная оценка влияния на организм человека электромагнитных излучений линий электропередач и объектов энергетики / М.В. Артамонов, Р.В. Шкрабак // Конкурс научно-исследовательских работ, Москва, 08-11 декабря 2020 года. – Москва: Ассоциация разработчиков, изготовителей и поставщиков средств индивидуальной защиты, 2020. – С. 65-68.
2. Орешина М.Н. Исследования воздействия электромагнитных излучений на организм человека / М. Н. Орешина, Е. Ю. Савенко // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 3. – С. 342-347. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-3-342-347.
3. J.-H. Chen and K.-L. Chen, "A Study of Electromagnetic Field Model for Suspended Overhead Transmission Lines," 2023 13th International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering (CPEEE), Tokyo, Japan, 2023, pp. 54-58, doi: 10.1109/CPEEE56777.2023.10217589.
4. A.G. Chervenkov, "Electromagnetic field evaluation in building located close to high-voltage overhead line", 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA), Sofia, Bulgaria, 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/ELMA52514.2021.9503058.
5. T. Yamamoto, H. Okumura, T. Wakisaka, T. Matsushima, N. Kuwabara and Y. Fukumoto, "Calculation of Electromagnetic Field Radiated from Power Line Communication of Three Wires System," 2019 Joint International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Sapporo and Asia-Pacific International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC Sapporo/APEMC), Sapporo, Japan, 2019, pp. 704-707, doi: 10.23919/EMCTokyo.2019.8893771.
6. B. Zhang, X. Wang, M. Zhao, Y. Zhao, X. Wang and G. Feng, "Analysis of Ecological Environment for 500kV Four Circuits Power Transmission Lines on Same Tower," 2006 International Conference on Power System Technology, Chongqing, China, 2006, pp. 1-8, doi: 10.1109/ICPST.2006.321455.
7. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, − 2005. − 273 с.
8. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых системой коротких токоведущих частей / System analysis and mathematical modeling. − 2021. − № 2. − С. 145-163.

Исследования выполнены за счет гранта Российского научного фонда (проект № 25-29-00937).
Воронина Е. А., аспирант ИрГУПС; Крюков А. В., профессор кафедры Э и Э ИРНИТУ.

УДК 621.3

SCADA – СИСТЕМЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Гольцов И.И., Зуев Д.Д., Матреницкий И.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
zuiev.zuiev@bk.ru

Введение. Диспетчерское управление и сбор данных является наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами (процессами) в жизненно важных и критичных с точки зрения безопасности и надежности областях. Интерес к проблемам построения высокоэффективных и высоконадежных систем диспетчерского управления и сбора данных резко возрос за последние 10-20 лет. С одной стороны, это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем. С другой стороны, развитие информационных технологий, повышение степени автоматизации и перераспределение функций между человеком и аппаратурой обострило проблему взаимодействия человека-оператора с системой управления.

Анализ большинства аварий и происшествий в авиации, наземном и водном транспорте, промышленности и энергетике показал, что если в 60-х гг. прошлого столетия ошибка человека являлась первоначальной причиной лишь 20 % инцидентов (80 % – за технологическими неисправностями и отказами), то в 90-х гг. доля «человеческого фактора» возросла до 80 %. Это послужило толчком к разработке SCADA-систем.

SCADA-системы: общие понятия и структура. SCADA (аббр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition, Диспетчерское управление и сбор данных) – это программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления. SCADA-системы используются во всех отраслях хозяйства, где требуется обеспечивать операторский контроль за технологическими процессами в реальном времени [1].

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента:

- Remote Terminal Unit (RTU) удаленный терминал, осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр его воплощений широк от примитивных датчиков, осуществляющих съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени;
- Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) диспетчерский пункт управления (главный терминал); осуществляет обработку данных и

управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого (квази-) реального времени; одна из основных функций обеспечение интерфейса между человеком-оператором и системой (HMI, MMI);

- Communication System (CS) коммуникационная система (каналы связи), необходима для передачи данных с удаленных точек (объектов, терминалов) на центральный интерфейс оператора-диспетчера и передачи сигналов управления на RTU (или удаленный объект в зависимости от конкретного исполнения системы).

Функциональная структура SCADA. Существует два типа управления удаленными объектами в SCADA: автоматическое и инициируемое оператором системы.

Шеридан (Sheridan) выделил четыре основных функциональных компонента систем диспетчерского управления и сбора данных человек-оператор, компьютер взаимодействия с человеком, компьютер взаимодействия с задачей (объектом), задача (объект управления), а также определил пять функций человека-оператора в системе диспетчерского управления и охарактеризовал их как набор вложенных циклов, в которых оператор (рис. 1):

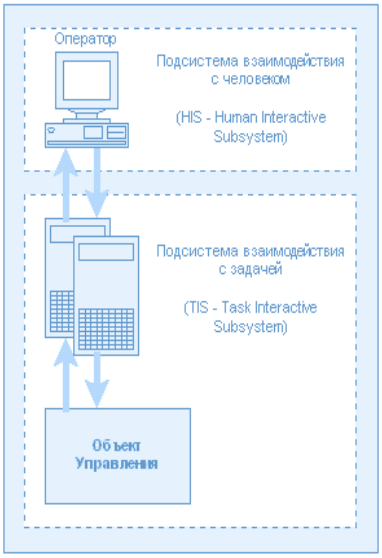


Рисунок 1 – Основные структурные компоненты SCADA-систем

- планирует, какие следующие действия необходимо выполнить;
- обучает (программирует) компьютерную систему на последующие действия;
- отслеживает результаты (полу)автоматической работы системы;
- вмешивается в процесс в случае критических событий, когда автоматика не может справиться, либо при необходимости подстройки (регулировки) параметров процесса;
- обучается в процессе работы (получает опыт).

Данное представление SCADA явилось основой для разработки современных методологий построения эффективных диспетчерских систем.

Особенности SCADA как процесса управления. Особенности процесса управления в современных диспетчерских системах [2]:

- процесс SCADA применяется в системах, в которых обязательно наличие человека (оператора, диспетчера);
- процесс SCADA был разработан для систем, в которых любое неправильное воздействие может привести к отказу (потере) объекта управления или даже катастрофическим последствиям;
- оператор несет, как правило, общую ответственность за управление системой, которая, при нормальных условиях, только изредка требует подстройки параметров для достижения оптимальной производительности;
- активное участие оператора в процессе управления происходит нечасто и в непредсказуемые моменты времени, обычно в случае наступления критических событий (отказы, нештатные ситуации и пр.);
- действия оператора в критических ситуациях могут быть жестко ограничены по времени (несколькими минутами или даже секундами).

Основные требования к диспетчерским системам управления. К SCADA-системам предъявляются следующие основные требования:

- надежность системы (технологическая и функциональная);
- безопасность управления;
- точность обработки и представления данных;
- простота расширения системы.

Требования безопасности и надежности управления в SCADA включают следующее:

- все операции по управлению должны быть интуитивно-понятными и удобными для оператора (диспетчера).

Области применения SCADA-систем. Системы диспетчерского управления применяются для технологических процессов, для работы которых обязательно наличие диспетчера, чьи неправильные действия могут привести к отказу (потере) объекта управления, а эти действия жестко ограничены по времени. Оператор несет, как правило, общую ответственность за управление системой, которая при нормальных условиях требует подстройки параметров для достижения оптимальной производительности. Активное участие диспетчера происходит в случае наступления критических событий. К таким объектам управления можно отнести:

- управление передачей и распространением электроэнергии;
- промышленное производство;
- производство электроэнергии;
- водозабор, водоочистка, водораспределение;
- добыча, транспортировка и распределение нефти и газа;
- управление космическими объектами;
- телекоммуникации и др.

Задачи, решаемые SCADA-системами. Современные SCADA-системы позволяют решать такие типовые задачи как [1, 2, 6]:

- отображение информации по запросу оператора с выводом на экран монитора оперативной информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, трендов (графиков изменения параметров во времени), индикаторов;
- прием и сохранение информации о контролируемых технологических параметрах от оборудования нижестоящего уровня (контроллеров и датчиков);
- обработка принятой информации в реальном времени: математическая обработка информации от «нижнего» уровня с целью получения реальной картины состояния всего технологического процесса;
- хронометрирования основных технологических параметров, формирование протокола событий и архивных данных;
- обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием;
- непосредственное автоматическое управление технологическим процессом в соответствии с заданными алгоритмами и технологическими регламентами;
- оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУТП, с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.

Выбор SCADA-системы. Реформирование электроэнергетической отрасли усиливает конкуренцию продуктов и услуг компаний-производителей, поставщиков и системных интеграторов, работающих в области автоматизации объектов энергетики.

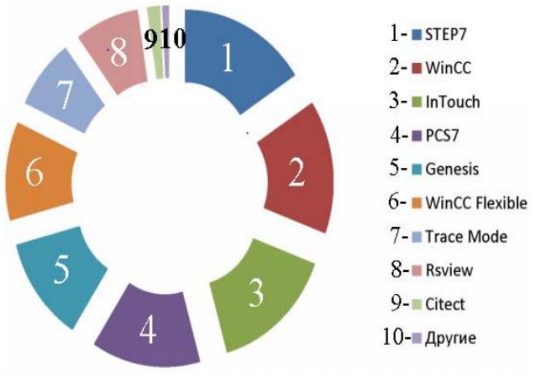


Рисунок 2 – Диаграмма распределения рынка производителями SCADA-систем в энергетике [3]

На рынке представлено более 50 продуктов (рис. 2), которые можно категорировать по [4]:

- требуемой операционной системе, наиболее распространена Windows (Linux, Mac OS встречаются намного реже для данного продукта);
- количеству поддерживаемого оборудования;
- цене, в общем случае на рынке представлены как полностью бесплатные SCADA, недорогие SCADA с ценой лицензии от $100, так и SCADA ценой порядка $100 тыс. Частный случай условно бесплатные SCADA, с ограничением по времени работы без перезапуска;
- наличию и типу ключа аппаратной защиты (программный ключ файл, аппаратный USB- или LPT-ключ, программная «привязка» к оборудованию);
- по наличию прочих функций (поддержка резервирования, генераторы отчетов, удаленный доступ, веб-интерфейс и т. п.)

Заключение. Несмотря на большое разнообразие SCADA-систем на рынке, большинство из них имеет примерно одинаковый набор функциональных возможностей, позволяющих выполнять основные требования, предъявляемые к верхнему уровню АСУ ТП. Поэтому зачастую выбор SCADA-системы производится по экономическому критерию, качеству технической поддержки и дополнительных комплексных услуг по освоению и внедрению конечной системы управления.

Следует отметить тенденции включения SCADA-систем в системы комплексной автоматизации предприятия. Это обеспечивает точную, своевременную информацию на каждом уровне производства.

Применение в SCADA-системах новых технологий, разработка инструментальных средств комплексной автоматизации предприятия свидетельствуют о стремлении и возможности фирм-разработчиков постоянно совершенствовать свои продукты, что является немаловажным фактором при выборе инструментального средства, даже если не все его технологические решения в ближайшее время будут использованы.

Библиографический список

1. Возможности и характеристики современных SCADA-систем [Электронный ресурс] URL: http://www.gaps.tstu.ru/win-1251/lab/sreda1/scada/win-1251/s1.html.
2. Николаев М.Ю. Курс слайд-лекций по дисциплине «Информационные технологии в электроэнергетике» [Электронный ресурс] URL: http://edu-data.omgtu.ru/multimedia/.
3. Доли различных производителей на рынке [Электронный ресурс] URL: http://www.controlglobal.com/.
4. SCADA-системы, или муки выбора [Электронный ресурс] URL: http://asutp.ru/?p=600055.
5. Ларькин А.Е. Обзор современных SCADA-систем / Ларькин А.Е., Гайсина Р.Ю. // Вестник международных научных конференций: журнал / – 2015. – № 5. – С. 139-142.

6. Самородова Л.Л. Применение SCADA-систем в угольной промышленности / Самородова Л.Л., Любимов О.В., Якунина Ю.С. // Вестник Кузбасского государственного технического университета: журнал / – 2016.

Зуев Д.Д., Матреницкий И.В. обучающиеся гр. ЭУм-23-1; Гольцов И.И., ст. гр. ЦЭм-23-1, ИРНИТУ

УДК 621.31

НЕКОТОРЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ЭЛЕКТРОРАЗРЯДНОГО СПОСОБА РАЗРУШЕНИЯ НЕГАБАРИТОВ

Горностаев Е.В., Фроленок П.И., Воронин А.Н., Потапов В.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Электроразрядный способ разрушения негабаритов известен с1970-х годов, однако он находил ограниченное применение и использовался только для ситуаций, в которых по разным причинам исключался взрывной метод разрушения (застроенная местность, близкое расположение жилых или промышленных объектов). Широкого применения на карьерах горных предприятий электроразрядный способ до настоящего времени не нашел. Аналитический обзор источников в вопросах использования электроразрядных технологий позволяет сделать вывод, что основной причиной является ограниченный ресурс работы импульсных высоковольтных конденсаторов (основной элемент определяющий стоимость электроразрядной установки) [1].

Модернизация методов взрывных работ при вскрытии, а также оптимизация схемы расположения шпуров привели к значительному сокращению количества негабаритных кусков породы. В такой ситуации более эффективным становится применение электроразрядного метода для дробления негабаритных кусков параллельно с проведением других технологических операций. Это позволяет ускорить процесс вскрышных работ. При ранее используемой сетке расположения шпуров более рентабельным был взрывной метод разрушения негабаритов, который исключал возможность применения других технологических операций.

Изменение технологии вскрышных работ на карьерах алмазодобывающих горных предприятий, введенные в последнее время, сделали экономически целесообразным и предпочтительным электроразрядный способ разрушения негабаритов.

Анализ известных конструкций [2] электровзрывных картриджей, используемый для разрушения негабаритов, предполагает введение в шпур двух токоподводов (с одной стороны шпура) находящихся под разными потенциалами до 50 кВ. Это создает проблему обеспечения электрической прочности изоляции токоподводов в условиях с ограниченными поперечными размерами шпура. И в процессе работы возникает проблема стабильности электрического взрыва проводника.

В данной работе предложено, осуществлять подключение взрывающейся проволочки токоподводами, находящимися под разными потенциалами, с разных сторон шпура. Для проверки данной идеи и отработки элементов технологической операции, был выполнен эксперимент, с использованием электровзрывного картриджа с подключением токоподводов, находящимися под разными потенциалами, с разных торцов.

В качестве образцов эксперимента использовались: бетонный блок, кирпич, осколок горной породы.

Упрощенная принципиальная схема установки и конструктивная схема электровзрывного картриджа, а также его расположение в образце представлены на рисунке 1. В качестве взрывающегося проводника использовался алюминиевый провод, диаметром 0,8 мм.

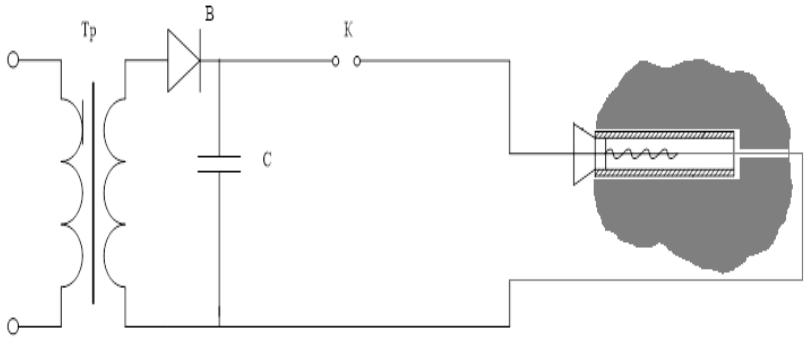


Рисунок 1 – Конструктивная схема электровзрывного картриджа

Ударная емкость в эксперименте составляла 24 мкФ, зарядное напряжение 22,5 кВ.

На рисунках 2, 3, 4, представлены фотографии образцов до и после испытаний.



Рисунок 2 – Печной кирпич



Рисунок 3 – Бетонный блок



Рисунок 4 – Образец горной породы

Анализ результатов эксперимента показал, что для более эффективного импульса давления, полученного энергией электрического взрыва проводника необходимым условием является: наличие передающей среды между внешней стенкой корпуса электровзрывного картриджа и внутренней стенкой шпура. В нашем случае как наиболее доступный и дешевый расходный материал используется вода. При наличии передающей среды между внешней стенкой картриджа и внешней стенкой шпура, при воздействии импульса давления, за счет действия растягивающих напряжений в породе об-

разуются радиальные трещины. Передающая среда будет заполнять трещины, образующиеся в горной породе и способствовать росту этих трещин, тем самым повышается эффективность импульса давления (рис. 5, 6).

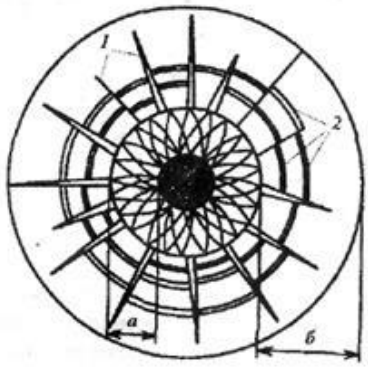


Рисунок 5 – Процесс разрушения монолитной скальной породы вокруг заряда: а – зона измельчения; б – зона трещинообразования; 1 – радиальные трещины; 2 – тангенциальные трещины

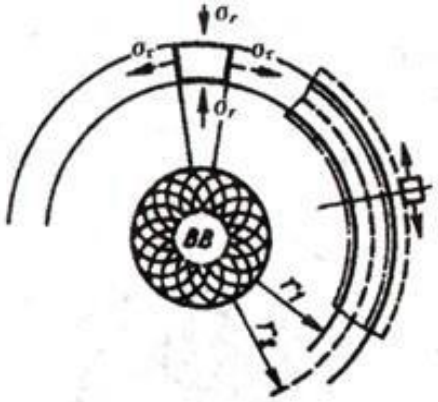


Рисунок 6 – Механизм образования радиальных и тангенциальных трещин: σ_r – сжимающие напряжения; σ_τ- растягивающие напряжения

Для обеспечения данного условия (наличия передающей среды) в конструкции электровзрывного картриджа предусмотрены торцевые центрирующие заглушки, обеспечивающие наличие передающей среды между стенками. С тем чтобы исключить вытекание передающей среды из шпура в процессе подготовительных работ шпур выполняется наклонным.

Результаты эксперимента показали, что подключение электровзрывного картриджа к токоподводам, находящимся под разными потенциалами, с разных торцов обеспечивают стабильность электрического взрыва проводника.

Библиографический список

1. Усов А.Ф. Полувековой юбилей электроимпульсному способу разрушения материалов / А. Ф. Усов // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2012. – № 4(11). – С. 166-193.
2. Войтенко Н.В. Применение электроразрядного способа для разрушения негабаритов и откола от массива горных пород при добыче природных

ресурсов / Н.В. Войтенко, А.С. Юдин, Н.С. Кузнецова; науч. рук. Г.Е. Ремнев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 606-608.

Горностаев Е.В., Фроленок П.И., Воронин А.Н., обучающиеся гр. ЭУм-23-1; Потапов В.В., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.321

ДВА ВОПРОСА ПО ТЕПЛОЭЛЕКТРИЧЕСКОМУ НАГРЕВАТЕЛЮ

Дерунов А.А., Емельянов Н.Ю., Муссонов Г.П., Рыбалко О.С.,
Симоненко С.Д., Шобогоров А.Е.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Вопрос 1-й. *Как для бытовой электропечи теплоэлектрический нагреватель (ТЭН) при 3-х выводах может выдавать пять различных значений мощности*?

Внешний вид ТЭН’а приведён на рис.1. На наружном конце ТЭН’а видны три вывода, по которым на ТЭН подаётся электрическая энергия.

На бытовой электропечи устанавливается несколько ТЭН’ов, и каждый из них называется конфоркой. Температура каждой конфорки регулируется индивидуальным переключателем. Обычно переключатель имеет пять устойчивых положений для управления потребляемой мощностью.

Схематично, этот переключатель и пять его устойчивых положений изображены на рис. 2, на котором ручка переключателя темного цвета находится в положении «0», т.е. ТЭН отключен. С увеличением номера устойчивого положения ручки переключателя происходит увеличение потребляемой электрической энергии ТЭН’ом и повышается температура его нагрева.

Корпус ТЭН’а – это стальная труба, которая обжатая так, что её поперечное сечение стало похожим на равнобедренный треугольник, и эта «труба-треугольник» скручена в спираль, которая приведена на рис.1. При этом, самая длинная сторона треугольника, которая является его основанием, располагается в ТЭН’е кверху для удобства пользования конфоркой, т.е. ставить на её кухонную посуду.

Внутри корпуса ТЭН’а располагаются два проволочных сопротивления с разными номинальными значениями, а именно R_1 и R_2, что показано на рис.1. Также в корпусе располагаются изоляция сопротивлений друг от друга, от соединительных проводов и от корпуса ТЭН’а.

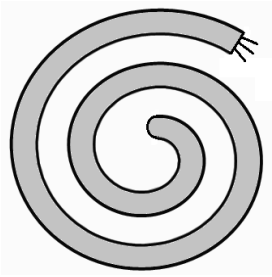


Рисунок 1 – Внешний вид ТЭН'а. На верхнем конце видны три вывода

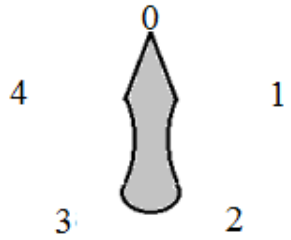


Рисунок 2 – Переключатель мощности на плите в положении «0», т.е. ТЭН отключен

Свободное пространство ТЭН'а заполнено застывшим наполнителем для сохранения температуры ТЭН'а и для ликвидации возможности перемещения или для фиксации содержимого ТЭН'а.

Электрическая схема ТЭН'а приведена на рис.3, А). Значение сопротивления R_1 больше значения сопротивления R_2, т.е. $R_1 > R_2$. Это для простоты и наглядности отражено размерами на обеих схемах рис. 3, хотя по правилам ГОСТ'ов [1, 2] все сопротивления или резисторы должны иметь одинаковые размеры.



Рисунок 3 – А) Электрическая схема ТЭН'а; Б) Подключение ТЭН'а в положении «4», т.е. при наибольшей мощности

Об одном положении ручки переключателя, которое изображено на рис. 2, и которое соответствует нулевому значению потребляемой электрической энергии из сети и нулевому значению выделяемой тепловой энергии ТЭН'ом, мы уже узнали. Рассмотрим изменение потребляемой мощности и выделяемого тепла ТЭН'ом в зависимости от положения ручки переключателя:

1. Ручка переключателя на рис. 2 находится в положении «1», т.е. ТЭН потребляет наименьшую мощность. В этом случае источник энергии подключается к клеммам 1 и 3 на рис.3, А), это означает, что оба сопротивления R_1 и R_2 подключены последовательно. Значение тока I_1, протекающего в цепи, равно

$$I_1 = U / (R_1 + R_2), \qquad (1)$$

где U – здесь и далее в числителе всех формул – это номинальное напряжение сети, для которой изготовлен этот ТЭН, и которое мы не имеем возможности изменить.

Мощность P_1, выделяемая ТЭН'ом в это случае равна:

$$P_1 = I_1 \cdot U. \qquad (2)$$

2. Ручка переключателя находится в положении «2», т.е. ТЭН потребляет большую мощность P_2, чем ранее. Источник энергии подключается к клеммам 1 и 2 на рис.3, А), т.е. к сети подключено только сопротивление R_1. Так как значение знаменателя в формуле (1) стало меньше, то значение тока I_2, протекающего в цепи, стало больше и равно

$$I_2 = U / R_1, \quad (3)$$

где U – номинальное напряжение сети.

Мощность P_2, выделяемая ТЭН'ом, стала больше и равна:

$$P_2 = I_2 \cdot U, \quad (4)$$

значит, ТЭН нагревается до большей температуры по сравнению с 1-м положением переключателя.

3. Ручка переключателя находится в положении «3», т.е. ТЭН должен потреблять большую мощность P_3, чем в ранее рассмотренных случаях, и должно выполняться условие:

$$P_3 > P_2 > P_1. \quad (5)$$

Источник энергии подключается к клеммам 2 и 3 на рис.3, А), т.е. только к сопротивлению R_2. Так как $R_1 > R_2$, это означает, что величина знаменателя в формулах (1 и 3) стала наименьшей из этих трёх случаев. И значение тока I_3, протекающего в цепи, стало больше и равно

$$I_3 = U / R_2, \quad (6)$$

где U – номинальное напряжение сети.

Мощность P_3, выделяемая ТЭН'ом равна:

$$P_3 = I_3 \cdot U, \quad (7)$$

и условие (5) выполняться, значит, ТЭН нагревается до большей температуры по сравнению с 1-м и 2-м положениями переключателя на рис. 2.

4. Наконец, ручка переключателя на рис. 2 находится в положении «4», т.е. ТЭН потребляет мощность P_4, наибольшую, чем во всех случаях ранее. Источник энергии одним проводом одновременно подключается к клеммам 1 и 3, т.е. клеммы 1 и 3 соединяются друг с другом (как бы закорочены) и на рис. 1, Б) полученная общая клемма обозначена как 1-3. Другой провод источника энергии подключается к клемме 2. Схема подключения ТЭН'а в положении «4», т.е. при наибольшей мощности приведена на рис. 1, Б). Таким образом, оба сопротивления R_1 и R_2 подключены параллельно.

Из школьного учебника физики и из учебника ТОЭ на первом курсе известно, что при параллельном подключении общее сопротивление цепи $R_{общ}$ меньше наименьшего сопротивления и равно

$$R_{общ} = R_1 \cdot R_2 / (R_1 + R_2). \quad (8)$$

Значение тока I_4, протекающего в цепи стало наибольшим и равно

$$I_4 = U / R_{общ}, \quad (9)$$

наибольшая мощность P_4, потребляемая из сети и выделяемая ТЭН'ом в виде тепла, равна:

$$P_4 = I_4 \cdot U, \quad (10)$$

и при этой мощности ТЭН начинает светиться, то есть его стальной корпус раскаляется и излучает свет в видимом диапазоне. В предыдущих случаях, при мощностях, описанных формулами (2, 4, 7), ТЭН излучал тепловую энергию в инфракрасном диапазоне.

Таким образом, рассмотрены все пять значений потребляемой ТЭН'ом мощности в зависимости от положения ручки переключателя, из них одно значение равно нулю, т.е. ТЭН отключен, и его температура через некоторое время станет равной температуре окружающей среды.

Есть бытовые электропечи, у которых переключатели для каждого ТЭН'а не имеет устойчивых положений, см. рис.4, а вращается почти на 360º. У них температура ТЭН'а регулируется не дискретно, а плавно во всём диапазоне изменения температуры. Это осуществляется за счёт применения биметаллической пластинки. В этом случае переключатель правильней называть регулятором, так это и будет далее в тексте.

Из названия понятно, что эта пластинка, состоит из двух скреплённых между собой более тонких пластинок из разных металлов или сплавов, имеющих существенно отличающиеся коэффициенты теплового расширения.

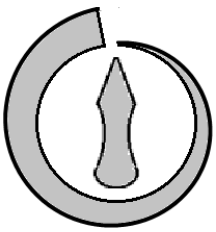


Рисунок 4 – Вид переключателя (регулятора) на передней панели электропечи

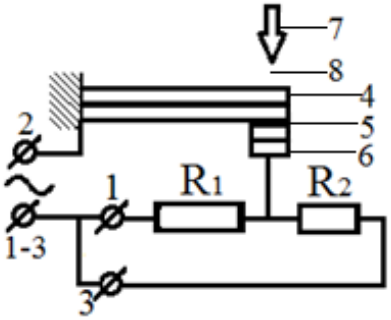


Рисунок 5 – Подключение ТЭН'а в положении «4» на рис. 3, Б) с биметаллической пластинкой 4;
5 – контакт на биметаллической пластинке;
6– контакт на ТЭН'е;
7 – окончание ручки переключателя;
8 – зазор, регулирующий температуру

С изменением температуры твердых тел изменяются их размеры. Длина l_t твердого тела при температуре t °С определяется его длиной l_0 при 0°С, температурой t и коэффициентом линейного расширения α и согласно [3] равна:

$$l_t = l_0 (1 + \alpha \cdot t),$$

где коэффициентом линейного расширения α называется величина, равная среднему (в интервале температур от 0 °С до t °С) относительному удлинению тела:

$$\alpha = (1/ t)\cdot(l_t - l_0) / l_0.$$

Конструкция биметаллической пластинки такова, что с одной её стороны, например, с верхней 4 на рис.5, устанавливается пластинка, коэффициент теплового расширения которой близок к нулю. С другой её стороны, например, с нижней 5, рис.5, устанавливается пластинка, с очень большим коэффициентом теплового расширения. В нашем примере на рис.5, как и на практике, пластинка располагается горизонтально к ТЭН'у той стороной, которая имеет больший коэффициент теплового расширения.

Длина биметаллической пластинки 4-5 рис.5 в несколько раз больше ширины. Один конец пластинки 4-5, как это видно на рис.5, закрепляется, т.е. неподвижен, это её левый конец на рис.5, на другом конце пластинки находится подвижный контакт 5, включающий или выключающий ТЭН. Неподвижный контакт 6 на рис.5 подсоединён к среднему выводу ТЭН'а, который расположен между сопротивлениями R_1 и R_2.

При комнатной температуре биметаллическая пластинка является прямой, т. е. не искривлённой. С увеличением температуры нижняя часть пластинки увеличивается в длине, что приводит как к искривлению пластинки и перемещению её свободного конца вверх, так и к размыканию контактов 5 и 6. Это вызывает разрыв электрической цепи и отключение ТЭН'а. ТЭН остывает, пластинка снова становится прямой и замыкает электрическую цепь вновь.

Функцию управления температурой ТЭН'а и потребляемой им мощностью осуществляет изменение положения ограничителя 7 на рис. 5, который является продолжением регулятора рис.4 и который изменяет величину зазора 8 на рис. 5 между биметаллической пластинкой и регулятором. Изменение величины зазора 8 приводит к ограничению диапазон перемещения свободного конца биметаллической пластинки. При повороте ручки регулятора рис.4, которая расположена на передней панели электропечи, по часовой стрелке приводит к уменьшению величины зазора 8 на рис. 5. Чем меньше установлена величина зазора 8 на рис. 5, тем чаще происходит процесс замыкания-размыкания контактов 5 и 6 и тем выше температура ТЭН'а, и наоборот, температура понижается, если ручку регулятора рис.4 повернуть против часовой стрелки. Величина зазора 8 увеличивается, что приводит к увеличению времени без токовой паузы и охлаждению ТЭН'а.

Точно также регулируется температура электрического утюга. Также в современных электрических чайниках, которые самостоятельно отключаются при температуре кипении воды, – это тоже осуществляется с помощью биметалла.

Это свойство биметаллической пластинки изменять свою форму при нагревании используется также во всех промышленных магнитных пускателях для защиты от перегрева коммутационных контактов.

Вопрос 2-й. *Почему для увеличения срока службы или для долговечности ТЭН'а переключатель мощности нужно последовательно переключать по всем значениям положения 1, 2, 3 до нужной мощности, а не включать её сразу, например, в положение «4»*?

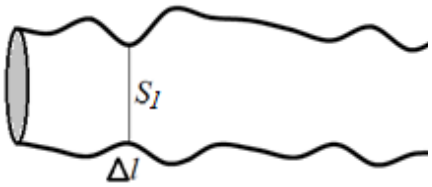


Рисунок 6 – Отрезок провода сопротивления ТЭН'а с участком длиной Δl и с наименьшей площадью сечения S_1

Два сопротивления, расположенные в корпусе ТЭН'а, представляют собой проволочную спираль из проволоки с очень высоким удельным сопротивлением ρ, которое, как известно, измеряется в Ом·мм^2/м. Высокое удельное сопротивление ρ достигается сплавом разных металлов. Вот примеры распространённых сплавов из [4], их название, состав в скобках и удельные сопротивления ρ приведены далее: «никелин» (67% Cu, 30% Ni, ≈3% Mn), ρ = 0,4; «манганин» (86% Cu, 12% Mn, 2% Ni), ρ = 0,43; «константан» (54% Cu, 45% Ni, l% Mn), ρ = 0,5; «нихром» (62% Ni, 23% Fe, 15% Cr), ρ = 1,19; «фехраль» (65% Fe, 30% Cr, 5% A1), ρ = 1,42.

Распространённые проводники в электроэнергетики – медь и алюминий, имеют следующие удельные сопротивления 0,017 и 0,028, соответственно. По сравнению с медью удельные сопротивления приведённых сплавов от 23,5 до 83,5 раз больше, для алюминия удельные сопротивления сплавов превышают его значение от 14 до 50,7 раз. Это означает, что отрезки проволоки из сплавов такой же длины и сечения, что медные или алюминиевые отрезки, выделяют во столько раз большую мощность при одном и том же значении протекающего по ним тока.

Любая проволока изготовляется протяжкой (проволакиванием, отсюда и название – проволока) через отверстия, равные диаметру будущей проволоки.

Поверхность проволоки не является идеальной. На рис. 6, утрировано, изображён отрезок этого провода с не идеальной поверхностью при большом увеличении. Кроме этого, в процессе изготовления самой спирали также происходит травмирование провода и в частности уменьшения её площади сечения *S*.

На рис. 6 видно, что на отрезке длиной Δl площадь сечения S_1 провода меньше, чем площадь сечения S на соседних участках. Сопротивление R_{S1} на этом участке, определяется по формуле, известной из курса физики средней школы:

$$R_{S1} = \rho \cdot \Delta l / S_1, \qquad (11)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, из которого изготовлено проволочное сопротивление.

Для рассматриваемого отрезка длиной Δl его сопротивление R_{S1}, больше, чем сопротивления R_S соседних участков также с длиной Δl, но с большей площадью сечения S, равной

$$R_S = \rho \cdot \Delta l / S. \quad (12)$$

Поскольку сопротивление R_{S1}, больше, чем сопротивления R_S соседних участков такой же длины Δl, то на нём выделяется большее значение мощности P_{S1} по сравнению с другими соседними участками при одном и том же значении тока I, протекающего по спирали. Действительно,

$$P_{S1} = R_{S1} \cdot I^2. \quad (13)$$

Включение ТЭН'а сразу на максимальную мощность приводит к перегреву отрезка спирали длиной Δl, и вызывает следующие последствия:

- дальнейшее уменьшение поперечного сечения провода вследствие окисления металлов, так как в ТЭН'е спираль не герметична, и на раскалённом металле появляется окалина, (а на холодном – нет);
- уменьшение поперечного сечения происходит и за счет испарения, так как внешнее электрическое поле, создаваемое поляризованным диэлектриком внутри ТЭН'а, уменьшает энергию выхода электронов и ионов;
- также слишком большая локальная температура приводит к выгоранию того металла в сплаве, у которого температура плавления не высокая, например, у алюминия, а также происходит зонная плавка, то есть перераспределение примесей в сплаве;
- кроме этого имеющееся механическое напряжение в спирали увеличивает величину Δl и уменьшает значение площади сечения S.

Все эти последствия в итоге приводят к перегоранию спирали.

Почему же, последовательно медленно увеличивая потребляемую мощность ТЭН'ом, мы удлиняем срок его службы?

Причина проста, формулы (11 и 12) написаны для ТЭН'а, температура которого не учитывает температуру окружающей среды. На самом деле известно, что имеется зависимость удельного сопротивления проводника ρ от текущей температуры. Эта зависимость имеет вид:

$$\rho = \rho_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t), \quad (14)$$

где ρ_0 – удельное сопротивление проводника при 0 °С, t – температура в градусах Цельсия, α – температурный коэффициент сопротивления. Зависимость ρ и ρ_0 от температуры для чистых металлов (и некоторых сплавов) объясняется тем, что средняя длина пробега электронов зависит от температуры t.

Устанавливая вначале номер 1 устойчивого положения ручки переключателя рис. 2, мы подключаем к сети наибольшее сопротивление ТЭН'а. Согласно формуле (1) в цепи с ТЭН'ом потечёт наименьший ток. На отрезке спирали длиной Δl по формуле (13) выделится минимальная мощность, которой недостаточно для того, чтобы вызвать перечисленные вредные последствия. Однако этого тока достаточно, чтобы спираль нагрелась, её удельное сопротивление ρ увеличилось, согласно формуле (14), что приводит к увеличению общего сопротивления спирали и к уменьшению тока в цепи с ТЭН'ом.

И так далее, ручку переключателя рис. 2 переводим в положение 2, затем в положение 3 и, наконец, в 4. И в каждом положении происходит ситуация, описанная в предыдущем абзаце. И каждый раз на отрезке спирали длиной Δl не хватает температуры, чтобы перегорела спираль.

Аналогичная ситуация с регулятором на рис. 4. Нужно постепенно через 5-10 секунд увеличивать угол поворота по часовой стрелке на минимальное значение в 30º. Это увеличит долговечность вашего ТЭН'а.

Переключатель с пятью устойчивыми положениями, изображенный на рис. 2, позволяет диагностировать исправность ТЭН'а. Если ручка переключателя находится в положении «1», это означает, что оба сопротивления R_1 и R_2 подключены последовательно к источнику энергии, и в этом положении ТЭН не нагревается, то это свидетельствует о том, что одно из сопротивлений перегорело.

Такой ТЭН отлично работает при нахождении ручки переключателя в положении 4. Только его выделяемая мощность будет определяться либо формулой (4), либо формулой (7), в зависимости от того какое сопротивлений перегорело.

Регулятор, изображенный на рис. 4, не позволяет установить факт выхода из строя одного из сопротивлений, так как они сразу подключены на параллельную работу. Просто, как и в случае с переключателем на рис. 2, выделяемая мощность ТЭН'ом уменьшится.

Библиографический список

1. ГОСТ 2.721-74 ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения. Издательство стандартов, 1974. Переиздание – Стандартинформ. 2008.
2. ГОСТ 2.728-74 Размеры условных графических обозначений в электрических схемах. Издательство стандартов, 1974.
3. Справочник по физике для инженеров и студентов вузов / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, А. К. Лебедев. 8-е изд., перераб. и испр. – М.: ООО «Издательство Оникс», 2006. – 1056 с.: ил.
4. Физические величины: Справочник /А. П. Бабичев, Н. А. Бабушкина, А. М. Братковский и др.; Под. ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. – М.; Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с. – ISBN 5-283-04013-5.

Дерунов А.А., Емельянов Н.Ю., Рыбалко О.С., Симоненко С.Д., Шобогоров А.Е.– обучающиеся гр. ЭСб-22-2; Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭСС и С ИРНИТУ.

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СЕТЕЙ MICROGRID С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ CERTS

Додатко С.А., Толмачева Я.Д.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
soffyad@list.ru, ytolmachyovayana@bk.ru

В настоящее время микросети активно организуют и координируют развертывание и эксплуатацию распределенных энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии, систем накопления энергии, дизельных генераторов и управляемых нагрузок, как по отдельности, так и в сочетании. Микросети становятся многообещающим средством повышения надежности и отказоустойчивости объектов электроэнергетики при одновременном снижении их воздействия на окружающую среду и снижении затрат на электроэнергию [1].

Консорциум по разработке технологических решений для обеспечения надежности электроснабжения (Consortium for electric reliability technology solutions, CERTS) внес значительный вклад в развитие микросетей в промышленности, разработав ряд передовых технологий управления и интеграции микросетей, известных под общим названием – концепция микросети CERTS. Концепция впервые была сформулирована в 1998 году и в дальнейшем была проверена в ходе испытаний на демонстрационном испытательном стенде, эксплуатируемом крупнейшей электроэнергетической компанией на Среднем Западе США (American Electric Power, AEP).

Концепция микросетей CERTS представляет собой передовой подход к управлению и интеграции распределённых энергетических ресурсов, направленный на повышение устойчивости и эффективности энергетических систем. Ключевая особенность этого подхода заключается в использовании интеллектуальных систем управления, обеспечивающих мониторинг и анализ данных о потреблении и генерации в режиме реального времени. Это позволяет не только оперативно реагировать на любые изменения в системе, но и минимизировать потери, тем самым повышая её общую эффективность.

Важной задачей концепции является обеспечение стабильности параметров электрической энергии, таких как напряжение и частота. Регулирование этих параметров осуществляется с помощью источников энергии и управляемой нагрузки, работающих в координации друг с другом через локальные данные. Такая конструкция обеспечивает автономное и децентрализованное управление микросетью.

Использование независимых элементов управления позволяет физически распределять компоненты CERTS по географии микросети, что может

обеспечить дополнительные преимущества, такие как сокращение расстояния передачи тепла от источника теплоснабжения к потребителю и снижение потерь электроэнергии [2].

В условиях растущей потребности в «чистой» электроэнергии, а также необходимости повышения устойчивости и надёжности энергетических систем, микросеть CERTS выделяется среди традиционных решений. Ниже приведена сравнительная таблица 1, демонстрирующая ключевые отличия между традиционными микросетями и микросетью CERTS.

Таблица 1

Сравнение микросетей

Параметр	Традиционные микросети	Микросеть CERTS
Надёжность и устойчивость	*Средняя.* Элементы микросети зависимы от центрального узла управления, что делает их уязвимыми к сбоям и отказам. Кроме того, в системе назначается один «ведущий» источник энергии, при потере которого вся система может пострадать.	*Высокая.* Система устойчивее к локальным сбоям, так как элементы микросети могут продолжать функционировать даже при потере связи с другими частями сети. Вдобавок, все источники энергии действуют как равнозначные, что снижает риск разрушения микросети.
Система управления	*Централизованная.* Все решения принимаются одним центральным контроллером, что ограничивает гибкость и скорость реакции на изменения в системе.	*Децентрализованная.* Каждый элемент сети обладает своей собственной логикой управления, то есть имеет возможность принимать самостоятельные решения, что повышает надёжность и адаптивность системы.
Масштабируемость	*Ограниченная.* Добавление новых элементов требует пересмотра всей архитектуры управления.	*Высокая.* Микросеть легко адаптируется под новые компоненты, поскольку строится по модульному принципу. Это позволяет быстро увеличивать мощность и сложность системы без значительных изменений в архитектуре.
Экономическая эффективность	*Средняя.* Микросеть требует значительных затрат на установку и обслуживание централизованной архитектуры.	*Высокая.* В долгосрочной перспективе эксплуатационные расходы на содержание микросети минимальны за счёт оптимизации работы каждого элемента сети.
Гибкость и автоматизация	*Ограниченная.* Микросеть ориентирована на удовлетворение локального спроса на электроэнергию без учёта сложных алгоритмов оптимизации. Некоторые настройки элементов сети требуют ручных корректировок.	*Высокая.* Система использует сложные алгоритмы для автоматической настройки параметров работы сети в реальном времени, что позволяет ей быстро реагировать на изменения в нагрузке и генерации электроэнергии. CERTS предлагает высокий уровень автоматизации, отсутствует потребность в ручном вмешательстве.

Окончание табл. 1

Параметр	Традиционные микросети	Микросеть CERTS
Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	*Поддерживается.* Возобновляемая энергия в основном используется для снижения затрат на электроэнергию и уменьшение зависимости от внешних сетей, но не всегда оптимизирована для максимальной эффективности.	*Оптимизирована.* Микросеть CERTS специально разрабатывалась для эффективного использования ВИЭ. Алгоритмы позволяют минимизировать колебания мощности и максимизировать использование доступной возобновляемой энергии.

На рисунке 1 показана структура микросети CERTS.

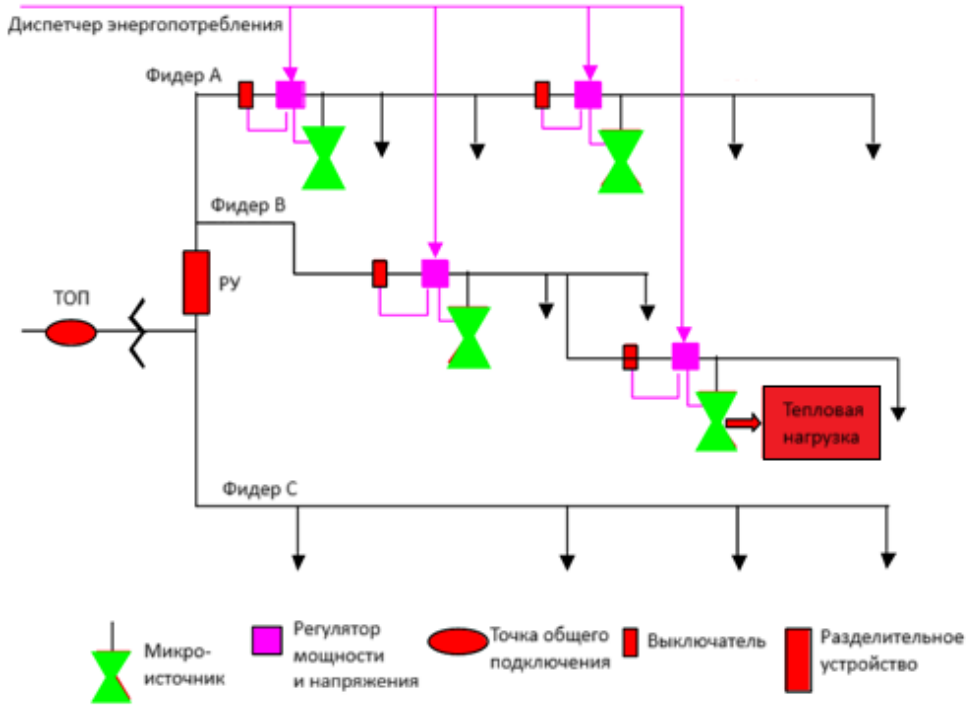


Рисунок 1 – Структура микросети CERTS

Предполагается, что электрическая система является радиальной с тремя фидерами – A, B и C – и набором нагрузок. Микроисточниками являются либо топливные элементы, либо микротурбины, подключенные к системе с помощью силовой электроники. В точке общего подключения (ТОП), находящейся на стороне первичной обмотки трансформатора, происходит соединение микросети с общей центральной энергосистемой. В качестве разделительного устройства выступает сетевой коммутатор, способный быстро отключить микросеть от центральной энергосистемы при наличии неисправностей и возникновении различного рода аварий. В таком случае микросеть будет работать в островном режиме и покрывать нагрузки локальной генерацией.

Каждый фидер оснащен несколькими автоматическими выключателями и регуляторами мощности и напряжения. Регуляторы располагаются рядом с каждым микроисточником и подают на них управляющие сигналы,

тем самым регулируя подачу мощности на фидер и напряжение на шинах в соответствии с уровнями, заданными диспетчером энергопотребления. По мере изменения нагрузки на выходе мощность локального микроисточника увеличивается или уменьшается для поддержания общего потока мощности на заданном уровне [3].

Концепция микросети CERTS является всеобъемлющей и основана как на гибких источниках энергии, так и на стратегиях управления нагрузкой для устранения дисбалансов потребления и производства электроэнергии.

К элементам концепции управления нагрузкой микросети CERTS относятся:

1. *Размещение нагрузок в зависимости от их критичности.* Микросеть электрически разделяет критические и некритические нагрузки на отдельных питателях. Это позволяет автоматически сбрасывать некритические нагрузки при перебоях в подаче электроэнергии из окружающей энергосистемы и необходимости быстрого восстановления баланса спроса и предложения в микросетях.

2. *Снижение частоты приоритетных нагрузок,* которые остаются после устранения некритических нагрузок. Недостаточная выработка электроэнергии для удовлетворения нагрузок микросетей приводит к снижению частоты работы системы. Сброс нагрузки происходит, когда частота системы микросети падает ниже заранее определенного порогового значения, что способствует восстановлению баланса между спросом и предложением [2].

Технология CERTS способна значительно трансформировать современную энергетику как в России, так и за рубежом. С учетом глобальных трендов к декарбонизации, увеличения доли ВИЭ и необходимости создания устойчивых энергетических систем, эта концепция отвечает современным требованиям, обеспечивая надежное и гибкое управление энергетическими системами. В России, где вопрос энергетической безопасности и независимости стоит особенно остро, внедрение таких микросетей, как CERTS, сыграло бы важную роль в повышении надежности электроснабжения, особенно в удаленных и труднодоступных регионах. Кроме того, благодаря интеграции ВИЭ, микросети CERTS могут снизить углеродный след и способствовать реализации национальных целей по устойчивому развитию и охране окружающей среды. Реализация этой технологии в России требует соответствующей нормативной базы, инвестиций в инфраструктуру, а также научно-технической поддержки стран Запада, что весьма затруднительно ввиду сложившейся политической обстановки в мире. Однако потенциал для широкого развертывания предоставляет возможности не только для повышения энергетической устойчивости, но и для создания новых рабочих мест в сфере возобновляемой энергетики и интеллектуальных энергетических систем.

Таким образом, применение технологии CERTS не только обеспечивает гибкость и надежность современным энергетическим системам, но и задает новый стандарт для развития устойчивой энергетики в условиях биоклиматических изменений и изменений в потреблении энергии. Энергетическая автономия, обеспечиваемая микросетями, способна стать важным фактором экономического развития регионов, создав платформу для роста новых бизнесов, связанных с дистрибуцией возобновляемых источников энергии. Основной проблемой на пути к широкому внедрению данных систем являются высокие первоначальные затраты, требуемые для настройки и интеграции, однако долгосрочные выгоды, такие как экономия на эксплуатационных расходах и повышение надежности, компенсируют эти затраты. С увеличением специализированных мероприятий и программ по обучению, а также предстоящими изменениями в политике, направленные на поддержку ВИЭ и микросетей, можно ожидать, что будущие перспективы применения микросетей CERTS будут расти.

Библиографический список

1. Research CERTS: Distributed Energy Resource Microgrids // CERTS Microgrid Concept – 2019. [Электронный ресурс] URL: https://certs.lbl.gov.
2. Joseph H. Eto, Robert Lasseter, David Klapp, Amrit Khalsa, Ben Schenkman, Mahesh Illindala, and Surya Baktiono, «The CERTS Microgrid Concept, as Demonstrated at the CERTS/AEP Microgrid Test Bed», Energy Analysis and Environmental Impacts Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, September 2018.
3. Lasseter, R. H., A. Akhil, C. Marnay, J Stephens, J Dagle, R Guttromson, A. Meliopoulous, R Yinger, and J. Eto, «The CERTS Microgrid Concept», White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, April 2002.

Додатко С.А., Толмачева Я.Д. обучающиеся гр. ЦЭм-23-1 ИРНИТУ

УДК 621.311.16

СОГЛАСОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫБОРЕ РЕЗЕРВОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Дубицкий М.А., Алексеев М.А., Бауман А.А., Илькина А.А., Романова А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Одной из основных заданных функций электроэнергетической системы (ЭЭС) является обеспечение потребителей электрической энергией. Свойство ЭЭС обеспечивать потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком электропотребления

называется надежность электроснабжения потребителей электрической энергией электроэнергетической системой (далее надежность ЭЭС). Снижение надежности ЭЭС возникает:

– вследствие отказов формирующих систему элементов (основного и вспомогательного оборудования, оборудования и аппаратуры систем управления);

– нарушений топливоснабжения тепловых электростанций (ТЭС) и снижения качества топлива;

– снижения солнечного излучения для солнечных электрических станций (СЭС);

– снижения скорости ветра для ветряных электрических станций (ВЭС);

– снижения водообеспеченности гидроэлектростанций (ГЭС);

– ошибок эксплуатационного персонала.

Компенсация действия факторов, снижающих надежность ЭЭС, достигается в результате: выбора соответствующей «конструкции» ЭЭС (конфигурации электрической сети, схем первичной коммутации и собственных нужд электростанций и подстанций, структуры генерирующих мощностей и др.); повышения надежности и улучшения конструктивных и технических характеристик (например, маневренности – для генерирующих агрегатов) оборудования; резервирования во всех звеньях системы (производство, преобразование, передача, распределение и потребление электроэнергии, система управления), включая обеспечение запасов энергоресурсов (повышение надежности снабжения ТЭС топливом и его качества, создание запасов воды в водохранилищах ГЭС); размещения в России ветровых электростанций в зонах высокого ветрового потенциала, а солнечных электростанций в зонах высокой солнечной инсоляции; выбора структуры и параметров средств управления системой; улучшения организации эксплуатации ЭЭС, включая совершенствование системы планово-предупредительных ремонтов основного оборудования, оборудования и аппаратуры системы управления, а также качества работы эксплуатационного персонала (рис. 1).

Резервирование является одним из основных путей повышения надежности ЭЭС и направлено на частичную компенсацию всех перечисленных выше причин, снижающих надежность (см. рис. 1). Резервом генерирующей мощности системы называется разность между располагаемой мощностью ЭЭС и ее нагрузкой в данный момент времени [1]. По функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на две арифметически суммируемые составляющие: ремонтный резерв и оперативный резерв (такой термин как «компенсационный» резерв не используется, т.к. все виды резервов по своей сути являются компенсационными). Ремонтный резерв предназначается для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызываемого выводом генерирующего оборудования в предупредительный или плановый (текущий, средний и капитальный)

ремонт или на реконструкцию. Оперативный резерв предназначается для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования), непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями. Поэтому при возникновении небалансов мощности оперативный резерв в свою очередь делят на аварийный и нагрузочный. Аварийный резерв служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного частичными или полными отказами элементов (оборудования). Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания.

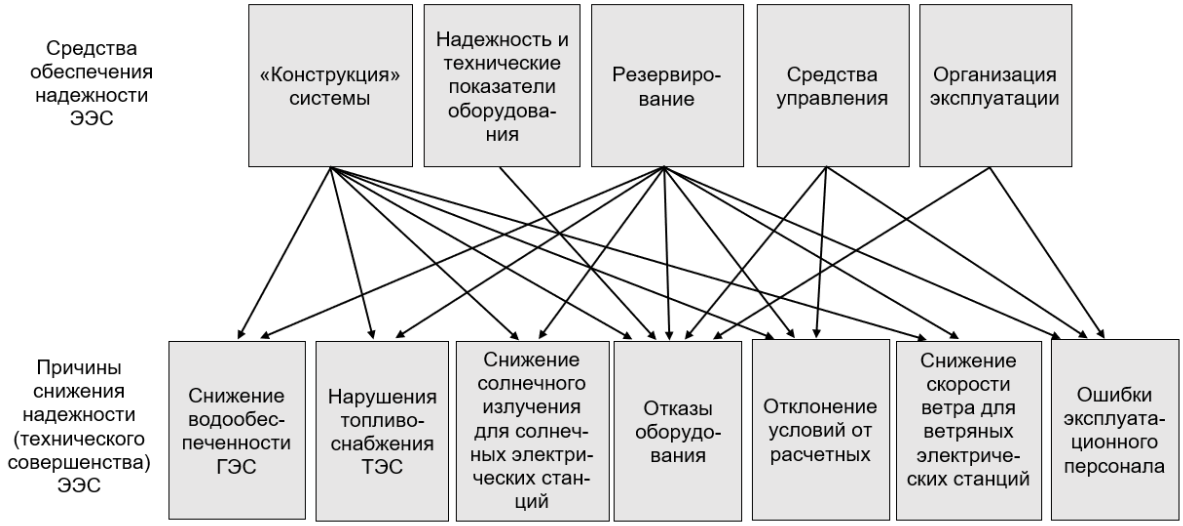


Рисунок 1 – Соотношение между средствами обеспечения и причинами снижения надежности (технического совершенства) ЭЭС

Поскольку ремонтная и оперативная составляющие полного резерва допускают арифметическое суммирование, их определение может осуществляться раздельно. Вместе с тем, последовательность выбора оперативного и ремонтного резерва должна быть рациональной. В первую очередь должен выбираться оперативный (аварийный и нагрузочный) резерв, а затем – ремонтный. Действительно, размещаемое в ЭЭС оборудование для обеспечения требуемой величины оперативного резерва будет выводиться в плановый ремонт, что окажет влияние на величину ремонтного резерва, а с другой стороны, размещаемое в ЭЭС оборудование для обеспечения требуемой величины ремонтного резерва не приведет к росту аварийности в ЭЭС (и необходимости увеличения оперативного резерва), т. к. ремонтируемое оборудование выведено из работы. Обычно это обстоятельство не учитывалось при выборе полного резерва мощности. В первую очередь выбирался ремонтный резерв, а затем оперативный.

Таким образом, вопрос заключается в том, в какой последовательности следует выбирать оперативную и ремонтную составляющие полного резерва генерирующей мощности, а также какова будет погрешность, если эта

последовательность окажется нерациональной. Следует также оценить влияние аварийности генерирующего оборудования, неравномерности графика нагрузки и величины установленной мощности системы на результаты расчетов.

Расчеты выполнялись для ЭЭС с установленной мощностью от 3000 МВт до 5000 МВт, надежность оборудования (вероятность безотказной работы) изменялась в диапазоне от 0.9 до 0.99 (аварийность оборудования изменялась в 10 раз), а график нагрузки ЭЭС был плотным в течение года (практически равномерным) или имел значительную неравномерность (что позволяло все капитальные ремонты проводить в провале графика нагрузки). Надежность электроснабжения потребителей при выборе резервов мощности обеспечивалась с вероятностью 0.996.

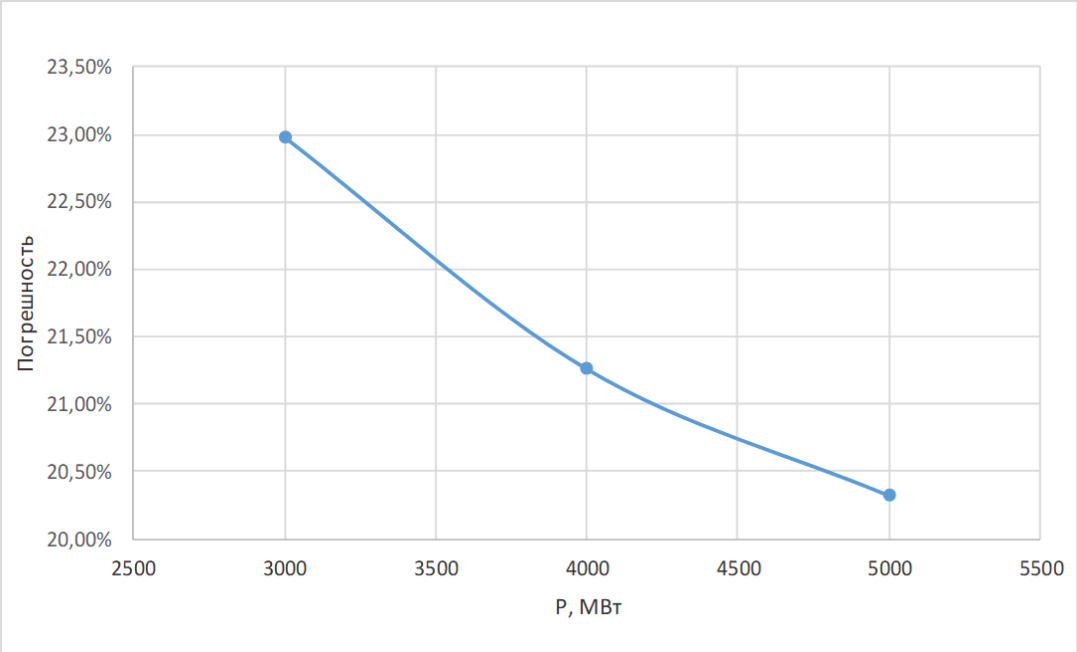


Рисунок 2 – Погрешность расчетов при определении полного резерва мощности, обусловленная нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва, при значительной неравномерности графика нагрузки ЭЭС
(вероятность безотказной работы генерирующего оборудования равна 0.9)

На рис.2 показано изменение ошибки расчетов при выборе полного резерва генерирующей мощности, которая была обусловлена нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва. Вероятность безотказной работы генерирующего оборудования была принята равной 0.9. График нагрузки в течение года был неравномерным, что позволяло все капитальные ремонты проводить в период провала графика нагрузки. При увеличении нагрузки в 1.7 раза (т.е. на 70%) погрешность уменьшается с 22.98% до 20.32%, т.е. на 2.7%. Следовательно, изменения мощности ЭЭС не оказывают существенного влияния на погрешность определения полного резерва генерирующей мощности, обусловленную нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва.

При плотном графике нагрузки ЭЭС результаты расчетов практически не меняются. Это можно видеть, сопоставляя графики расчетов, которые показаны на рис.2 и рис.3.

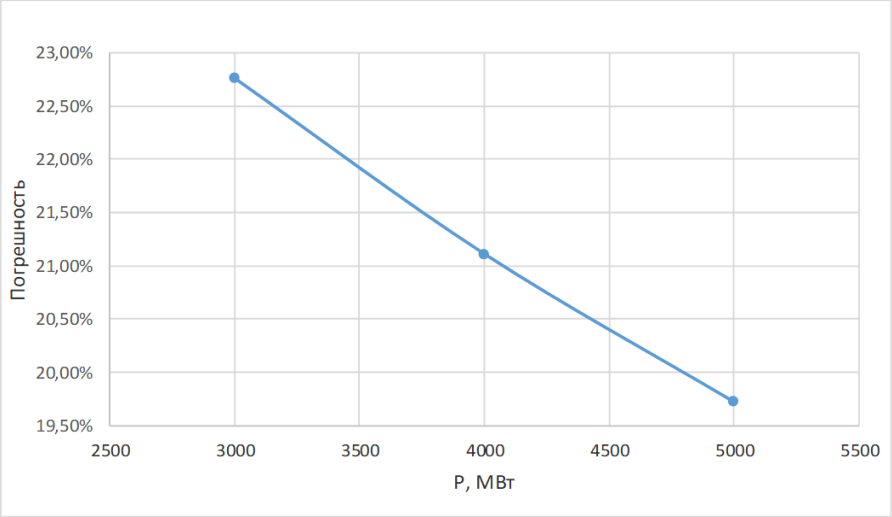


Рисунок 3 – Погрешность расчетов при определении полного резерва мощности, обусловленная нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва, при плотном графике нагрузки ЭЭС (вероятность безотказной работы генерирующего оборудования равна 0.9)

На рис.4 показано изменение ошибки расчетов при определении полного резерва мощности, которая была обусловлена нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва генерирующей мощности. Вероятность безотказной работы генерирующего оборудования была принята равной 0.99. График нагрузки в течение года был неравномерным.

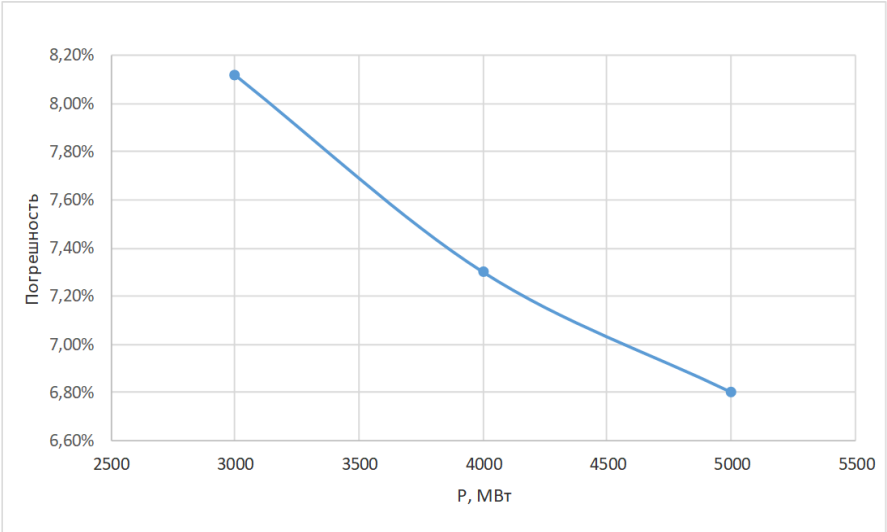


Рисунок 4 – Погрешность расчетов при определении полного резерва мощности, обусловленная нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва, при значительной неравномерности графика нагрузки ЭЭС (вероятность безотказной работы генерирующего оборудования равна 0.99)

При росте аварийности генерирующего оборудования требуется большая величина оперативного резерва для обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей. Увеличение оперативного резерва мощности приводит к росту ремонтного резерва. Сопоставляя результаты расчетов (рис. 2 и рис 4), выполненных при различной аварийности генерирующего оборудования, следует отметить, что погрешность расчетов при определении полного резерва мощности (которая была обусловлена нерациональной последовательностью выбора оперативного и ремонтного резерва) существенно зависит от аварийности генерирующего оборудования.

Заключение. При определении величины полного резерва генерирующей мощности последовательность выбора оперативного и ремонтного резерва должна быть рациональной. В первую очередь должен выбираться оперативный (аварийный и нагрузочный) резерв, а затем – ремонтный.

Библиографический список

1. Дубицкий М.А., Надежность энергоснабжения и безопасность систем энергетики //Вестник ИрГТУ. – 2013. – № 9 (80). – С. 211-216.

УДК 621.311.16

СОСТОЯНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Дубицкий М.А., Воронова А.П., Ильин Д.В., Сазонов Д.И., Штанько Д.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

Надежность ЭЭС зависит от различных факторов. Снижение надежности ЭЭС возникает вследствие [1]:

– отказов формирующих систему элементов (основного и вспомогательного оборудования, оборудования и аппаратуры систем управления);

– нарушений топливоснабжения тепловых электростанций (ТЭС) и снижения качества топлива;

– снижения солнечного излучения для солнечных электрических станций (СЭС);

– снижения скорости ветра для ветряных электрических станций (ВЭС);

– снижения водообеспеченности гидроэлектростанций (ГЭС);

– ошибок эксплуатационного персонала.

Компенсация действия факторов, снижающих надежность ЭЭС, достигается в результате [1]: выбора соответствующей «конструкции» ЭЭС (конфигурации электрической сети, схем первичной коммутации и собственных нужд электростанций и подстанций, структуры генерирующих мощностей и др.); повышения надежности и улучшения конструктивных и технических характеристик (например, маневренности – для генерирующих

агрегатов) оборудования; резервирования во всех звеньях системы (производство, преобразование, передача, распределение и потребление электроэнергии, система управления), включая обеспечение запасов энергоресурсов (повышение надежности снабжения ТЭС топливом и его качества, создание запасов воды в водохранилищах ГЭС); размещения в России ветровых электростанций в зонах высокого ветрового потенциала, а солнечных электростанций в зонах высокой солнечной инсаляции; выбора структуры и параметров средств управления системой; улучшения организации эксплуатации ЭЭС, включая совершенствование системы планово-предупредительных ремонтов основного оборудования, оборудования и аппаратуры системы управления, а также качества работы эксплуатационного персонала (рис. 1).

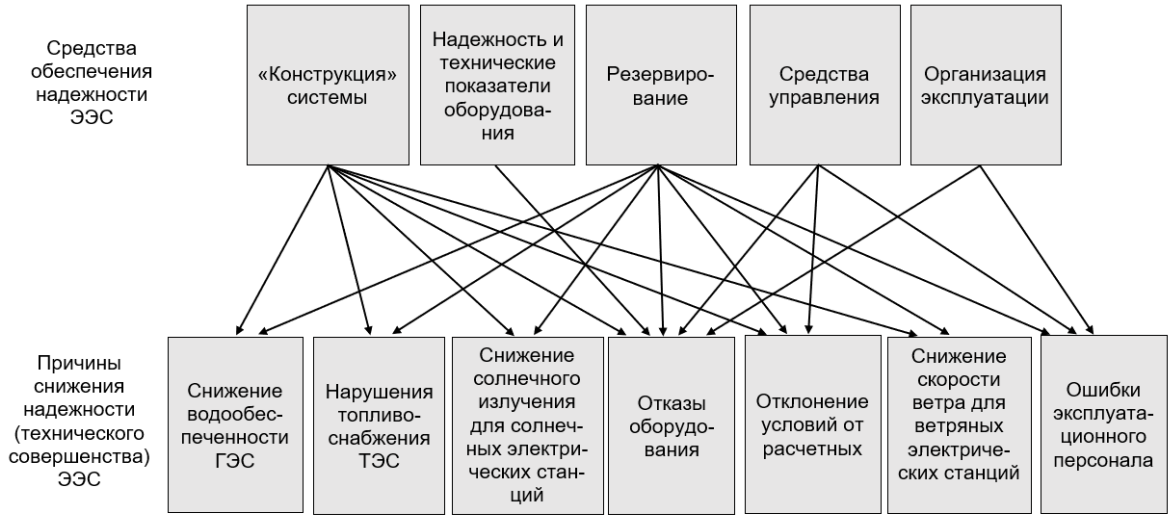


Рисунок 1 – Соотношение между средствами обеспечения и причинами снижения надежности ЭЭС

Одним из основных средств обеспечения надежности электроснабжения потребителей является резервирование в электроэнергетических системах. Чем меньше резервов в ЭЭС, тем бережнее к ним необходимо относится, тем рациональнее они должны быть использованы. Когда с 1991 г. по 1997 г. произошел спад промышленного и сельскохозяйственного производства, сокращение транспортных перевозок, то это вызвало уменьшение потребления электроэнергии. При той же самой установленной мощности увеличился полный резерв мощности. Резерва было достаточно для проведения плановых ремонтов оборудования. Проблема распределения полного резерва мощности между его оперативной и ремонтной составляющими не была актуальной. Актуальной была задача обеспечения первичного, вторичного и третичного регулирования в ЭЭС. К 2015 г. производство электрической энергии вышло на уровень 1990 г. Для сравнения отметим, что у электроэнергетики СССР был более сложный период времени – годы Великой Отечественной Войны, когда установленная мощность электростанций к

концу 1941 г. сократилась почти вдвое и составила не более 7 ГВт, но уже в 1946 г. был достигнут уровень 1940 г. по выработке электрической энергии. В настоящее время (из-за отставания вводов новых генерирующих мощностей по отношению к приросту потребления электрической энергии) существенно сократился резерв генерирующей мощности в ЭЭС. Значительный рост потребления электроэнергии, истощивший считавшиеся избыточными резервы мощности, кардинально изменил ситуацию в ЕЭЭС России. Ярким примером стал июльский кризис в ОЭЭС Юга, когда на фоне аномальной жары и высокой аварийности веерные отключения в течение двух недель затронули миллионы потребителей. В этих условиях «Системный оператор ЕЭЭС» вынужден был массово сокращать или сдвигать ремонты на электростанциях. Еще одна причина роста аварийности в ЭЭС – недостаток ремонтного персонала, его низкая квалификация.

Особую тревогу вызывает старение основного оборудования ЭЭС. Уже не редкость, когда отказы оборудования происходят из-за изменения физических и механических свойств металла. Если в 2018 году турбинное оборудование старше 40 лет составляло 33% от общего объёма, то в 2024-м – уже 46%. При сохранении текущих тенденций в 2030 году износ может достичь 60%. Старение основного оборудования сопровождается возрастанием его аварийности. Так, например, по Дальнему Востоку доля турбинного оборудования ТЭС в возрасте 40+ с 2018 года выросла к 2024 г. до 53%, а среднемесячная аварийность – в три раза.

На рисунке 2 показана продолжительность работы генерирующего оборудования с момента его начала функционирования в Иркутской ЭЭС (на 2020 год).

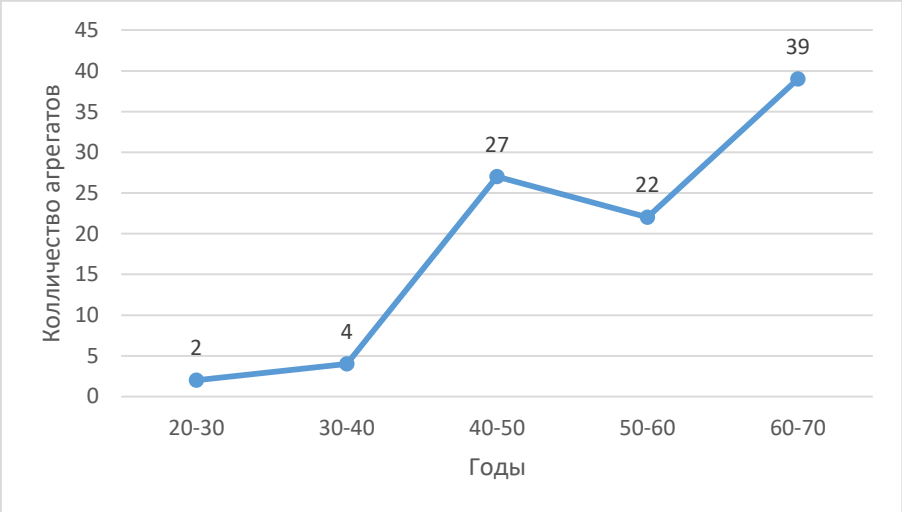


Рисунок 2 – Продолжительность работы генерирующего оборудования в Иркутской ЭЭС

На рис.3 показана в процентном отношении динамика старения генерирующего оборудования.

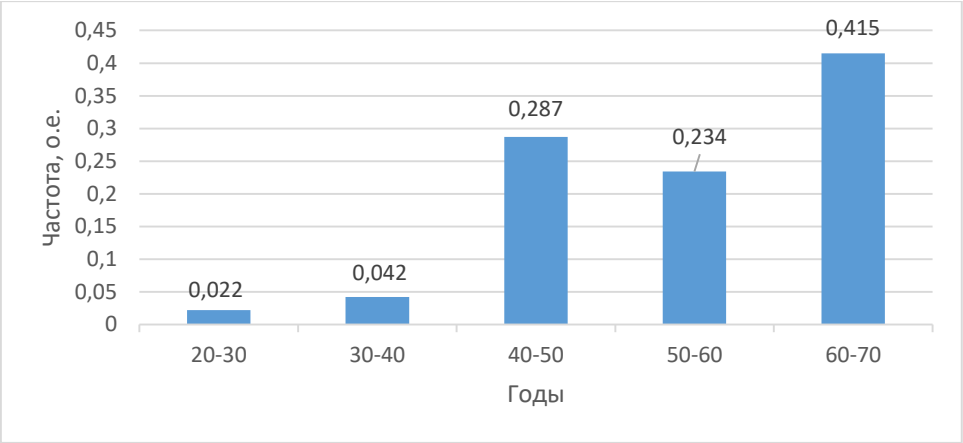


Рисунок 3 – Динамика старения генерирующего оборудования

Темпы старения генерирующего оборудования опережают вводы нового оборудования в работу. К 2025 году только 7% старого генерирующего оборудования заменили новым.

Старение приводит не только к росту аварийности генерирующего оборудования. Увеличиваются затраты на обслуживание и ремонт. По сравнению с новым оборудованием возрастают выбросы CO_2, NO_2 и SO_2.

Заключение. Анализ состояния генерирующего оборудования показывает, что значительная часть оборудования требует серьезной модернизации или замены. Реализация этих мер позволит обеспечить надежность энергоснабжения, повысить экономичность работы ЭЭС и снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Библиографический список

1. Дубицкий М.А. Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах / Дубицкий М.А. [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Изд-во АГТА. – 365 с.

УДК 621.311.16

НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Дубицкий М.А., Картавская А.В., Романова А.А. Штанько Д.В.
Умарова Е.О.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dubitskii_ma@mail.ru

В настоящее время существуют несколько терминологий, посвящённых надёжности технических систем. В 1980 г. был опубликован сборник рекомендуемых терминов «Надежность систем энергетики. Терминология». Надежность – это свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования [1]. В 2007 г. была разработана следующая редакция Терминологии, где определение для свойства «надежность» не изменилось [2]. В 1989 г. был опубликован Меж-

государственный стандарт «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения». Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [3]. В 2021 г. опубликован Национальный стандарт Российской Федерации «Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения». Надёжность - свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции в заданных режимах, условиях применения, стратегиях технического обслуживания, хранения и транспортирования [4]. Все эти терминологии объединяет то, что надёжность – это свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объёме при определенных условиях функционирования. Отличие заключается в количестве заданных функций. В Терминологии [2] рассматривается одна функция, в ГОСТах [3, 4] не указано количество функций и не приводится их название, а в терминологии [1] рассматриваются две функции:

1. Бесперебойное снабжение потребителей соответствующей продукцией требуемого качества;
2. Недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Соотношение понятий электроэнергетическая система (ЭЭС), её заданные функции и свойства, по Терминологии [1], показано на рис.1. Безопасность – свойство ЭЭС не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Свойство ЭЭС выполнять заданную функцию, связанную с ее назначением, не получило названия.

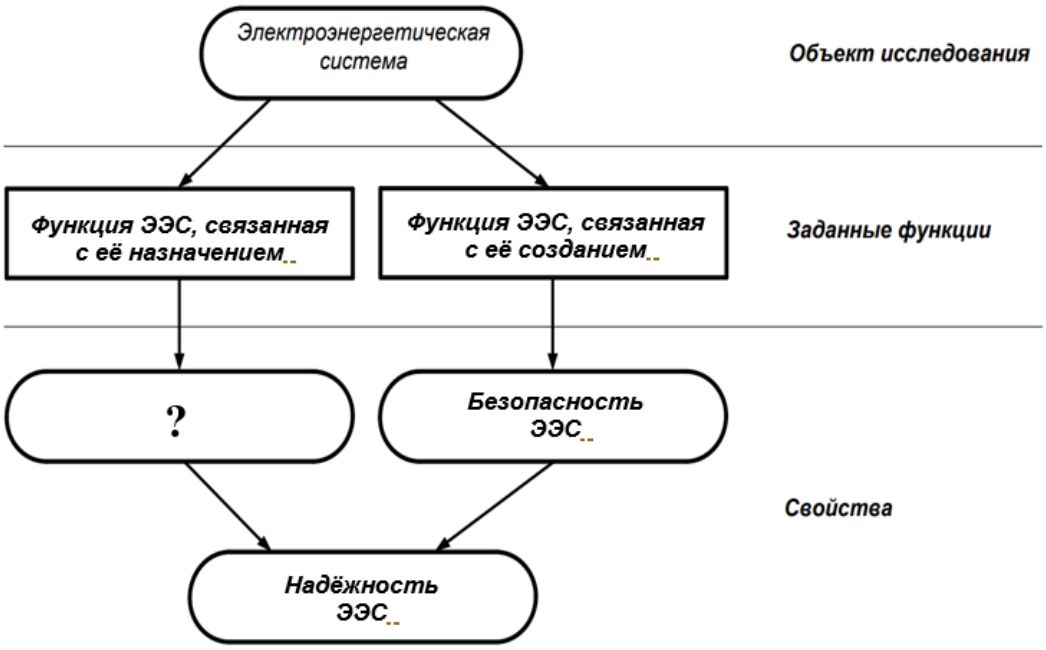


Рисунок 1 – Соотношение понятий: ЭЭС, ее заданные функции и свойства

Если надежность – это свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования, то о каких заданных функциях следовало говорить?

Заданные функции принято делить на две группы: главные и второстепенные. Главные функции объекта определяют назначение, сущность, смысл объекта в целом. Требуемый уровень выполнения главных функций объекта нормируется и контролируется. Второстепенные функции не влияют на работоспособность объекта, определяют побочные цели его создания, способствуют его эффективному функционированию. Уровень выполнения второстепенных функций контролируется, но не во всех случаях нормируется.

Эффективность – свойство ЭЭС выполнять все заданные функции.

Главные функции ЭЭС:

1. Обеспечение потребителей электрической энергией;
2. Недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Второстепенные функции ЭЭС:

1. Обеспечение качества электрической энергии;
2. Обеспечение экономичности ЭЭС;
3. Обеспечение соответствия ЭЭС современному состоянию научно-технического развития электроэнергетики.

Эффективность ЭЭС определяется экономичностью, надёжностью снабжения потребителей электрической энергией электроэнергетической системой (далее «надежность электроснабжения»), безопасностью ЭЭС, техническим совершенством и качеством электрической энергии. Очевидно, что эффективность ЭЭС будет тем выше, чем выше экономичность, надежность электроснабжения, безопасность ЭЭС, техническое совершенство и качество электрической энергии. Соотношение этих свойств показано на рисунке 2.

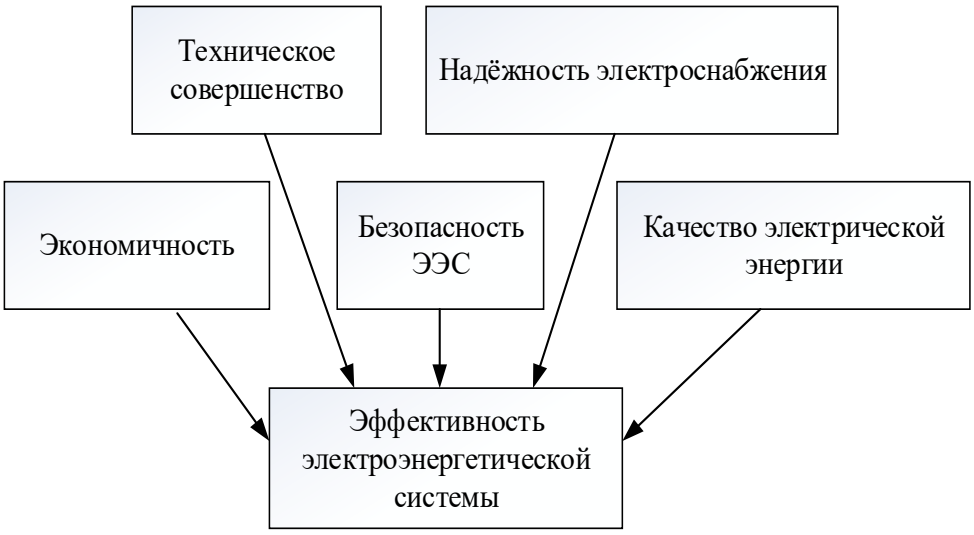


Рисунок 2 – Эффективность ЭЭС и ее единичные свойства

Надежность электроснабжения – свойство ЭЭС обеспечивать потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком электропотребления.

Безопасность ЭЭС – свойство объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Техническое совершенство – свойство, характеризующее соответствие ЭЭС современному состоянию научно-технического развития электроэнергетики.

Экономичность – свойство, которое характеризуется себестоимостью производимого товара. Для ЭЭС экономичность характеризуется себестоимостью электрической энергии, отпускаемой потребителю, что позволяет сопоставить различные источники электрической энергии. Себестоимость позволяет дать оценку товару по сравнению его с эквивалентными товарами на рынке.

Качество электрической энергии – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, обусловливающих ее пригодность для работы электроэнергетической системы (включая потребителей электрической энергии). Работа электроэнергетической системы характеризуется единым технологическим процессом производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Тогда определение для понятия «качество электрической энергии» примет следующий вид. Качество электрической энергии – это комплексное свойство, представляющее собой совокупность свойств электрической энергии, обусловливающих ее пригодность для производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии [5]. Если качество электрической энергии – это ее свойство, то требуемое качество электрической энергии – это состояние электрической энергии, когда значения показателей качества электрической энергии соответствуют нормативным значениям (т.е. соответствуют установленным нормам).

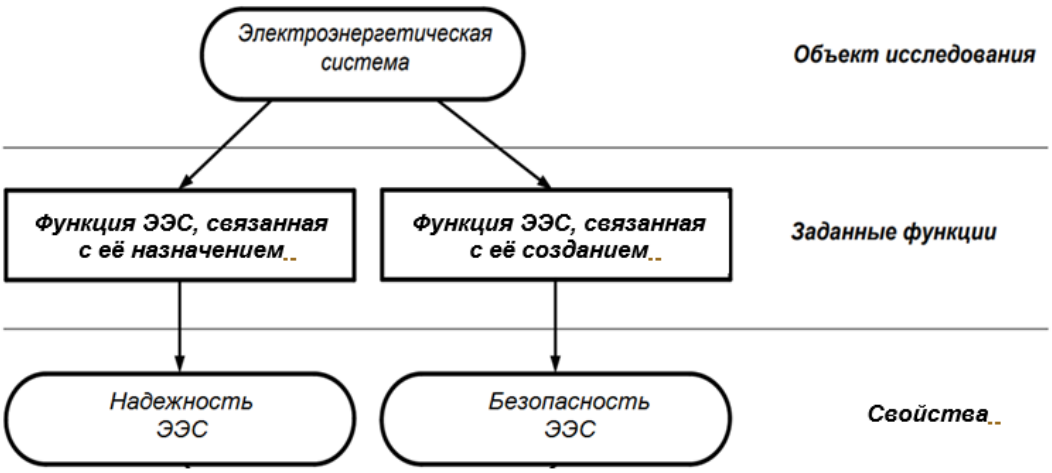


Рисунок 3 – Соотношение понятий: ЭЭС, ее заданные функции и свойства

Для обеспечения единой терминологии следует понимать под надежностью объекта выполнение не всех заданных функций, а только одной заданной функции, связанной с назначением объекта (рис.3).

Тогда надежность ЭЭС – свойство ЭЭС обеспечивать потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствии с заданным графиком электропотребления.

Заключение. В статье рассмотрены существующие в настоящее время сборники рекомендуемых терминов и ГОСТы по надежности технических систем. Терминологии отличаются друг от друга составом заданных функций. Вместе с тем под надёжностью во всех терминологиях понимается свойство объекта выполнять заданные функции. Однако под свойством объекта выполнять все заданные функции следует понимать эффективность. Надёжность системы – это свойство объекта выполнять заданную функцию**,** связанную с её *назначением***.** Надёжность ЭЭС – это свойство системы обеспечивать потребителей электрической энергией требуемого качества в соответствие с заданным графиком электропотребления**.**

Библиографический список

1. Надежность систем энергетики. Терминология: Сборник рекомендуемых терминов. – М.: Наука, 1980. – Вып. 95. – 43 с.
2. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов. М.: Энергия, 2007. – 192 с.
3. ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. ГОСТ Р 27.102-2021. М.: Изд-во стандартов, 2021. 45 с.
4. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения ГОСТ 27.002-89. М.: Изд-во стандартов, 1990. 37 с.
5. Дубицкий М.А., Зубова Е.В., Набока В.И., Попов К.Е., Саитова Д.Р. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – 2023. – С. 138-144.

УДК 621.311.16

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА

Дубицкий М.А., Ходжизода Б.Я., Зубова Е.В., Снопкова Н.Ю., Храпов Д.П.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

dubitskii_ma@mail.ru

Таджикистан обладает огромными запасами гидроэнергетических ресурсов, которые оцениваются в 527 млрд. кВт·ч. в год. В техническом плане гидроэнергетические ресурсы Таджикистана имеют хорошие перспективы для развития и состоят из 317 млрд. кВт·ч в год из которых до настоящего

времени использованы только 4-5%. По своему гидроэнергопотенциалу Таджикистан занимает восьмое место после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады. Основу энергетики Таджикистана, на 95 и более процентов составляет гидроэнергетика. Гидроэнергопотенциал Таджикистана в три раза выше чем текущее потребление электроэнергии по всей Центральной Азии. При эффективном использовании этих ресурсов, регион может быть обеспечен недорогой и экологически чистой энергией. Основной гидроэнергетический потенциал сосредоточен в бассейнах рек Вахш, Пяндж, Аму-Дарья, Сыр-Дарья и Зеравшан (рис. 1).



Рисунок 1 – Гидроэнергетический потенциал республика Таджикистан

Мощность энергосистемы Таджикистана составляет 5190 МВт, причем на долю гидроэлектростанций приходится 93,9% всей установленной мощности. На долю тепловых станций – 318 МВт, то есть всего около 6,1%. Среднегодовая выработка электроэнергии в таджикской энергосистеме, состоящей в основном из гидроэлектростанций составляет 16,5 млрд. кВт·ч. Следует отметить, что более 98% электроэнергии, вырабатываемой в Таджикистане, получают на гидроэлектростанциях, в том числе, 97% на крупных и средних.

В зимний период страна испытывает значительный дефицит электроэнергии (2,2-2,5 млрд. кВт·ч) и вынуждена вводить ограничения по поставкам, которые особенно сильно отражаются на сельском населении, состав-

ляющем не менее 70 % населения страны. Ежегодно по причине ограничения подачи электроэнергии в сельской местности потеря урожайности сельхоз продукции составляет порядка 30%. В то же время, в летний период подача электроэнергии наиболее надежная, т.к. в это время года имеется избыток электроэнергии в объеме 3-7 млрд. кВт·ч. Избыток воды приводит к значительным масштабам холостых сбросов, которые потенциально означают огромную потерю электроэнергии. В зависимости от гидрологических условий года экономический ущерб составляет 90-225 млн. долларов США в год.

В настоящее время в Таджикистане функционируют 11 крупных и средних ГЭС, а также около 300 малых общая мощность которых 132 МВт. В 2009 году была принята обновленная программа строительства малых ГЭС. Согласно данной программе предусмотрено строительство 189 МГЭС общей мощностью 103,6 МВт. В 2010-2011 годах построено более 60 малых ГЭС общей мощностью 47 МВТ и эта тенденция продолжается. Предварительные оценки показывают, что на притоках рек, в горных регионах республики технически возможно и экономически целесообразно строительство более 900 МГЭС мощностью от 100 до 3000 кВт. По оценкам экспертов использование энергии малых рек может удовлетворить потребность в электроэнергии около 500-600 тысяч человек, проживающих в отдаленных регионах страны, на 50-70%, а в отдельных случаях – на 100%.

В 2011 году была создана единая энергетическая система страны, соединяющая южную энергосистему страны с северной. Все это значительно повысило возможности физического доступа всего населения Таджикистана к вырабатываемой электроэнергии. Сегодня тарифы на электроэнергию для населения в Республике Таджикистан имеют социальную направленность в размере 2,32 цента США/1 кВт·ч. Государство частично субсидирует тариф для населения повышением тарифа для других категорий потребителей. Тарифы для промышленности составляют 5,61 цента за 1 кВт·ч, что на 2,4 раза превышают тариф для населения. Кроме того, Правительство страны ежегодно дополнительно субсидирует потребление электроэнергии малообеспеченным семьям из республиканского бюджета.

Климат Таджикистана благоприятен для использования солнечной энергии. В среднем 280-330 солнечных дней в году, и интенсивность суммарной солнечной радиации колеблется в течение года от 280 до 925 МДж/м^2 в предгорных районах, а также от 360 до 1120 МДж/м^2 в горной местности. Использование имеющейся солнечной энергии в Таджикистане может удовлетворить 10-20% спроса на энергоносители. По оценкам потенциал солнечной энергии Таджикистана составляет около 25 млрд. кВт·ч/год. Этот потенциал практически не используется, если не учесть некоторое его использование для нагрева воды.

Существует небольшой потенциал энергии ветра, но использование его как дополняющий основной гидроэнергетики оправдано в некоторых регионах. Наиболее сильные ветры в горных районах, где ландшафт страны

выступает за сближение воздушных потоков, а также в Согдийской области и в Раштской долине. Среднегодовая скорость ветра в среднем в этих регионах составляет около 5-6 м/с.

В стране уже действуют крупные ГЭС (табл. 1).

Таблица 1

Крупнейшие ГЭС Таджикистана

№	ГЭС	Установленная мощность
1	Рогунская	3600 МВт
2	Нурекская	3000 МВТ
3	Сангтудинская-1	670 МВТ
4	Байпазинская	600 МВт
5	Сарбандская	240 МВт
6	Сангтудинская-2	220 МВТ

Рогунская ГЭС – строящаяся гидроэлектростанция на реке Вахш, входит в состав Вахшского каскада, являясь его верхней ступенью. После завершения проекта, плотина Рогунской ГЭС высотой 335 м станет самой высокой в мире, а станция достигнет мощности 3600 МВт и станет крупнейшей гидроэлектростанцией в Центральной Азии.

Нурекская ГЭС вблизи Нурека на реке Вахш является Крупнейшей электростанции Таджикистана. Она самая мощная в Средней Азии. Входит в состав Вахшского каскада ГЭС, являясь его второй ступенью. Плотина высотой 300 м долгое время являлась самой высокой в мире. Мощность электростанции – 3000 МВт. В здании ГЭС установлено 9 гидроагрегатов.

Начала работу в 1972 году. Начиная с 1990-х годов, состояние станции вследствие устаревания оборудования и других причин постепенно ухудшалось. Сейчас идет реконструкция ГЭС, которая включает в себя две большие фазы. Первый этап республика планирует завершить до 2023 года, а второй до 2028-го. В ходе работ на Нурекской ГЭС заменят девять агрегатов, автотрансформаторы, отремонтируют узлы гидротурбины, а также обеспечат безопасность плотины. После реконструкции мощность Нурекской гидроэлектростанции повысится на 8-10%.

Сангтудинская ГЭС-1 расположена в Дангаринском районе на реке Вахш. Входит в Вахшский каскад ГЭС, являясь его четвёртой ступенью. Вторая по мощности гидроэлектростанция Таджикистана. Установленная мощность электростанции – 670 МВт. В здании ГЭС установлено 4 гидроагрегата мощностью по 167,5 МВт. Сангтудинская ГЭС-1 обеспечивает около 12% выработки электроэнергии в Таджикистане. Как планируется, станция станет одним из источников электроэнергии для международного проекта CASA-1000. Была введена в эксплуатацию в 2008-2009 гг. Общая сумма инвестиций России в строительство Сангтудинской ГЭС-1 составила более 16 млрд рублей.

Сангтудинская ГЭС-2 находится на реке Вахш, пятая ступень. Установленная мощность электростанции – 220 МВт. В январе 2005 года было подписано совместное российско-иранско-таджикское соглашение, согласно которому строительство Сангтудинской ГЭС-1 осуществлялось российской стороной, а Сангтудинской ГЭС-2 – Ираном. Первый агрегат гидроэлектростанции был пущен 5 сентября 2011 года, второй 10 сентября 2014 года. После пуска в течение 12,5 лет Сангтудинская ГЭС-2 будет считаться собственностью Ирана, после чего перейдет в собственность Таджикистана.

Байпазинская ГЭС также располагается на реке Вахш. Входит в Вахшский каскад ГЭС, являясь её третьей ступенью. Установленная мощность – 600 МВт, введена в эксплуатацию в 1985-1986 гг.

Сарбандская ГЭС – гидроэлектростанция у города Левакант. Входит в Вахшский каскад ГЭС, являясь его шестой ступенью. Установленная мощность – 240 МВт. В здании ГЭС установлено 6 вертикальных гидроагрегатов, из них три мощностью 45 МВт и три мощностью 35 МВт. Строительство станции было завершено в 1966 году. С 2012 года ведется реконструкция, после завершения модернизации в 2022 году мощность станции должна увеличиться до 270 МВт.

Несмотря на то, что в стране уже действует 13 крупных и средних ГЭС, а также сотни мелких, ведется строительство Рогунской ГЭС. Таджикистан экспортирует электроэнергию ближайшим соседям. В 2021 г. страна выручила за счет продажи электроэнергии $93,5 млн. Поставки республика осуществляла в Афганистан и Узбекистан. При этом стоит отметить, что экспорт электроэнергии был увеличен в 2024 в 1,8 раза по сравнению с 2021 годом. По данным энергетического сектора Таджикистана, сумма экспорта выросла более, чем на $40,5 млн. В Узбекистан и Афганистан в весенне-летний период экспортировалось 3 млрд кВт·ч электрической энергии.

Заключение. Энергетика Таджикистана является ключевым элементом экономики страны и имеет значительный потенциал для дальнейшего развития. Однако для реализации этого потенциала необходимо решить существующие проблемы, такие как сезонность выработки электроэнергии, износ генерирующего оборудования. Развитие гидроэнергетики, диверсификация источников энергии и укрепление регионального сотрудничества могут стать основными направлениями для обеспечения устойчивого роста энергетического сектора и улучшения энергобезопасности [1, 2]. Таджикистан продолжает играть важную роль в энергетическом балансе Центральной Азии, и его успехи в развитии энергетики будут иметь значение не только для страны, но и для всего региона.

Библиографический список

1. Дубицкий М.А., Рыкова А.А. Резервы мощности в электроэнергетических системах // Вестник ИрГТУ. – 2014. – № 8. – С. 141-147.

2. Дубицкий М.А., Надежность энергоснабжения и безопасность систем энергетики //Вестник ИрГТУ. – 2013. – № 9 (80). – С. 211-216.

Дубицкий М.А. к.т.н., доцент каф. ЭССиС; Ходжизода Б.Я., Храпов Д.П. магистранты гр. УЭСм-24-1; Зубова Е.В., ассистент каф. ЭССиС; Снопкова Н.Ю., старший преподаватель каф. ЭССиС, ИРНИТУ

УДК 621.321

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ АКТИВНОЙ ЧАСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ПО АНАЛИЗУ СПЕКТРА ЧАСТОТ ВИБРОПАРАМЕТРОВ

Дубовский М.Г., Чумаков В.Г.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

5783000@mail.ru

Вибродиагностика трансформаторов является важным инструментом для обеспечения надежности и безопасности работы электрических систем. Правильная и эффективная диагностика позволяет вовремя выявить дефект оборудования и приступить к мероприятиям по восстановлению параметров. Усовершенствование способов и методик анализа вибропараметров позволит повысить качество диагностики.

Сегодня известны и активно используются диагностические методы вибрационных обследований активной части трансформаторов без их вывода из эксплуатации. Применяются метод вибрационных характеристик и спектральный метод, реализуемые с использованием контактных пьезоэлектрических датчиков, устанавливаемых на баке трансформатора. В экспертной вибродиагностической системе оценки прессовки активной части трансформатора реализована методика раздельной регистрации вибрации магнитопровода и обмоток. Для этой цели рекомендуется проведение двух измерений – вибрации в режиме холостого хода и нагрузки, предпочтительно близкой к номинальной. Итогом диагностического процесса являются расчетные коэффициенты качества прессовки обмотки и магнитопровода в 12 точках и обобщающий коэффициент прессовки активной части в целом. Однако, в большинстве известных работ [1, 2, 3] отмечается ряд известных недостатков, влияющих на результат, затрудняющих его анализ и снижающих достоверность. Попытка обобщения известных замечаний приводится, например, в [4]. Однако при этом не отмечается влияние на процесс еще одного фактора – собственного шума виброметров, используемых при реализации контактных методов.

Оценка такого влиянии рассмотрена при измерениях виброметром Агат-М. На рисунке 1 приведена кривая собственного шума прибора. Известно допустимые СКЗ собственных шумов этого прибора, составляющие не более:

- ускорение 0,01 м/с2;
- скорость 0,15 м/с;
- перемещение 1,2 мкм.

СКЗ виброперемещения для рисунка 2 составляет 1,8 мкм, что несколько выше допустимого.

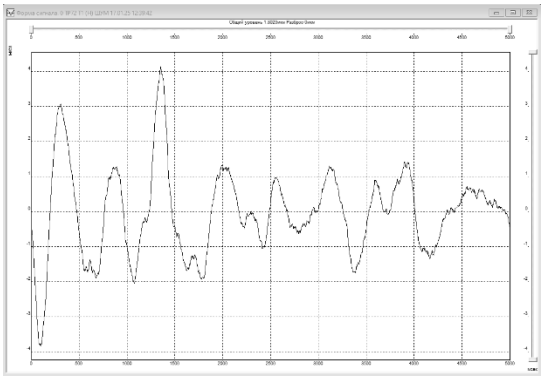


Рисунок 1 – Форма сигнала шума на трансформаторе без включения в сеть

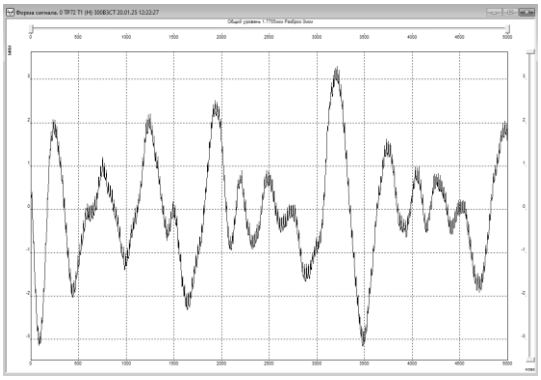


Рисунок 2 – Форма сигнала при максимальной загрузке трансформатора

При использовании прибора для исследований испытательного трансформатора мощностью 18 кВА и напряжением 72/0,38 кВ, при измерениях методом вибрационных характеристик, выполненных по схеме (рис. 3) (использование в качестве исходной временной характеристики) получена зависимость, приведенная на рисунке 4. Исследуемый сигнал вибрации для данного объекта представлен пиками на низкочастотной кривой обусловленной собственными шумами прибора. При исследовании мощных объектов соотношение сигналов будет естественно другим. Однако применение вибрационной методики широко применяется на практике [4] – не лучшее решение рассматриваемой задачи.

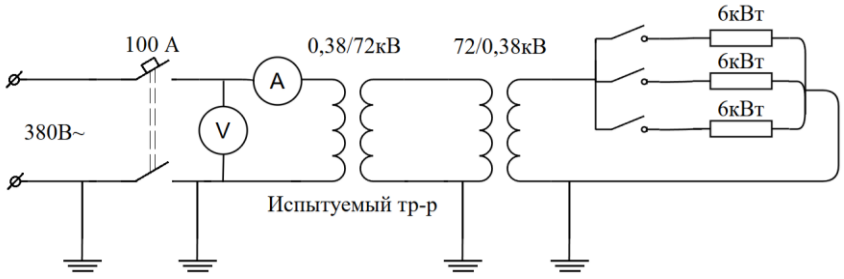
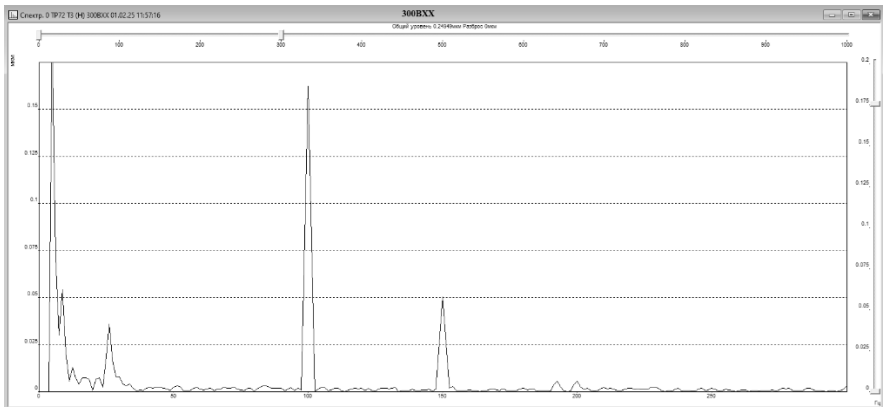
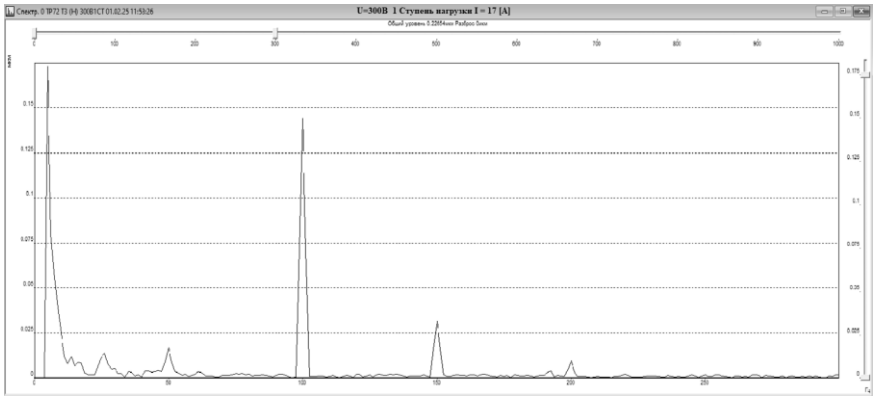


Рисунок 3 – Схема экспериментальной установки

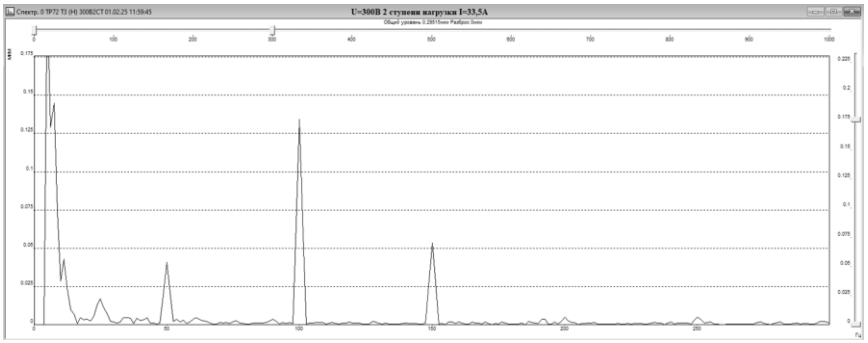
В данной работе на примере исследования заданного объекта рассмотрена целесообразность применения спектрального метода.



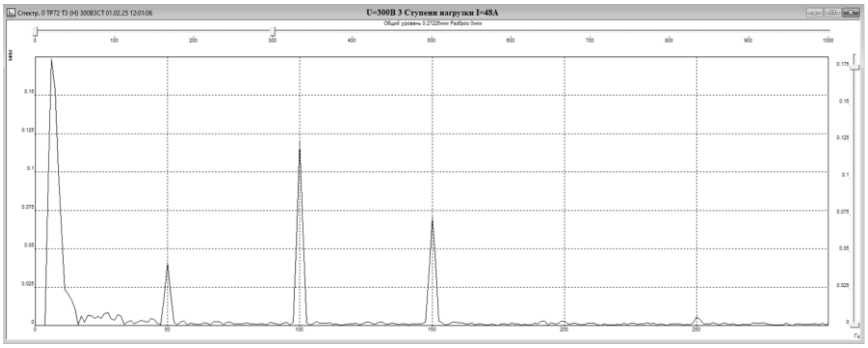
Холостой ход трансформатора U =300В, I= 2А



Нагрузка трансформатора U =300В, I= 17А



Нагрузка трансформатора U =300В, I= 33,5А



Нагрузка трансформатора U =300В, I= 48А

Рисунок 4 – Спектры

При этом появляется возможность, анализируя систему состояния отдельных гармоник процесса, оценить раздельно роль процессов в магнитопроводе и обмотке. Исследование посвящено оценке влияния на процесс вибрации уровня нагрузки трансформатора. На рисунке 4 показаны спектры виброперемещения в четырех точках на поверхности бака трансформатора подвергаемые анализу. Наблюдается наличие четырех гармоник: низкочастотная (5-10 Гц) – вызванная собственными шумами измерительного оборудования, 1-я, 2-я и 3-я – источники которых определяются в процессе исследований.

На рисунке 5 показана зависимость от тока в первичной обмотке трансформатора пикового значения второй гармоники. Известно, что данная гармоника обусловлена магнитострикцией магнитопровода, что подтверждается приведенными результатами. Отмечается практическая независимость или некоторый спад интенсивности вибрации при изменении тока от минимального (холостой ход) до максимального, определяемого мощностью трансформатора.

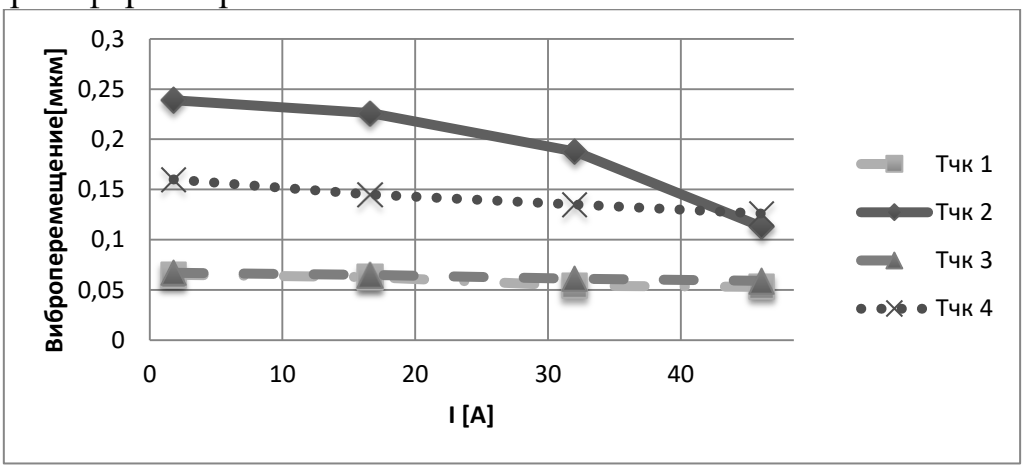


Рисунок 5 – Зависимость виброперемещения на частоте 100Гц от тока нагрузки трансформатора

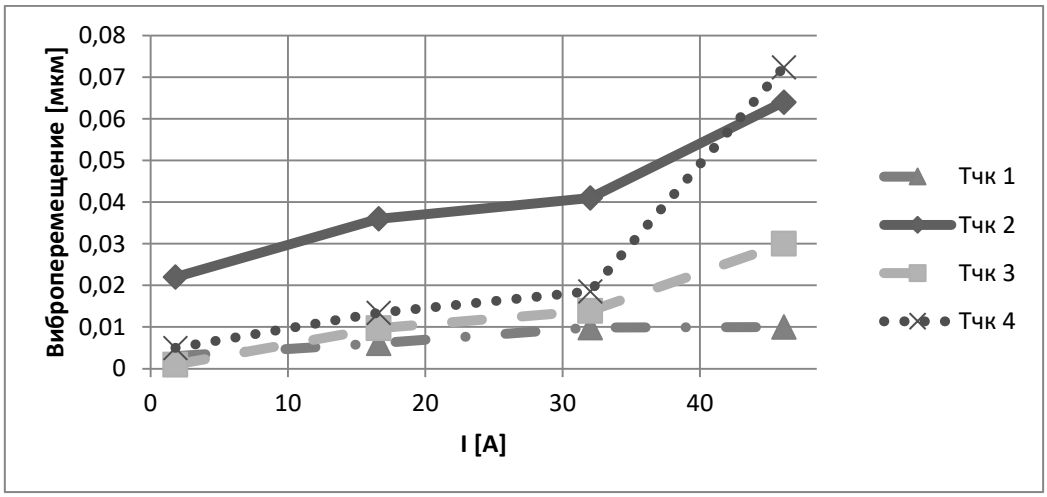


Рисунок 6 – Зависимость виброперемещения на частоте 150Гц от тока нагрузки трансформатора

На рисунке 6 показано изменение третьей гармоники, которая появляется и растет функцией увеличения тока нагрузки. Можно сделать заключение, что этот сигнал и является следствием вибрации обмоток трансформатора.

Обращает на себя внимание, демонстрируемый на рис. 5 и 6 разброс кривых виброперемещения для отдельных точек бака трансформатора. Проведенный опыт еще раз говорит о целесообразности комплексной оценки результатов диагностики, рекомендуемой [4]. Группировка результатов измерений в отдельных точках в массив с определением интегральных показателей качества прессовки (математического ожидания, дисперсии, коэффициента корреляции, а также индекса технического состояния – ИТС) независимо для магнитопровода и обмоток.

Выводы: подтверждена целесообразность применения при измерении вибрации трансформатора частотного метода. Эффективность прессовки обмоток трансформатора убедительно характеризуется пиковым значением третьей гармоники вибрационного процесса.

Библиографический список

1. Русов В.А. Контроль прессовки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам // Электрические станции. −1998. − № 6. − С. 52-57.
2. Гавриленко А.В., Долин А.П. Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: https://mega-om.ucoz.ru/_ld/0/40_____.pdf (дата обращения 10.02.2025 г.).
3. Басенко В.Р. Усовершенствованный метод вибрационного контроля технического состояния обмоток и магнитопровода силовых трансформаторов с применением бесконтактных лазерных технологий и фрактального анализа: автореф. дис. канд. тех. наук. Казань, – 2023. – 16 с.
4. Чумаков В.Г. К вопросу о бесконтактной лазерной вибродиагностике силовых трансформаторов // Электроэнергия. Передача и распределение, 2025, − №1(80) − С. 120-125

Дубовский М.Г., обучающийся гр. ЭСб-21; Чумаков В.Г., вед.инженер каф. ЭССиС, ИРНИТУ

УДК 621.311

РАСЧЕТНАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ ПО КОНЦАМ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ПЕРЕГОНА СИСТЕМЫ 2×25 кВ

Есаулов А.В., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Для обеспечения высокой точности в определении мест повреждений (ОМП) дистанционными методами необходима синхронизация по времени векторов токов и напряжений, зафиксированных в аварийном режиме по

концам линии. Практическая реализация синхронизации по времени замеров векторов токов и напряжений производится с помощью систем точного времени, реализуемых на основе глобальных систем навигации и позиционирования (ГЛОНАСС, GPS) (рисунок 1).

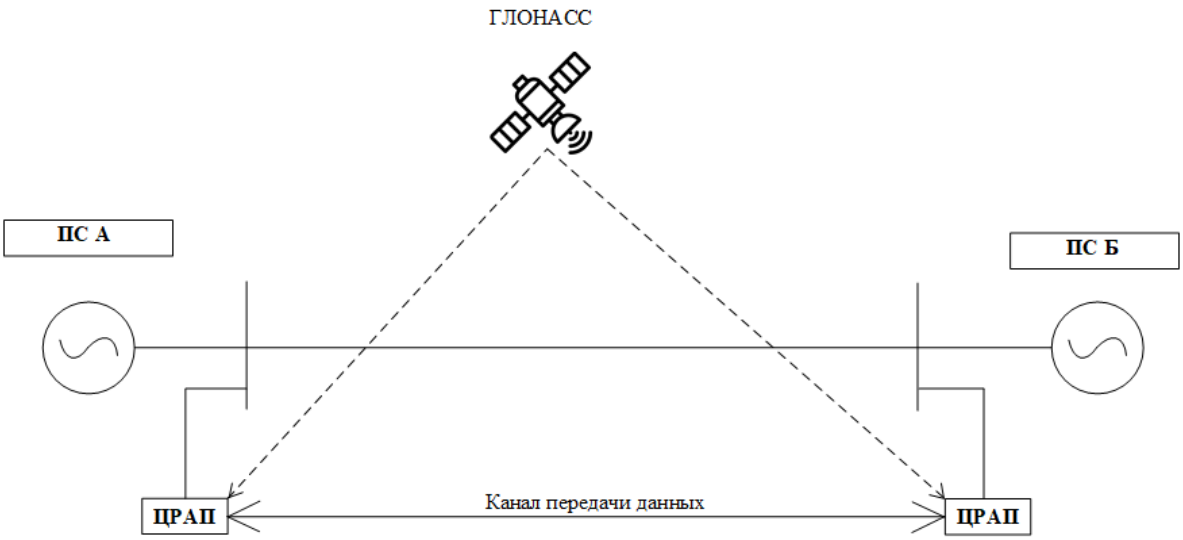


Рисунок 1 – Принцип синхронизации по времени векторов токов и напряжений по концам защищаемой линии

Синхронизация параметров аварийного режима хоть и обеспечивает высокую точность ОМП, но при этом влечет за собой дополнительные затраты на техническую реализацию.

Ранее авторами данной статьи был разработан метод ОМП в тяговых сетях переменного тока системы 2×25 кВ основанный на численном интегрировании телеграфных уравнений [1], а также математическая модель железнодорожного перегона данной системы длиной 40 км [2]. Однако при моделировании аварийного режима и дальнейшего ОМП за основу было взято условие, что полученные параметры синхронизированы друг с другом во времени.

В данной же статье будет исследована возможность расчетной синхронизации, т.е. синхронизации без использования систем точного времени, параметров аварийного режима на примере железнодорожного перегона, электрифицированного по системе 2×25 кВ.

Подробный алгоритм формирования модели тяговой сети 2×25 кВ приведен в статье [2]. Вкратце укажем, что математическая модель сформирована на основе параметров реального железнодорожного оборудования, она учитывает сопротивления взаимоиндукции и емкостные сопротивления всех элементов тяговой сети, а также тяговую нагрузку. Длина моделируемого перегона составляет 40 км (рисунок 2).

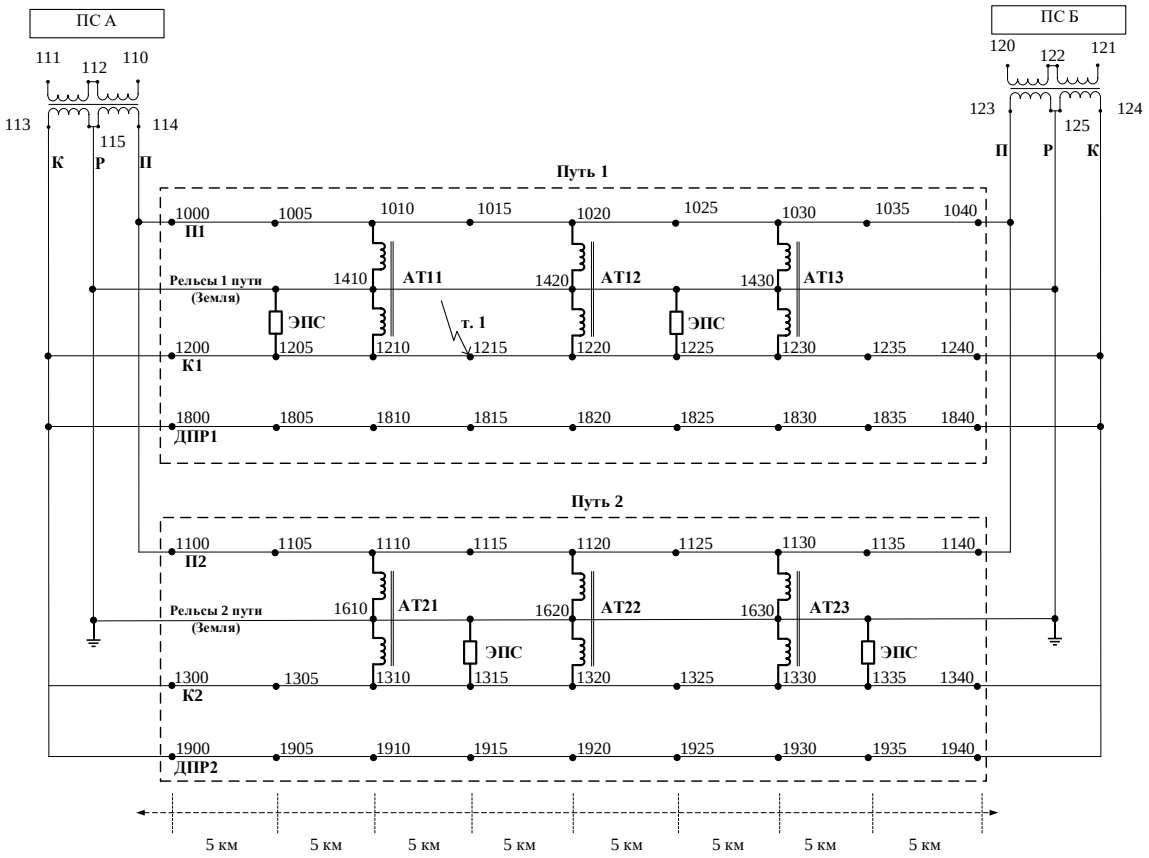


Рисунок 2 – Схема замещения двухпутного перегона контактной сети системы 2×25 кВ

Место повреждения контактной сети задано в точке 1, находящейся на расстоянии 15 км от подстанции «А». Процесс моделирования аварийного режима производился в программно-вычислительном комплексе (ПВК) «Расчет в фазных координатах», разработанном на кафедре электрических станций, сетей и систем ИРНИТУ.

По результатам моделирования были получены несинхронизированные по времени параметры аварийного режима, представляющие собой комплексные значения токов и напряжений по концам рассматриваемого перегона (таблица 1 и 2).

Таблица 1

Результаты замера в тяговой сети системы 2×25 кВ в начале перегона при КЗ в т. 1 (1215)

Номер узла/элемент сети	U, В	φ_U, °	I, А	φ_I, °
1200 (К1)	26574,17	0	1140,94	346,29
1000 (П1)	28677,03	191,53	774,57	176,94
1800 (ДПР1)	26584,72	359,99	152,92	55,00
1300 (К2)	26573,82	360,00	107,24	71,16
1100 (П2)	28671,45	191,53	558,14	192,73
1900 (ДПР2)	26584,72	359,99	152,84	55,03

Таблица 2

Результаты замера в тяговой сети системы 2×25 кВ в конце перегона при КЗ в т. 1 (1215)

Номер узла/элемент сети	U, В	φ_U, °	I, А	φ_I, °
1240 (К1)	27103,58	0	-371,18	147,29
1040 (П1)	27932,26	184,13	-328,33	283,54
1840 (ДПР1)	27106,1	359,99	-150,60	60,52
1340 (К2)	27105,67	360,00	-219,53	17,96
1140 (П2)	27933,63	184,13	-243,70	240,04
1940 (ДПР2)	27106,84	360,00	-150,52	60,55

Результаты, приведенные в таблицах 1 и 2, являются исходными данными для ОМП в ПВК «ОМПКЗ» [3], также разработанном в ИРНИТУ. Суть метода ОМП, реализованного с помощью данного ПВК, заключается в построении графиков пошагового изменения модулей и углов токов и напряжений от каждого из концов рассматриваемого перегона. Поиск места повреждения осуществляется по двум критериям. Первый критерий (и основной) – это точка пересечения графиков модулей напряжений от каждого из концов рассматриваемого перегона (рисунок 3). Если точек пересечения несколько, то для определения места повреждения необходимо руководствоваться вторым критерием. Второй критерий – это точка пересечения графиков углов напряжений от каждого из концов перегона (рисунок 4).

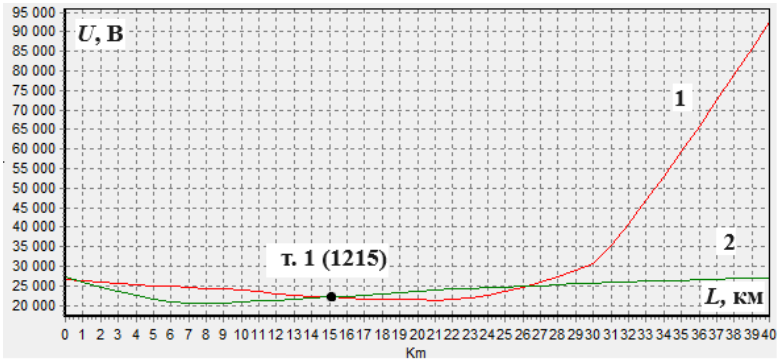


Рисунок 3 – Графики изменения модулей напряжений в контактном проводе первого пути (К1)

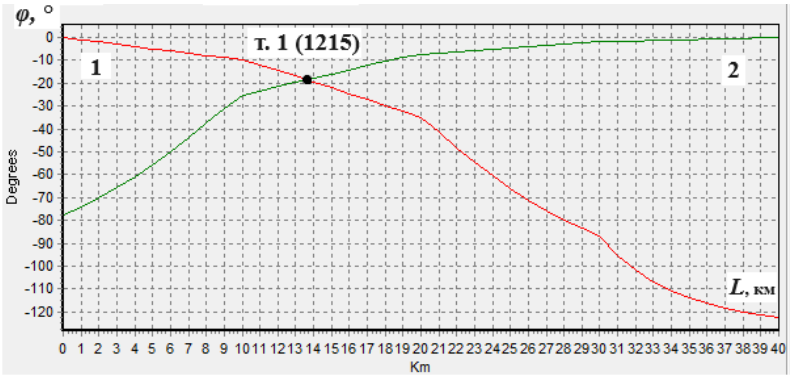


Рисунок 4 – Графики изменения углов напряжений в контактном проводе первого пути (К1)

Точки пересечения графиков модулей и углов напряжений, представленные на рисунках 3 и 4, не совпадают по оси абсцисс друг с другом. Следовательно, не выполняется требования двух критериев ОМП. Требуется провести расчетную синхронизацию полученных векторов токов и напряжений.

При моделировании аварийного режима было задано условие, что точка КЗ находится на удалении 15 км от подстанции «А». На рисунке 3 одна из точек соответствует этому расстоянию (рисунок 5), т.е. выполняется первый критерий ОМП.

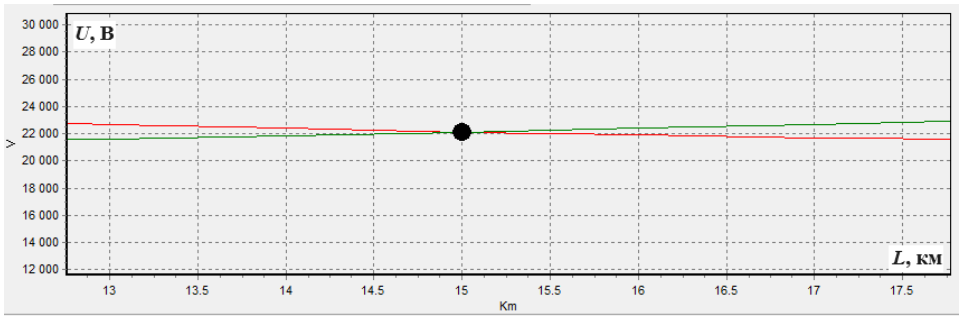


Рисунок 5 – Точка пересечения графиков изменения модулей напряжения в контактном проводе К1

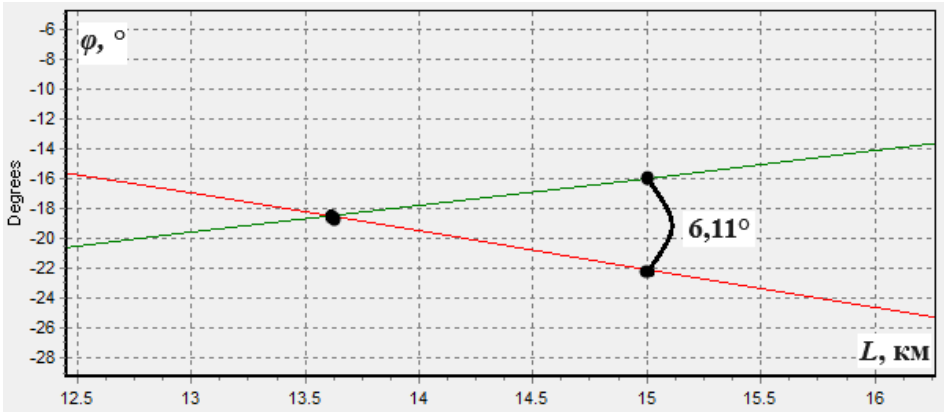


Рисунок 6 – Точка пересечения графиков изменения модулей напряжения в контактном проводе К1

Отклонение точки пересечения графиков углов напряжений (рисунок 6) от заранее заданной точки КЗ вызвано тем, что исходными данными для ОМП послужили несинхронизированные по времени замеры. Для выполнения синхронизации достаточно знать величину разности между углами по оси ординат в предполагаемой точке КЗ. В данном случае разность между углами составляет 6,11°. Для проведения расчетной синхронизации параметры, полученные на подстанции «А» (таблица 1), оставляем без изменений, а параметры, полученные на подстанции «Б», изменяем на угол 6,11° (таблица 3).

Таблица 3

Результаты синхронизированного замера в тяговой сети системы 2×25 кВ в конце перегона (ПС «Б»)

Номер узла/элемент сети	U, В	φ_U, °	I, А	φ_I, °
1240 (К1)	27103,58	353,89	371,18	141,18
1040 (П1)	27932,26	178,02	328,33	277,43
1840 (ДПР1)	27106,10	353,89	150,60	54,41
1340 (К2)	27105,67	353,89	219,53	11,85
1140 (П2)	27933,63	178,03	243,70	233,94
1940 (ДПР2)	27106,84	353,90	150,52	54,44

После синхронизации были получены следующие результаты:

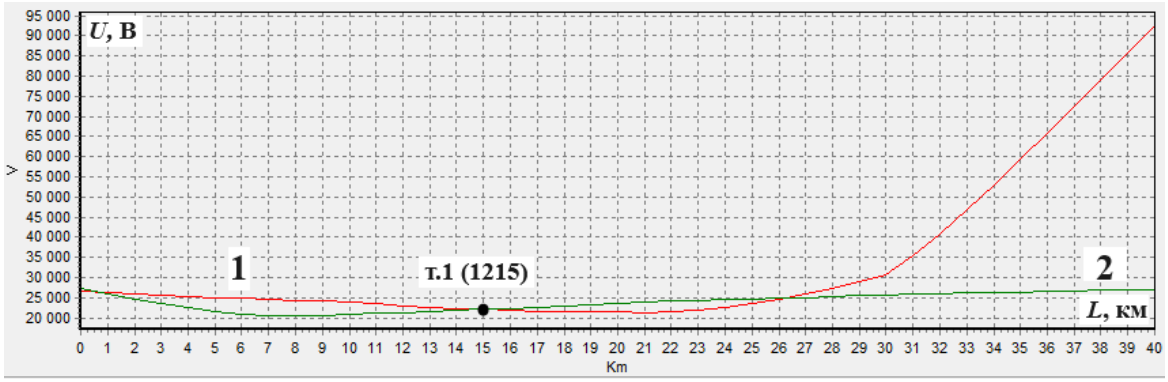


Рисунок 7 – Графики модулей напряжений в контактном проводе первого пути (К1) после синхронизации

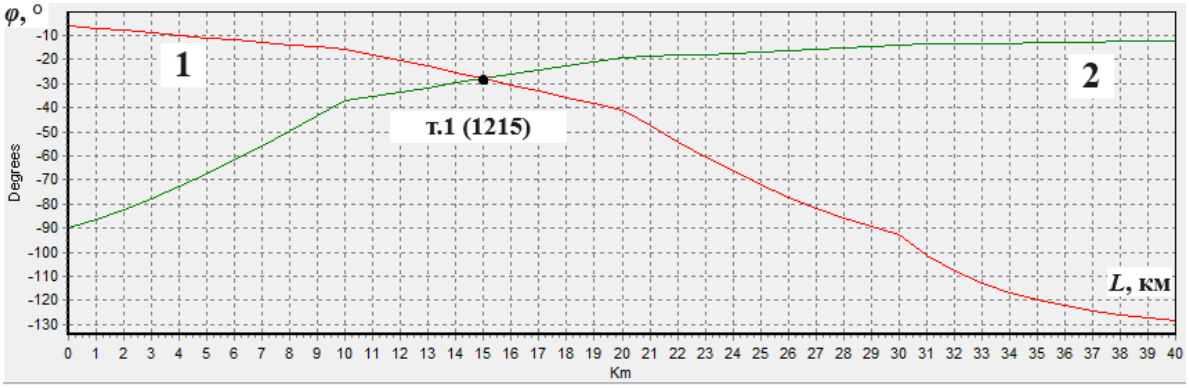


Рисунок 8 – Графики углов напряжений в контактном проводе первого пути (К1) после синхронизации

Анализируя графики, представленные на рисунках 7÷8, можно сделать вывод о том, что расчетное место повреждения соответствует двум критериям ОМП методом численного интегрирования, а также заранее заданной при моделировании аварийного режима точке КЗ. Это в свою очередь позволяет сделать вывод о том, что расчетная синхронизация параметров аварийного режима, зафиксированных по концам перегона, выполнена

успешно. Метод ОМП, основанный на численном интегрировании телеграфных уравнений, позволяет проводить расчетную синхронизацию, а также определять расстояние до места повреждения без обязательной синхронизации параметров с помощью систем точного времени.

Библиографический список

1. Тигунцев С.Г. Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление: материалы всерос. конф. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2015. – С. 357-360.
2. Есаулов В.А. Определение места повреждения в тяговой сети системы 2×25 кВ / А. В. Есаулов, С. Г. Тигунцев, Е. О. Анненков // Известия Транссиба. – 2023. – № 4 (56). – С. 101–112.
3. Анненков Е. О., Тигунцев С. Г. Определение места повреждения на воздушных линиях электропередачи. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2024615358, приоритет 21.02.2024.
4. Тигунцев С.Г. Разработка расчетной модели контактной сети железной дороги 2×25 кВ для совместного расчета несинусоидальных и несимметричных режимов в питающей сети / С. Г. Тигунцев, А. В. Есаулов, Ю. О. Еремеева // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы всерос. науч.-техн. конф. с международным участием. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2021. – С. 118–123.

Есаулов А.В., аспирант гр. аЭЭН-22-1; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС, ИРНИТУ

УДК 681.11.031.1

РАСПРЕДЕЛЕННЫЕ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Жданова А.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
zdanovaa540@yandex.ru

В последние десятилетия большой интерес представляют системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). В первую очередь, это связано с возрастающей долей генерации с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и развитием распределенной генерации.

В мировой практике СНЭЭ применяют не только для повышения эффективности ВИЭ, но и для других целей: регулирование частоты и напряжения в энергосистемах, резервирование, обеспечение бесперебойного питания нагрузки, поддержание показателей качества электрической энергии и другие (см. рис. 1). Огромный плюс накопителей состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно.

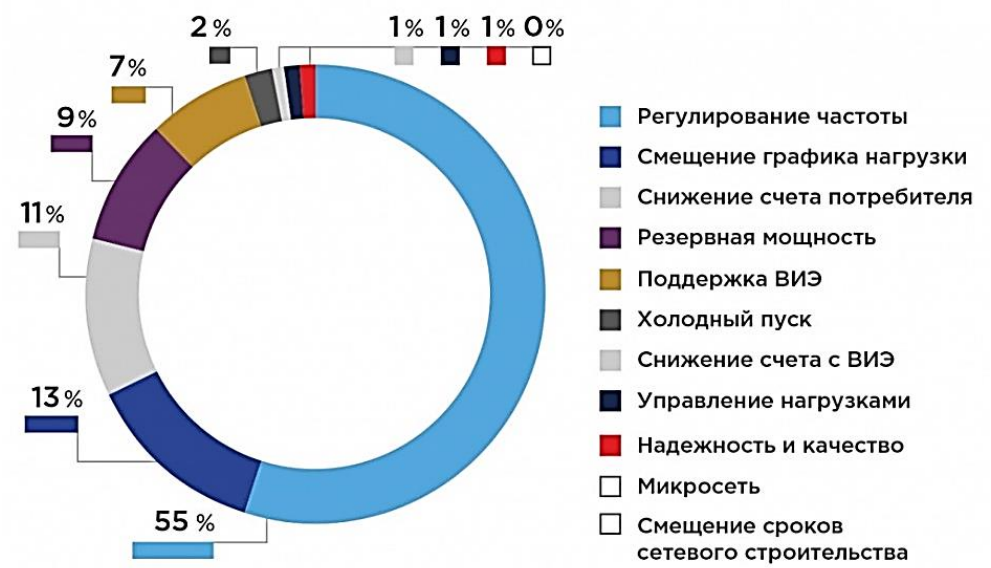


Рисунок 1 − Структура целевого использования СНЭЭ в мире [1]

В ЕЭС России сохраняется достаточно сложная топливная проблема, возрастают трудности управления энергосистемами в связи с большой долей недостаточно маневренных крупных энергоблоков тепловых и атомных электростанций. Постоянное увеличение цен на сырье диктует необходимость сокращения непроизводительных расходов топлива и предъявляет высокие требования к экономичности режимов работы электростанций [2]. В связи с этим, включение накопителей в электроэнергетическую систему имеет большое народно-хозяйственное значение, так как позволяет разделять во времени процессы выработки и потребления энергии. Использование СНЭЭ является одним из ключевых направлений развития электроэнергетики.

С начала 2000-х в энергетике происходит четвёртый энергопереход, который осуществляется на базе децентрализации, декарбонизации, цифровизации и интеллектуализации систем энергоснабжения и характеризуется повышением энергетической эффективности и снижением выбросов парниковых газов. Одним из основных понятий энергетического перехода является активный потребитель. Активный потребитель – субъект энергетики, который, кроме традиционной функции потребления энергии от сторонних источников, выполняет также функцию накопления и генерации энергии (сочетание потребления с технологиями распределенной генерации, распределенного накопления, управления спросом и т.д.) [3].

Распределенные системы накопления электроэнергии (РСНЭ) – это совокупность систем хранения, установленных в непосредственной близости от потребителя и на объектах распределительной сети и обеспечивающих, в том числе, возможности резервирования и управления спросом [3]. Физически РСНЭ представляют собой аккумуляторные батареи.

РСНЭ обеспечивают локальное хранение и распределение энергии без нагрузки на централизованные сети. В отличие от централизованных систем

хранения, РСНЭ позволяют использовать накопленную энергию непосредственно на местах её генерации. По сравнению с централизованными накопителями энергии, распределенные накопители энергии имеют короткий период строительства, гибкое местоположение и низкие инвестиционные затраты [4].

Основные преимущества распределенности накопителей [5]:

– *Снижение нагрузки на центральную сеть*. Локальные системы хранения энергии позволяют перераспределять нагрузку сети, уменьшая перегрузки на центральных ее узлах.

– *Гибкость масштабирования.* РСНЭ легко адаптируются под изменение мощности генерации и потребления. Это особенно важно для микросетей, работающих с переменными источниками энергии, такими как солнечные панели или ветрогенераторы.

– *Уменьшение потерь на транспортировку энергии.* Расположение аккумуляторов в непосредственной близости от точек потребления снижает потери, связанные с передачей электроэнергии.

– *Снижение затрат на электроэнергию.* Аккумуляторные системы позволяют снизить расходы на электроэнергию за счет оптимизации ее использования.

РСНЭ, применяемые на уровне распределительных сетей, способны [6]:

– разгружать центры питания распределительных сетей;

– повышать надежность электроснабжения, работая в качестве резервного источника питания при авариях в сетях более высокого напряжения или иных прерываниях энергоснабжения;

– повышать качество электроэнергии, стабилизировать напряжение и частоту.

Системы накопления, находящиеся «за счетчиком» у потребителя, обладают еще бóльшим спектром возможностей – они могут [6]:

– применяться в качестве источника бесперебойного питания у потребителя при авариях в сетях;

– для чувствительного к качеству электроэнергии оборудования или оборудования, предполагающего непрерывность процесса, обеспечить требуемый уровень качества и бесперебойности;

– снизить затраты на технологическое присоединение к сетям, покрывая разность между базовой и пиковой нагрузками;

– при наличии собственной распределенной генерации (в том числе с использованием ВИЭ) способны оптимизировать режим работы генерирующего оборудования, тем самым повышая его КПД и продлевая срок полезного использования, а также снизить сальдо перетоков с сетями ЕЭС.

Массовое применение накопителей электроэнергии приведет к изменению традиционной концепции построения электроэнергетических систем, которая заключается в одновременном синхронном производстве и потреблении. В итоге электроэнергия станет обычным (складируемым) товаром, что приведет к кардинальным изменениям рынка электроэнергии.

На сегодняшний день разработано немало моделей активных потребителей, в которых большое значение уделяется технологии хранения электроэнергии [6]. Данные модели позволяют активному потребителю выдавать избытки производимой мощности в сеть.

В целом развитие систем накопления приведет к увеличению двунаправленных потоков электроэнергии, в то время как сейчас потоки распределяются, преимущественно, однонаправленно по иерархической ветке «магистральные сети − распределительные сети − потребитель» [2].

С точки зрения потребителя основные преимущества технологии распределенного хранения энергии в настоящее время включают три аспекта [4]:

– *Арбитраж разницы цен на пике и долине.* Реализация арбитража ценовой разницы между пиком и долиной в основном достигается за счет корректировки планов потребления электроэнергии.

– *Управление платой за электроэнергию по спросу.* Для крупных потребителей установка накопителей энергии позволяет сэкономить плату за мощность и добиться управления платой за электроэнергию на основе спроса.

– *Компенсация ответного спроса.* Компенсация спроса означает, что потребители могут участвовать в реагировании на спрос в качестве рыночных субъектов и получать выгоду.

На пути массового распространения РСНЭ стоит немало проблем. Основная из них заключается в том, что современное регулирование в электроэнергетике, предусматривающее жесткое разделение функций в отрасли энергетики на производство, передачу, сбыт и потребление, в значительной мере, не учитывает особенности функционирования накопителей и возможности, которые они предоставляют. Регулирование построено на пассивной роли конечного потребителя и «снабженческой» модели продажи электроэнергии.

В заключении, составленном по итогам расширенного заседания Секции по законодательному регулированию распределенной энергетики и возобновляемых источников энергии Экспертного совета при Комитете Государственной Думы по энергетике от 3 февраля 2023 года на тему: «Промышленные системы накопления энергии в электроэнергетике: проблемы и перспективы развития» были сформулированы следующие предложения по развитию систем накопления в Российской Федерации [7]:

1. Определение правового статуса накопителей в энергетике и правил их работы на рынках электроэнергетики. Принятие Постановления Правительства по СНЭ, в том числе нормативно-правовое закрепление использование систем накопления электрической энергии в качестве второго независимого источника питания в целях обеспечения надежности по второй категории.
2. Определение мер господдержки на перспективных рынках, которые пока не обеспечивают необходимого уровня возврата инвестиций, в том числе в составе генерации на основе ВИЭ и изолированной генерации (дизельные электростанции, автономные гибридные энергоустановки и пр.)

Отмечается, что темпы роста рынка стационарных систем хранения электроэнергии в России будут зависеть от снятия нормативных ограничений, а также разработки программ стимулирования сектора и динамики падения цен на накопители.

Основой новой технологической парадигмы в электроэнергетике являются конечные устройства потребителей с управляемым спросом, а также распределенная генерация и системы хранения энергии, находящиеся на стороне потребителей и/или в распределительных сетях низкого и среднего напряжения в непосредственной близости от потребителей.

Интеграция аккумуляторов позволяет решать задачи управления пиковыми нагрузками, резервного питания и повышения общей эффективности системы. Технологические и экономические преимущества РСНЭ делают их востребованными в проектах локального энергоснабжения, особенно в удаленных регионах или на объектах с переменной нагрузкой.

Будущее развитие технологии распределенного хранения энергии должно постоянно улучшать возможности устойчивого использования энергии и повышать эффективность и надежность хранения энергии.

Библиографический список

1. Аналитическое исследование. Накопительная энергетика: «зелёная» инновация для сохранения энергии // Группа «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ»: [Электронный ресурс] URL: https://delprof.ru/press-center/open-analytics/nakopitelnaya-energetika-zelenaya-innovatsiya-dlya-sokhraneniya-energii/ (дата обращения: 26.02.2025).
2. Бушуев В.В., Новиков Н.Л. Инфраструктурные накопители в энергетике. // Энергетическая политика – 2020. – №10 (152). – С. 74-89.
3. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. / А. Хохлов, Ю. Мельников, Ф. Веселов [и др.]; под ред. А. Хохлов. – Москва: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018. – 89 с.
4. Распределенное хранение энергии − глубокое погружение // Huntkey: [Электронный ресурс] URL: https://www.huntkeyenergystorage.com/ru/distributed-energy-storage/ (дата обращения 28.02.2025).
5. Распределенные системы хранения энергии: интеграция аккумуляторов в микросети // Технолайн [Электронный ресурс] URL: https://e-

solarpower.ru/stati/raspredelennye-sistemy-hraneniya-energii-integraciya-akkumulyatorov-v-mikroseti/ (дата обращения 30.02.2025).
6. Кузьмин П.С. Активные потребители электроэнергии: обзор инновационных моделей взаимодействия субъектов электроэнергетики и конечных потребителей // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2021. – №12. – С. 306–321.
7. Заключение № 23 по итогам расширенного заседания Экспертного совета при Комитете Государственной Думы по энергетике на тему: «Промышленные системы накопления энергии в электроэнергетике: проблемы и перспективы развития» от 3 февраля 2023 года // Комитет Государственной Думы по энергетике: [Электронный ресурс] URL: http://komitet-energo.duma.gov.ru/storage/f11e63e3-91e7-42ea-bb26-8bb1c3bfc7ec/documents/7a303d99-e31a-4092-9e24-a1a1f7775769/cae2136e-a398-42fa-aed9-3fba5246a1e4.docx (дата обращения 30.02.2025).

УДК 621.321

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В SIMINTECH

Жилин Е.В., Лёвин Д.Д.
Университет науки и технологий МИСИС
zhilinevg@mail.ru

Моделирование систем электроснабжения позволяет оценить работу оборудования, выявить потенциальные проблемы и оптимизировать процессы [1-3]. Одним из инструментов для моделирования является отечественное программное обеспечение SimInTech [4], который широко используется в различных отраслях промышленности, следуя тенденциям импортозамещения.

Для симуляции работы электрических цепей и вычисления режима работы электроустановок в SimInTech используются библиотеки «ЭЦ-Динамика» и «ЭЦ-Статика». «ЭЦ-Динамика» предназначена для расчета мгновенных значений токов и напряжений в электрических цепях, не накладывая ограничений на их несинусоидальные и нелинейные характеристики. Эта библиотека подходит для исследований и прикладных задач, где важно отслеживать электромагнитные переходные процессы. Однако есть ограничения шаг расчета, даже для сетей с частотой 50 Гц, обычно не превышает 0,001 секунды, а иногда бывает еще меньше, что может ограничить сложность моделируемой задачи (количество элементов установки или узлов сети) и/или продолжительность моделирования [5]. «ЭЦ-Статика» используется для определения действующих значений токов и напряжений в электрических цепях. Она применяется для анализа синусоидальных цепей переменного тока определенной частоты, подходит для расчетов установив-

шихся симметричных и несимметричных режимов работы электроустановок, а также электромеханических переходных процессов, связанных с инерционностью вращающихся частей электродвигателей и системами управления [5, 6].

Объектом моделирования является участок электроснабжения карьера, а именно высоковольтная ячейка, питающая понижающий трансформатор. Электроэнергия по воздушной линии 35 кВ поступает от ГПП-110/35 кВ на участковую передвижную комплектную трансформаторную подстанцию ПКТП-4000/35/6. По надежности и бесперебойности электроснабжения потребители участка карьера относятся ко второй категории. Электрические сети на участке карьера работают с режимом «изолированная нейтраль» [7].

В результате моделирования было получена имитационная модель, отражающая основные элементы однолинейной схемы (рисунок 1).

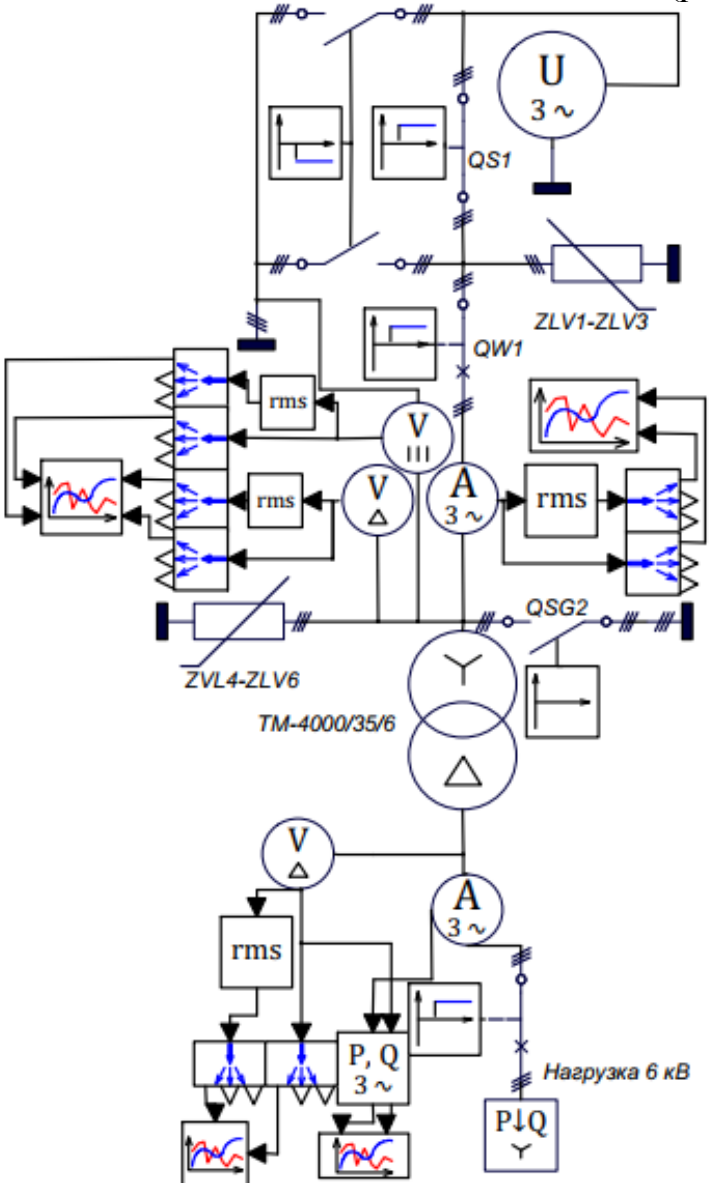


Рисунок 1 – Модель участка схемы электроснабжения

Для моделирования выбрана динамическая библиотека. Электрооборудование системы электроснабжения представлено классическими схемами замещения. Управление высоковольтными выключателями при помощи ступенчатого сигнала, принимающего значения 1 и 0. «Земля» моделируется с помощью точки нулевого потенциала, что является ее эквивалентом в реальных условиях. Измерительный блок на стороне высокого напряжения состоит из амперметра, фазного и линейного вольтметра. Для вычисления и определения соответствия реальным данным используется блок «RMS» иллюстрирующий действующие значения. По стороне низкого напряжения используется линейный вольтметр и амперметр, а также блок вычисления активной и реактивной мощности. Значение потребляемой мощности в условиях задачи принято 1000 кВт и 400 кВАр. Так как динамическая библиотека выдает векторный сигнал, состоящий и характеристик каждой фазы, для вывода только одной величины (характеристики фазы А) используется демультиплексор, он расщепляет векторный сигнал на такое же количество скалярных сигналов.

Одна из особенностей SimInTech является набор готовых электротехнических элементов. В условиях данной задачи это блок силового трехфазного трансформатора, потребляемой нагрузки и ограничитель перенапряжений (ОПН). Их моделирование максимально упрощенно в программном продукте за счет готовой субмодели. Достаточно задать только каталожные или паспортные данные, программный продукт сам рассчитывает параметры схемы замещения по этим данным. Показания выводятся с помощью блоков графиков, позволяющих отображать несколько величин одновременно. Количество выводимых переменных задаётся в свойствах блока «График». Данные для моделирования трансформатора и ОПН взяты из справочника [8].

Суммарное время моделирования с момента включения нагрузки составляет 0,15 с работы. На первой секунде моделирования подается силовой трансформатор к источнику напряжения, который 0,1 с работает на холостом ходу, затем в 1,1 с подключается нагрузка к шинам трансформатора. Шаг интегрирования имеет решающие значение при использовании динамической библиотеки, так как от этого зависят формы графиков, которые при слишком большом значении выдаст ступенчатый график. По результатам моделирования были получены графики напряжения на стороне 35 кВ и мощности на стороне низкого напряжения (см. рис. 2).

Результаты моделирования фрагмента системы электроснабжения показали желаемые значения: 35 кВ действующего, |49,5| кВ амплитудного линейных напряжений на высокой стороне. Фазные напряжения также соответствует нормативным значениям. На стороне низкого напряжения ситуация получилась аналогичная, значения мощности соответствуют заданным величинам, форма синусоиды также соответствует реальной.

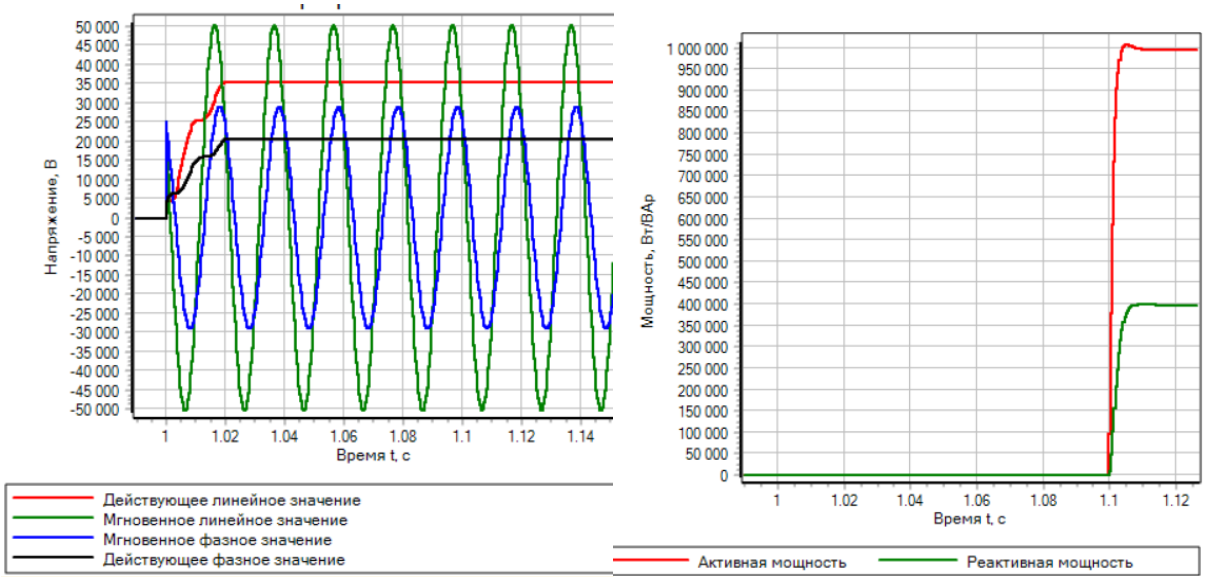


Рисунок 2 – Сигналы напряжения и мощности

Обобщая вышеизложенное, можно утверждать, что программный продукт продемонстрировал работоспособность и корректность полученных результатов, что подтверждает его пригодность для использования в исследовательских и других научных задачах в области электроснабжения. В условиях санкционного давления и глобальной нестабильности использование отечественного программного обеспечения представляется не только оправданным, но и, в определенной степени, необходимым.

Библиографический список

1. Жилин Е.В. Разработка имитационной модели участка сети 10 кВ с управляемым накопителем электроэнергии / Е.В. Жилин, А.Д. Малышева, И.А. Белоусов // Вестник Чувашского университета. – 2024. – № 2. – С. 28-39. – DOI: 10.47026/1810-1909-2024-2-28-39.
2. Гросс В.Ю. Среда динамического моделирования SIMINTECH в процессе обучения студентов-электромехаников / В.Ю. Гросс, Е.С. Губин // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2023. – № 2. – С. 194-197.
3. Коряков Д.В. Моделирование работы силового трансформатора 10/0,4 кВ в программной платформе SimInTech при несимметричных режимах питающей линии / Д. В. Коряков, Р. В. Горбунов // Кулагинские чтения: техника и технологии производственных процессов: Материалы XXIII Международной научно-практической конференции. В 3 ч., Чита, 27 ноября 2023 года. – Чита: Забайкальский государственный университет, 2023. – С. 43-51.
4. Программный продукт SimInTech. Общество с ограниченной ответственностью «ЗВ Сервис» (ООО «ЗВС») [Электронный ресурс] URL: https://simintech.ru/ (дата обращения: 01.02.2025).

5. Поляков А.М. Методика моделирования электрической части электростанции в SimInTech. – М.: ДМК Пресс, 2023. – 144 с.
6. Герман-Галкин С.Г. Модельное проектирование электромеханических мехатронных модулей движения в среде SimInTech / С.Г. Герман-Галкин, Б.А. Карташов, С.Н. Литвинов. – М.: ДМК Пресс, 2021. – 494 с.
7. Электроснабжение карьеров: учеб. пособие / А. И. Герасимов, Б.С. Заварыкин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 184 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

Жилин Е.В., доцент кафедры ЭЭГП НИТУ МИСИС; Лёвин Д.Д., аспирант кафедры ЭЭГП НИТУ МИСИС

УДК 004.986: 332

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В ТЭК

Жилкина Ю.В.
ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»
zhilkina.yulia@gmail.com

В последние годы информационные технологии все глубже проникают во все направления энергетики. Искусственный интеллект (далее – ИИ), используя алгоритмы машинного обучения, способен анализировать огромные объемы данных и выявлять закономерности и тенденции, которые могут быть незаменимы для того, чтобы оптимизировать работу энергосистем, автоматизировать процессы их управления, снижать затраты и повышать эффективность, безопасность и надежность работы оборудования и улучшать качество обслуживания клиентов. Искусственный интеллект – следующая ступень цифровизации.

На многих площадках, форумах, в открытых источниках в последнее время эта тема активно обсуждается. Тема достаточно новая и перспективная. Направление ИИ развивается и внедряется в разных сферах, в том числе в топливно-энергетическом комплексе.

По данным Минэнерго, уже более 40% энергокомпаний России используют технологии ИИ, а к концу 2024 года еще порядка 18% компаний топливно-энергетического комплекса начнут внедрять ИИ-решения в свои бизнес-процессы. Основным направлением использования ИИ остается финансово-хозяйственная деятельность, различные системы помощи, чат-боты, чтение документов, т.е. то, что критически не влияет на основные бизнес-процессы. Но есть определенные наработки и для внедрения ИИ в технологические процессы.

Наиболее эффективные области использования искусственного интеллекта – это предиктивная диагностика оборудования, прогнозирование событий, оптимизация производственных процессов и решение задач, требующих обработки и анализа большого количества данных.

В числе других направлений:

– Непрерывный мониторинг и управление оборудованием. Например, управление электросетью, прогнозирование пиковых нагрузок и контроль потребления энергии.
– Сбор данных о состоянии объектов и передача информации в режиме реального времени. То есть мониторинг и контроль за состоянием оборудования, автоматизация сбора показаний и оценка состояния приборов учета. А также прогнозирование выработки ВИЭ для повышения эффективности загрузки генерации и управления электроэнергетическим режимом.
– Обработка и анализ большого количества данных (информации), прогнозирование и принятие обоснованных решений. Например, управление задвижками, клапанами для автоматизации технологических процессов производства, автоматизация для рутинных задач, повышения производительности и снижения риска ошибок.
– Повышение энергоэффективности, снижение потребления энергии и улучшение экологической ситуации за счет определения оптимальных параметров и требований в работе системы. Это позволяет уменьшить экологические риски и снизить количество потребляемой энергии.

Таким образом, ИИ упростит работу инженерных служб – ускорит, повысит качество, увеличит скорость выполнения задач.

Уже есть успешные проекты внедрения элементов ИИ, реализованные на предприятиях ТЭКа России.

Например, Топливный дивизион Госкорпорации «Росатом» применяет собственное цифровое решение на основе технологий ИИ «АтомМайнд» для предиктивной аналитики, позволяющей прогнозировать уровень брака и повышать «выход годного продукта».

ПАО «Россети Московский регион» применяет современные цифровые технологии для автоматизации внутренних бизнес-процессов и повышения эффективности взаимодействия с клиентами.

ПАО «Россети» применяет ПК «ПАУК», который позволяет максимально автоматизировать процесс сбора показаний и оценки состояния приборов учета за счет применения технологий ИИ. Комплекс был разработан экспертами ПАО «Россети Центр» в 2022 году и внедрен во всех 20 филиалах ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье». С его помощью снято уже более 2 миллионов показаний приборов учета и др.

Компания «Т Плюс» развернула систему предиктивной аналитики в 7 филиалах, расположенных в Центральном, Приволжском и Уральском федеральных округах. Модуль предиктивной диагностики контролирует динамику изменения параметров оборудования. И это только немногие из реализованных примеров.

Безусловно, есть определенные риски в этом есть, тем более на действующих объектах. Внедрение любых новых технологий сопровождается рисками. В данном случае можно выделить четыре вида рисков:

Технические риски (для их снижения потребуются предварительные испытания технологии ИИ в реальных условиях – в пилотных проектах – для оценки ее эффективности и надежности.)

Риски совместимости технологии ИИ с существующими системами и оборудованием.

Инвестиционные риски (экономическая эффективность, окупаемость внедрения ИИ).

Риски информационной безопасности.

Про эти риски нужно знать и принимать превентивные меры, чтобы полностью исключить. Т.к. цифровизация проникает во все сферы нашей жизни и во все сферы деятельности компаний. И, конечно, обеспечение киберустойчивости и вопрос информационной безопасности становятся критически важной задачей. И это особенно важно для объектов топливно-энергетического комплекса, где ошибки недопустимы, потому что могут обойтись слишком дорого.

Системы защиты и управления энергообъектами хотя и работают в локальных вычислительных сетях без доступа в интернет, тем не менее подвергаются различным киберугрозам. Еще 10-20 лет назад считалось, что производитель оборудования должен обеспечить кибербезопасность своих устройств и систем. Но это только один из элементов информационной безопасности.

По статистике, наиболее распространены киберинциденты по причине именно внутреннего нарушителя, а не внешнего. Поэтому на объектах и в компаниях должен выполняться комплекс мер обеспечения информационной безопасности.

И хотя полностью исключить киберугрозы вряд ли удастся, применение ИИ – это колоссальные возможности борьбы с киберугрозами и обеспечения киберустойчивости. Например, это может быть выявление сетевых атак и блокировка серверов, являющихся источниками сетевых атак.

Создание ИИ-полигонов – необходимый и перспективный шаг, который позволит применять и масштабировать на реальных объектах только опробованные решения.

Библиографический список

1. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Солуянов В.И. Выбор зарядных станций, согласованный с действующими системами электроснабжения многоквартирных домов и образовательных учреждений мегаполиса // Электричество. – 2025. – № 1. – С. 32-44. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-1-32-44.
2. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В., Ахметшин А.Р. Россия в СИГРЭ: история сотрудничества // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – №1 (57). – С. 189-194.

3. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Анализ удельных электрических нагрузок коттеджных поселков // Электричество. – 2024. – № 4. – С. 36-50. – DOI 10.24160/0013-5380-2024-4-36-50.
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. Актуализация удельных электрических нагрузок многоквартирных жилых домов Москвы и Московской области // Электричество. – 2023. – № 7. – С. 52-65. – DOI 10.24160/0013-5380-2023-7-52-65.
5. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Галицкий Ю.Я. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. – 2021. – № 6. – С. 62-71. – DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Services Act Explained. [Электронный ресурс] URL: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20211209STO19124/eu-digital-markets-act-and-digital-services-act-explained (дата доступа: 19.12.2024).
7. News European Parliament. EU AI Act: first regulation in artificial intelligence. [Электронный ресурс] URL: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20230601STO93804/eu-ai-act-first-regulation-on-artificial-intelligence (дата доступа: 20.01.2025).
8. GOV.UK. AI Safety Summit 2023 [Электронный ресурс] URL: https://www.gov.uk/government/topical-events/ai-safety-summit-2023 (дата доступа: 21.01.2025).
9. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140-2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968.
10. Жилкина Ю.В. Влияние климатических рисков на электроэнергетику // ТРУДЫ Крыловского научного центра. – 2022. – №402. – С. 157-160.
11. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. О мировых тенденциях развития электроэнергетики // Электрические станции. – 2018. – №12. – С. 52-55.
12. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. –2023. –№ 2 (1099). – С. 22-28.
13. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Исследовательский комитет B3 "Подстанции и электроустановки" // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу "Энергетик". – 2023. – № 4-5. – С. 58-69.

УДК 004.986: 332

ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КАК ОБЩЕМИРОВАЯ ТЕНДЕНЦИЯ

Жилкина Ю.В.
ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»
zhilkina.yulia@gmail.com

Традиционной моделью организации электроэнергетики, широко применявшейся в различных странах 90-х годов прошлого века, была так называемая индустриальная (технологическая) модель, основанная на энергообъединениях с вертикально интегрированной структурой. Суть подобной схемы заключается в том, что в рамках одной энергокомпании осуществляется централизованное хозяйственное и оперативно-технологическое управление всеми стадиями процесса энергоснабжения в данном регионе (стране): производством, передачей и сбытом. Такая компания получает статус естественной монополии, за ней закрепляется определенная территория обслуживания, на которой исключается деятельность других поставщиков. При этом качество услуг монополиста и цены на энергию жестко контролируются и регулируются специальными государственными органами на национальном и региональном уровнях.

Вертикально интегрированные структуры в электроэнергетике имеют ряд преимуществ:

- В результате реализации «эффекта роста масштабов производства» снижаются удельные издержки (для электроэнергетики это особенно актуально из-за большой капиталоемкости и необходимости содержания пиковых мощностей).

- Монополия на электроснабжение и государственное регулирование тарифов снижает риск крупных и долгосрочных инвестиций для энергокомпании. Это создает благоприятные предпосылки для развития электрификации, использования ядерной энергии, местных видов топлива и реализации других направлений государственной политики, неприемлемых с точки зрения краткосрочных (коммерческих) интересов, инициированных конкуренцией.

- Развитие всех элементов энергосистемы осуществляется по единому плану (ввод новых генерирующих мощностей и линий электропередачи скоординирован).

- Возможности оптимизации структуры генерирующих мощностей, резервов и режимов производства обеспечивают снижение капитальных и текущих издержек и повышение надежности электроснабжения региона.

- Концентрация значительных финансовых ресурсов и наличие высококвалифицированного персонала создает благоприятные предпосылки для реализации технических программ развития электроэнергетики.

В числе недостатков вертикально интегрированных структуры обычно выделяют следующие:

- стремление руководства энергокомпании избегать предпринимательского риска и слабую восприимчивость к техническим нововведениям;
- возложение инвестиционного риска на потребителей электроэнергии через регулируемые тарифы;
- сложность и несовершенство государственного регулирования тарифов, вызывающие периодические проблемы с привлечением внешних инвестиций.

Следует отметить и такой важный фактор, как курс на общую либерализацию экономики, ведущий к снижению роли государства в управлении электроэнергетикой, сокращению сферы государственного регулирования естественных монополий и предоставлению потребителями электроэнергии права свободного выбора поставщиков, причем с переложением на последних всех инвестиционных рисков.

Вместе с тем экономические и политические условия для реформирования существенно различаются в разных странах, что обусловлено историческими особенностями формирования систем управления в электроэнергетике. Этим объясняются различия моделей и программ преобразований, которые обсуждаются и реализуются на практике.

Общая для всех стратегия реформ заключается в либерализации электроэнергетических рынков: переходе от закрытого монопольного рынка к открытому, конкурентному рынку энергии и мощности [17].

При этом обеспечение свободной конкуренции между производителями и продавцами электроэнергии рассматривается в качестве базового условия для осуществления двух важнейших целей преобразований:

- повышение коммерческой эффективности деятельности энергокомпаний и их ответственности за снижение издержек производства и качество обслуживания потребителей;
- привлечения широкого круга инвесторов для сооружения новых и технического перевооружения действующих энергоустановок.

Для энергоэнергетики характерны следующие виды и формы конкуренции:

-Прямая конкуренция:

в сфере генерирования энергии – между энергокомпании-производителями; между энергокомпанией и собственными генерирующими установками потребителей (формы прямой конкуренции в этой сфере – в использовании действующих мощностей и в создании новых);

в сфере торговле энергией - между поставщиками (продавцами) энергии, доводящими ее до конечных пользователей.

Косвенная конкуренция (в сфере энергопотребления):

между энергокомпанией и поставщиками альтернативных энергоносителей (например, природного газа);

между энергокомпанией и поставщиками услуг по энергосбережению.

В сфере передачи энергии по магистральным и распределителям сетям конкуренция исключена: здесь действуют естественные монополии. В то же время энергокомпании вступают в конкуренцию во внешней среде на рынке капитала для получения инвестиционных ресурсов. Поэтому даже акционерные компании, занимающиеся электросетевыми услугами, вынуждены снижать издержки, чтобы быть привлекательными для инвесторов.

Следует подчеркнуть, что эффективность производства в электроэнергетике как отрасли с аппаратурной технологией предопределяется техническими решениями, заложенными на прединвестиционных стадиях изготовлениях оборудовании, проектирования энергоустановок, строительно-монтажных работ. Это значит, что эффективность производства обусловлена по существу эффективностью прошлых капитальных вложений, и поэтому на действующих электростанциях возможности снижения издержек ограничены. Таким образом, в электроэнергетике конкуренция как фактор повышения эффективности должна действовать прежде всего в сфере создания новых генерирующих мощностей с использованием прогрессивных технологий.

Необходимым условием обеспечения эффективной конкуренции является избыточные генерирующие мощности, а также соответствующая им пропускная способность электрической сети. Причем интенсивность конкуренции повышается с ростом количества производителей (поставщиков) энергии на данном рынке.

Считается, что конкуренция тогда максимально эффективна, когда она одновременно существует в сфере как генерирования, так и сбыта (торговле). Хотя потребитель может получить электроэнергию только от сетей местной распределительной компании, купить ее в принципе он может у любого продавца. Для этого необходимо, чтобы функция энергоснабжения (обеспечения физических поставок энергии) и функция продажи электроэнергии были разделены, а все субъекты рынка получили свободный доступ к электросети.

Предполагается, что открытость рынков для конкуренции зависит от масштабов приватизации электроэнергетики и наличия частной собственности на предприятиях электроэнергетики, что компании, находящиеся в собственности частного инвестора, способны генерировать энергию с наименьшими затратами. В общем случае приватизация преследует две цели:

- отказ от дотаций государства, приток средств в бюджет, а также привлечение частного (в том числе иностранного) капитала в электроэнергетику;

- создание благоприятных условий для конкуренции как основы более эффективного функционирования и развития отрасли.

Мировой опыт показывает, что сценарии проведения приватизации в электроэнергетике специфичны для каждой страны и могут осуществляться по следующим схемам:

-продажа энергопредприятиям целиком или отдельными долями (энергоблоками, технологическими системами и т.д.);

-продажа отдельных активов в виде акций;

-привлечение частного капитала для улучшения финансового положения энергопредприятия, владельцем которого является государство;

-привлечение частного капитала на условиях: строительство-владение-эксплуатация-передача. Это означает, что энергопредприятие остается в собственности компании, построившей его, до полного возмещения вложенного капитала и нормы прибыли на него, а после этого передается в собственность государства.

Функционирование конкурентной среды обеспечивается прежде всего механизмом рыночного ценообразования в сфере генерирования энергии. Создание такого механизма требует, во-первых, выделения функции производства энергии в самостоятельный вид бизнеса, во-вторых, дерегулирования тарифов и инвестиционной деятельности производителей энергии. Цена генерирования будет устанавливаться только на основе баланса спроса и предложения на энергетическом рынке. Такой подход стимулирует снижение издержек производства и привлечение инвестиций в электроэнергетику.

Из сказанного следует: либерализация электроэнергетических рынков осуществляется исходя из положения, что вертикальная интеграция является серьезным препятствием для дальнейшего роста эффективности электроэнергетики, поскольку существование жестких внутрифирменных связей исключает развитие конкурентных отношений.

В результате либерализации электроэнергетических рынков увеличивается число участников рынка и изменяется их состав. На оптовый рынок выходят отдельные крупные потребители, независимые производители электроэнергии, появляются брокеры, связывающие производителей и потребителей, и перепродавцы, не владеющие энергоустановками.

Следует подчеркнуть, что при либерализации электроэнергетических рынков и формировании конкурентной среды первостепенное значение имеет учет фактора надежности энергоснабжения. Недопустимо, чтобы коммерческие цели поставщиков приводили к игнорированию вопросов надежности на конкурентных рынках электроэнергии. Речь идет о современном и качественном проведении ремонтов оборудования, содержания резервов мощности, скоординированном развитии электростанций, электрических и тепловых сетей, предотвращении перегрузок линий электропередачи. Это должно обеспечиваться с помощью государственного регулирования конкурентных рынков (особенно на этапе их становления).

Библиографический список

1. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Солуянов В.И. Выбор зарядных станций, согласованный с действующими системами электроснабжения многоквартирных домов и образовательных учреждений мегаполиса // Электричество. – 2025. – № 1. – С. 32-44. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-1-32-44.
2. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В., Ахметшин А.Р. Россия в СИГРЭ: история сотрудничества // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – №1 (57). – С. 189-194.
3. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Анализ удельных электрических нагрузок коттеджных поселков // Электричество. – 2024. – № 4. – С. 36-50. – DOI 10.24160/0013-5380-2024-4-36-50.
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. Актуализация удельных электрических нагрузок многоквартирных жилых домов Москвы и Московской области // Электричество. – 2023. – № 7. – С. 52-65. – DOI 10.24160/0013-5380-2023-7-52-65.
5. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Галицкий Ю.Я. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. – 2021. – № 6. – С. 62-71. – DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Services Act Explained. [Электронный ресурс] URL: https:// www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20211209STO19124/eu-digital-markets-act-and-digital-services-act-explained (дата доступа: 19.12.2024).
14. News European Parliament. EU AI Act: first regulation in artificial intelligence. [Электронный ресурс] URL: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20230601STO93804/eu-ai-act-first-regulation-on-artificial-intelligence (дата доступа: 20.01.2025).
15. GOV.UK. AI Safety Summit 2023 [Электронный ресурс]. URL: https://www.gov.uk/government/topical-events/ai-safety-summit-2023 (дата доступа: 21.01.2025).
16. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140-2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968.
17. Жилкина Ю.В. Влияние климатических рисков на электроэнергетику // ТРУДЫ Крыловского научного центра. – 2022. – №402. – С. 157-160.
18. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. О мировых тенденциях развития электроэнергетики // Электрические станции. – 2018. – №12. – С. 52-55.
19. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. – 2023. – № 2 (1099). – С. 22-28.

УДК 004.986: 332

СТРАТЕГИЯ БОЛЬШОГО ЕВРАЗИЙСКГО ПАРТНЕРСТВА

Жилкина Ю.В.
ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети»
zhilkina.yulia@gmail.com

Оценивая основные современные вызовы и перспективы формирования Евразийского пространства, необходимо учитывать исторические факторы сложившейся ситуации. Концепция «Римленда», в значительной степени определяет современные геополитические интересы США и Великобритании в социально-экономическом пространстве Евразии, акваториях Индийского и Тихого океанов.

Современные политические отношения в социально-экономическом Евроазиатском пространстве складываются в условиях высоких темпов экономического роста, и, соответственно, политического статуса стран Азии: Китая, Индии, Индонезии, Вьетнама, Малайзии, Ирана и др. Страны Персидского залива доминируют на глобальных рынках энергетических ресурсов. Вследствие этого в акватории Индийского и Тихого океанов формируются практически все транспортно-логистические маршруты сырья и продукции, обеспечивающих энергетическую и продовольственную безопасность значительной части населения мира.

С учетом современных процессов, транспортная безопасность не может рассматриваться в отрыве от энергетической и продовольственной безопасности, обеспечивающих их экономический суверенитет.

Политика в сфере формирования энергетической и продовольственной безопасности – является основой экономической безопасности и устойчивого развития любой страны.

Оба понятия – энергетической и продовольственной безопасности любого государства являются важнейшей составляющей его экономической, социальной, а в последние годы и экологической безопасности.

С одной стороны, как энергетическая, так и продовольственная безопасность страны определяется как способность топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и агропромышленного комплекса (АПК) этой страны обеспечить энергетические и продовольственные потребности производственного комплекса, формируя, таким образом, условия устойчивого экономического развития и потребности населения, а также социально-экономическую устойчивость промышленности и социума этого государства.

С другой стороны, энергетическая и продовольственная безопасность страны, как экономические категории, включает в себя и возможности ТЭК и АПК страны принимать участие в формировании международных энергетических и продовольственных рынков, как с позиций поставщика, так и с позиций покупателя. Это является основой для формирования политики

страны, нацеленной на обеспечение ее энергетического и продовольственного суверенитетов.

Целесообразно говорить об энергетическом и продовольственном суверенитете отдельных государств, который базируется не только на общем количестве разведанных и эксплуатируемых ресурсов, но и на развитии общей технологической базы в соответствующих секторах и отраслях, наличии квалифицированных специалистов в этих сферах и возможностях непосредственной работы национальных компаний страны на международных рынках без посредников.

В современных условиях важное значение в формировании энергетического и продовольственного суверенитетов и определении основных концептуальных подходов к энергетической и продовольственной политике страны имеет значение не только общее количество ресурсов, но и структура ее топливно-энергетического и сельскохозяйственного потенциалов, которые всегда индивидуальны. Это обусловливает необходимость национальных исследований, включающих социально-экономические возможности и экологические ограничения эксплуатации тех или иных энергетических и сельскохозяйственных ресурсов. Решение этих задач наиболее успешно можно осуществить на уровне муниципальных территорий.

Вследствие этого возникает необходимость определения каждой страной своей ниши в международных рынках. Это обусловливает необходимость организации новых транспортно-логистических коридоров, которые способны обеспечить устойчивое транспортное сообщение между участниками сотрудничества в секторе энергетики и АПК.

Предлагается интеграционные объединения стран, располагающихся в структуре транспортных коридоров, определять, как международные макрорегионы. При этом важную роль в практическом функционировании таких коридоров могут осуществлять муниципальные территории способны выполнять роль международных транспортных хабов и осуществлять взаимодействие между властными структурами, бизнесом и социумом на основе принципов устойчивого развития и глокализации.

Новые перспективные транспортные коридоры в обеспечении глобальных и международных макрорегиональных рынков ресурсов и готовой продукции.

– Коридор «Север – Юг»: Европа – Белоруссия – Россия – страны Прикаспийского региона (Казахстан, Азербайджан, Туркменистан) – Иран – страны акватории Индийского океана (Южная Азия и Восточная Африка) – страны Юго-Восточной Азии.

– Центральноазиатский коридор: Россия – страны Центральной Азии (Казахстан, Узбекистан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Афганистан) – Китай с дальнейшим разветвлением:

1. Монголия – страны Азиатско-Тихоокеанского региона;
2. Центральный Китай – страны Юго-Восточной Азии;

3. Пакистан – страны Южной Азии.

– Перспективные транспортные коридоры, способные обеспечить экспортно-импортные потребности стран БРИКС+, ШОС+, ЕАЭС+:

1. страны Индийского океана – страны Атлантического побережья Африки, Европы и Латинской Америки;

2. страны Евразии – страны Тихоокеанского побережья Латинской Америки.

В последние годы мировое сообщество столкнулось с принципиальными изменениями на мировых энергетических рынках и рынках продовольствия, как на глобальном, так и на макрорегиональном уровнях.

Среди наиболее обсуждаемых причин роста проблем в сфере обеспечения энергетической безопасности выделяются:

– структурные изменения в топливно-энергетических балансах, как на глобальном уровне, так и на уровне отдельных международных макрорегионов и стран;

– влияние изменения климатических условий на международные и страновые топливно-энергетические балансы, как в долгосрочной, так и в краткосрочной перспективе;

– проблемы доступа к новым технологиям в сфере энергетики и энергоемких производств;

– дальнейшее развитие технологий и практического внедрения альтернативной энергетики (солнечная, ветровая и ядерная энергетика, энергетика, базирующаяся на переработке промышленных и бытовых отходов, водородная и т. п.);

– влияние роста населения и социально-экономических условий различных стран на потребительский спрос в энергетике,

– стремление стран Большого Евразийского социально-экономического пространства и Африки к формированию национального энергетического и продовольственного суверенитета;

– недостаток инвестиций и др.

Таким образом, перспективными направлениями Большого Евразийского партнерства в интеграционном пространстве новых транспортных коридоров в сфере энергетики являются:

– Декарбонизация в электроэнергетике. Перспективы комплексного использования различных видов генерации на основе гибридной энергетики: Гидроэнергия, Ветровая и Солнечная Энергетика, Тепловая энергетика на основе местных ресурсов и природного газа.

– Декарбонизация в транспортном секторе. Газомоторное, водородное топливо, электротранспорт и т. п.

– Устойчивое развитие и декарбонизация в рекреационных регионах (России, стран Азии). Местный транспорт, энергетика, бизнес-туризм, использование водных, рыбных, лесных ресурсов, горных ландшафтов.

Важными направлениями сотрудничества России и странами Азии и Африки являются:

– формирование общих энергетических и продовольственных рынков с учетом специализации различных регионов России, стран Азии и Африки;

– участие российского бизнеса в реализации энергетических и сельскохозяйственных проектов, применительно к местным условиям;

– подготовка специалистов новой формации.

Международное сотрудничество университетов БРИКС+ и ШОС+ в цифровых технологиях может стать основой для формирования международных информационных баз для функционирования общих рынков, обеспечивающих продовольственную, энергетическую и транспортную безопасность стран в рамках Большого Евразийского партнерства.

Библиографический список

1. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Солуянов В.И. Выбор зарядных станций, согласованный с действующими системами электроснабжения многоквартирных домов и образовательных учреждений мегаполиса // Электричество. – 2025. – № 1. – С. 32-44. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-1-32-44.
2. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В., Ахметшин А.Р. Россия в СИГРЭ: история сотрудничества // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – №1 (57). – С. 189-194.
3. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Анализ удельных электрических нагрузок коттеджных поселков // Электричество. – 2024. – № 4. – С. 36-50. – DOI 10.24160/0013-5380-2024-4-36-50.
4. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р. Актуализация удельных электрических нагрузок многоквартирных жилых домов Москвы и Московской области // Электричество. – 2023. – № 7. – С. 52-65. – DOI 10.24160/0013-5380-2023-7-52-65.
5. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Галицкий Ю.Я. Актуализация нормативных значений удельной электрической нагрузки многоквартирных домов в Республике Татарстан // Электричество. – 2021. – № 6. – С. 62-71. – DOI 10.24160/0013-5380-2021-6-62-71.
6. Services Act Explained. [Электронный ресурс] URL: https:// www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20211209STO19124/eu-digital-markets-act-and-digital-services-act-explained (дата доступа: 19.12.2024).
7. News European Parliament. EU AI Act: first regulation in artificial intelligence. [Электронный ресурс]. URL: https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20230601STO93804/eu-ai-act-first-regulation-on-artificial-intelligence (дата доступа: 20.01.2025).
8. GOV.UK. AI Safety Summit 2023 [Электронный ресурс]. URL: https://www.gov.uk/government/topical-events/ai-safety-summit-2023 (дата доступа: 21.01.2025).

9. Yuri I. Soluyanov, Alexander I. Fedotov, Azat R. Akhmetshin, Vladimir I. Soluyanov Yulia V. Zhilkina, Nataliya V. Chernova, Analysis of Real Electrical Loads Obtained from Smart Electricity Meters Installed in Apartment Buildings in Moscow // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), 2022, Publisher: IEEE, art. no 10016968, P. 2140-2144, DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016968.
10. Жилкина Ю.В. Влияние климатических рисков на электроэнергетику // ТРУДЫ Крыловского научного центра. – 2022. – №402. – С. 157-160.
11. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. О мировых тенденциях развития электроэнергетики // Электрические станции. – 2018. – №12. – С. 52-55.
12. Солуянов Ю.И., Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Чернова Н.В. Результаты статистического анализа электрических нагрузок многоквартирных домов г. Москвы // Электрические станции. – 2023. – № 2 (1099). – С. 22-28.
13. Воденников Д.А., Жилкина Ю.В. Исследовательский комитет В3 «Подстанции и электроустановки» // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу «Энергетик». – 2023. – № 4-5. – С. 58-69.

УДК 621.321

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ ГЭС В ТАТАРСТАНЕ В РАМКАХ РАЗВИТИЯ ВИЭ

Зацаринная Ю.Н., Балобанов Р.Н., Кулинич О.В.
Казанский государственный энергетический университет
zac_jul@mail.ru

Возобновляемая энергетика в Республике Татарстан находится на начальной стадии развития, несмотря на огромный потенциал. Возобновляемые источники энергии довольно разнообразны, однако наибольшее развитие получили ГЭС, ВЭС и СЭС. Для ЕЭС России СЭС наиболее распространены в южных регионах, но в Татарстане связи с невысокой солнечной активностью их применение нецелесообразно.

Ветроэнергетика является отраслью энергетики, выработка энергии в которой осуществляется за счет преобразования кинетической энергии воздушных масс в электроэнергию. Объем мирового рынка ветроэнергетики по прогнозам, достигнет к 2027 г. 127,2 млрд. долларов к 2027 году, увеличившись в среднем на 9,3%. Положение ветроэнергетики на мировом рынке сейчас занимает одно из лидирующих позиций как самый эффективный источник альтернативной энергии, но для эффективного функционирования ВЭС необходима средняя скорость ветра не менее 5 м/с. Анализ ветромониторинга в республике Татарстан показал, что строительство ВЭС целесообразно только в трех районах республики: Спасском, Рыбно-Слободском и Камско-Устинском [1], что ограничивает строительство ВЭС на территории Республики Татарстан.

Мировой рынок гидроэнергетики по прогнозам, достигнет $ 317,8 млрд к 2027 году, увеличившись в среднем на 5,9%. Гидроэнергетика – это высоко капиталоемкий способ производства электроэнергии, но, будучи возобновляемым источником энергии без использования расходных материалов, она имеет невысокую себестоимость выработки электроэнергии. Однако потребность в высоких капитальных и эксплуатационных затратах, длительные сроки строительства сдерживают рост мирового рынка гидроэнергетики, поэтому стоит обратить внимание на малую гидроэнергетику.

Малые ГЭС могут обеспечить электроэнергией удаленные и изолированные районы, а также могут быть подключены к энергосистеме. Экономический анализ работы малые ГЭС показывает, что они рентабельны, их строительство может снизить экологический ущерб от затопления больших территорий при строительстве крупных ГЭС. Республика Татарстан обладает густой речной сетью со стабильным режимом, поэтому строительство малых ГЭС на ее территории целесообразно. Себестоимость вырабатываемой электроэнергии малые ГЭС соответствует уровню показателей тепловых электростанций. На территории Республики Татарстан 37 малых и средних рек, на которых возможно строительство малых и микроГЭС.

Для строительства малых ГЭС, наиболее подходящими являются наиболее полноводные малые реки, находящиеся вблизи потребителя электроэнергии. К таким рекам можно отнести реки: Цильна, Большая Якла, Мензеля, Степной Зай, Шешма, Кичуй, Зай, Малая Меша, Зыча, что говорит о достаточном техническом потенциале строительства малых ГЭС в республике Татарстан. Для более точной оценки необходимо детальное исследование гидроэнергетического потенциала рек с использованием геоинформационных систем и определения перспективных створов для их строительства. Так как в Республике Татарстан ведется разработка месторождений нефти, малые ГЭС могут выступить в качестве источников энергии для повышения рентабельности добычи нефти и электроснабжения переферийных участков энергосистемы.

Во многих странах поддержка и развитие ВИЭ началось в 90-х годах прошлого столетия, в России же, первые шаги по развитию ВИЭ государством были предприняты в 2009 году. Было принято распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р к 2010 году Россия должна была обеспечивать себя электроэнергией за счет ВИЭ на 1,5 %, к 2015 году – на 2,5 %, к 2020 году – на 4,5 %. Однако принятое 28 мая 2013 года распоряжение Правительства № 861-р [2] сделало невозможным достижение указанных целей. В новом документе на период до 2020 года было предусмотрено строительство ВИЭ-электростанций общей мощностью 5,871 ГВт, что соответствует около 1 % всей генерации.

В распоряжении № 861-р были установлены предельные величины капитальных затрат на строительство ВИЭ-электростанций (позже они были

дополнены предельными величинами постоянных и переменных эксплуатационных затрат), которые постепенно снижались, но конфликт на Украине и введенные санкции затрагивают основные макроэкономические показатели России и строительство объектов ВИЭ затрудняется.

Последние годы российское правительство активно внедряет различные меры стимулирования развития возобновляемых источников энергии. Поддержка строительства объектов ВИЭ в России и Татарстане основана на компенсации затрат по договорам на продажу мощности (ДПМ) на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Отбор проектов по ДПМ ВИЭ осуществляется по итогам конкурса администратора торговой системы (АТС). Можно констатировать, что к 2020 году планировалось ввести 0,75 ГВт малых ГЭС, но к 2023 году показатель ввода составил только 0,14 ГВт. Планируемые и реальные результаты отбора конкурсных заявок с 2013-2023 годы (на год начала поставки) представлены на рисунке 1. При этом в 2023 и 2024 году не было отобрано ни одной заявки по строительству малых ГЭС по России и нет заявок на строительство малых ГЭС в Республике Татарстан за последние 10 лет [3].



Рисунок 1 – Сравнительный анализ плановых и вводимых мощностей объектов малых ГЭС

Такие результаты могут быть связаны с необходимостью удешевления строительства за счет унификации оборудования малых ГЭС [4], позволяющих снизить затраты. Несмотря на сложности малые ГЭС позволяют гарантировать бесперебойную подачу электроэнергии, а наличие значительного количества малых и средних рек на территории Республики Татарстан делает строительство малых ГЭС перспективным для энергосистемы республики.

Библиографический список

1. Насырова Е. В. и др. Анализ данных ветромониторинга в республике Татарстан //Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2019. – Т. 21. – №. 6. – С. 39-50.

2. Постановление от 28 мая 2013 г. N 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности [Электронный ресурс] URL: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc:base=LAW:_n=146916/ (дата обращения: 18.02.25).
3. Перечень проектов ВИЭ, отобранных по результатам ОПВ в соответствии с Регламентом проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии. [Электронный ресурс] URL: http://www.atsenergo.ru/vie/proresults/ (дата обращения: 18.02.25).
4. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Гнатюк С.Л. Имитационное моделирование мультиэнергетических систем. В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – 2022. – С. 74-80.

Зацаринная Ю.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Балобанов Р.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Кулинич О.В., обучающийся, гр. ИЭСм-1-24 КГЭУ.

УДК 620.9

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Зацаринная Ю.Н., Широбоков Е.А.
Казанский государственный энергетический университет
zac_jul@mail.ru

В настоящее время энергосистема России активно развивается и модернизируется. Проводятся работы по увеличению мощности существующих электростанций, строительству новых объектов генерации и развитию сетевой инфраструктуры. Прогноз увеличения нагрузки до 2040 года представлен на рисунке 1.

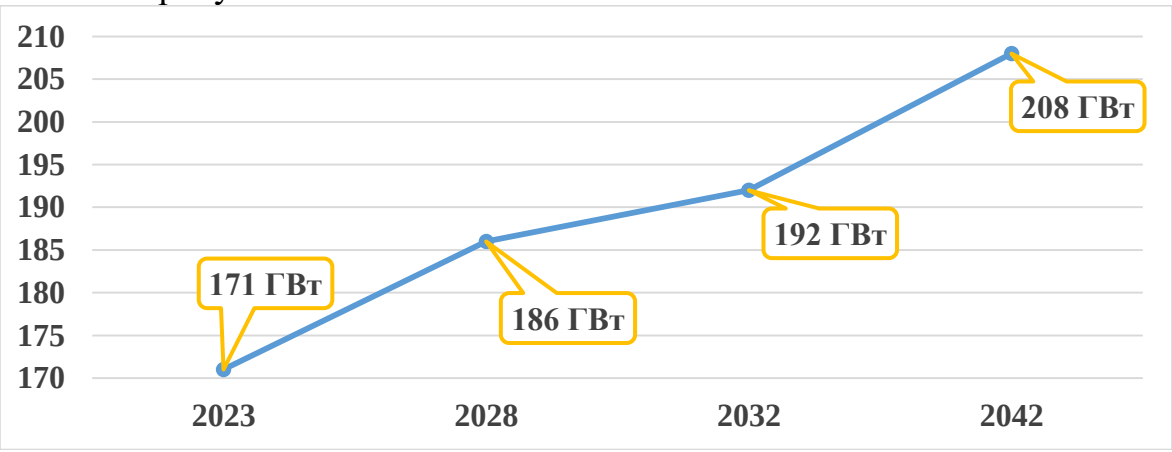


Рисунок 1 – Прогноз увеличения нагрузки до 2040 года

Прогнозируется и рост генерирующих мощностей, при этом доля тепловых, атомных и гидростанций станций практически не будет изменяться. Для обеспечения растущих потребностей в электроэнергии, кроме дальнейшего развития энергосистемы, необходимо более полно рассчитывать пропускную способность электрической сети. Одним из инструментов, позволяющих обеспечить надёжное и эффективное энергоснабжение и прогнозировать значения пропускной способности сети, формируемых в режиме реального времени, является программно-технический комплекс, основанный на технологии систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ)

Система мониторинга запаса устойчивости представляет собой комплекс оборудования и программного обеспечения, предназначенный для непрерывного контроля за состоянием устойчивости различных объектов и предотвращения возможных аварийных ситуаций. Эта система была разработана «Системным оператором ЕЭС» и НТЦ ЕЭС [1].

Перетоки активной мощности в электросетях, включая контролируемые сечения, являются одним из основных параметров, которые регулируются диспетчерами «Системного оператора». Они устанавливают объём допустимых перетоков для различных режимных ситуаций на основе расчётов устойчивости энергосистемы и действующих норм.

До внедрения системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) надёжную работу энергосистемы можно было обеспечить только заранее, определяя допустимые перетоки для самых тяжёлых режимов, что в реальном времени было невозможно из-за длительности необходимых расчётов. Это, в свою очередь, предсказуемо снижало эффективность использования пропускной способности электросетей.

Внедрение СМЗУ позволяет увеличить объём допустимого перетока в контролируемом сечении, что, в свою очередь, снижает нагрузку на наименее экономически эффективные генерации в одних частях энергосистемы и увеличивает загрузку наиболее эффективных электростанций в других частях (кроме случаев, связанных с тяжёлыми балансами). Кроме того, благодаря СМЗУ можно минимизировать объёмы ограничений на потребление или выдачу мощности станций в послеаварийных режимах.

В настоящее время диспетчеры Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана контролируют переток в 4 сечениях с помощью СМЗУ. И благодаря анализу работы самой СМЗУ её технологами, могут быть выявлены дополнительная необходимость контролировать переток по другим сетевым элементам. Правильно выполненный анализ помогает понять, выявить и найти узкие места, где нужно дополнительно вести контроль за перетоком во избежание аварии. Эффект от внедрения СМЗУ в Филиале АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана показан на рисунке 2.

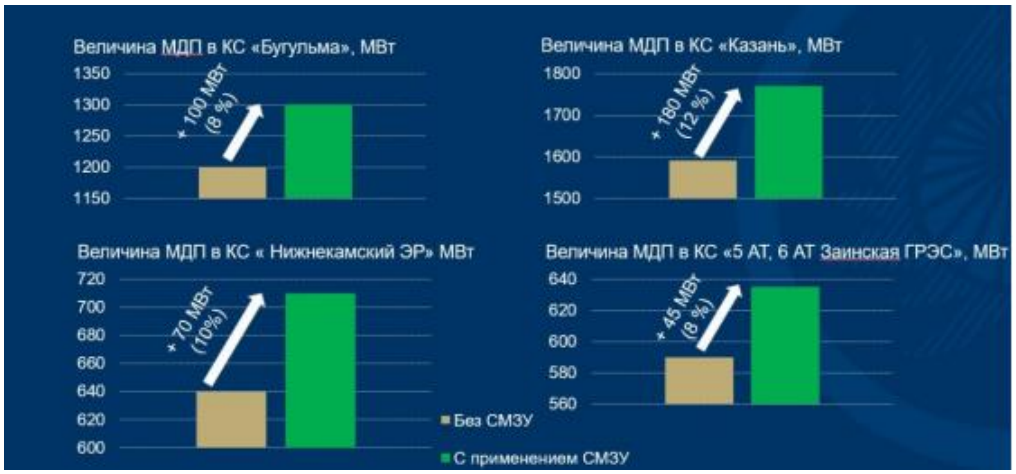


Рисунок 2 – Внедрение СМЗУ в контролируемых сечениях операционной зоны РДУ Татарстана.

Татарстан – один из динамично развивающихся регионов, и идёт постоянный рост увеличения нагрузки, а вслед за ним и генерации. Растущую тенденцию максимумов потребления мы наблюдаем с 2005 года на рисунке 3 [2].

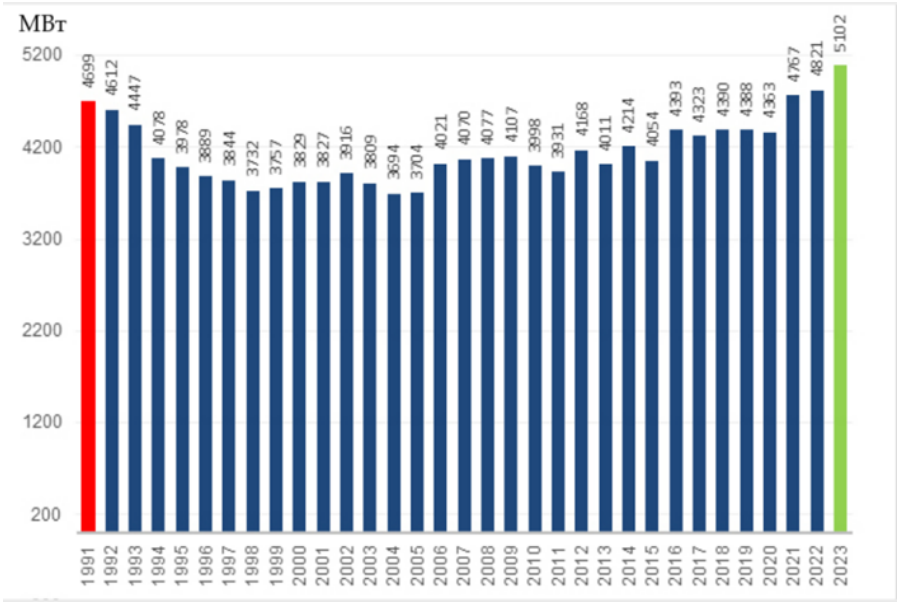


Рисунок 3 – Максимальные нагрузки потребления мощности Республики Татарстан.

Таким образом, внедрение системы мониторинга запаса устойчивости в контролируемом сечении играет важную роль в повышении надежности, безопасности и эффективности энергосистем. Она позволяет оперативно выявлять риски, предотвращать аварии, оптимизировать режимы работы, улучшать управленческие решения и снижать экологические риски. Это

способствует стабильности энергоснабжения, повышает доверие потребителей и создает условия для интеграции современных технологий, что в целом укрепляет репутацию энергетических компаний и обеспечивает устойчивое развитие отрасли.

Библиографический список

1. Применение СМЗУ в Системном операторе ЕЭС // НТЦ ЕЭС. – 2023. [Электронный ресурс] URL: https://ntcees.ru/news/2023/ebg_2023_5_smzu.pdf (дата обращения: 18.02.2025).
2. Внедрение системы мониторинга запаса устойчивости в энергосистемах // ТАТ-Информ. – 2024. [Электронный ресурс] URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/smi/2024/tat-inform_190124_bolshakov.pdf (дата обращения: 18.02.2025)

Широбоков Е.А., обучающийся, гр. ИЭСм-1-24 КГЭУ Зацаринная Ю.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ.

УДК 621.311

ПРОГРАММА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗОНАНСНЫХ ГАРМОНИК ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛЭП 35-220 кВ, ПИТАЮЩИХ НЕЛИНЕЙНУЮ НАГРУЗКУ

Зубова Е.В., Федосов Д.С.,
Иркутский национальный исследовательский технический университет
zubova@istu.edu, *fedosov_ds@istu.edu*

Главными параметрами режима электрической сети являются напряжения и токи. При искажении синусоидальности напряжений и токов, что выражается в появлении широкого спектра высших гармоник, и при определённой неблагоприятной конфигурации параметров элементов и схемы электрической сети возникает вероятность резонансных процессов. Резонанс может проявиться на частотах одной или нескольких высших гармоник, может быть последовательным, параллельным и комбинированным. Возникающие резонансные режимы усиливают негативное влияние высших гармоник на работу электрооборудования, в частности на компенсирующие устройства (КУ), увеличивая их перегрузку токами гармоник [1-4]. Такая перегрузка негативно сказывается на сроках эксплуатации электрооборудования, в частности КУ, что приводит к их перегреву и преждевременному выходу из строя.

При отсутствии резонансных условий в системах электроснабжения (СЭС) уровни высших гармоник напряжения снижаются по мере удаления от источника искажения. Если в СЭС существует резонанс, то уровень несинусоидальности напряжения в узлах сети, удаленных от источника искажений, может быть выше уровней высших гармоник вблизи нелинейной нагрузки. Распространение высших гармоник по сетям 110 кВ и выше может

сопровождаться волновыми процессами, также приводящими к значительным повышениям уровней высших гармоник напряжения и тока, что является проблемой в энергосистемах Сибири и Дальнего Востока.

На протяженных воздушных линиях (ВЛ) высокого напряжения, представляемых в схеме замещения распределенными параметрами, резонансные условия могут возникать на разных частотах в зависимости от протяженности ВЛ. В [5] отмечено, что значения напряжений высших гармоник зависят от номера гармоники, длины ВЛ и расположения узла измерения напряжения.

При проектировании схемы внешнего электроснабжения мощной нелинейной нагрузки возникает задача расчетным путем выбрать длины питающих ВЛ такими, чтобы не допустить резонанса на высших гармониках. Авторами в работе [7] проведено исследование и составлена математическая модель для решения данной задачи. На основе имитационной модели расчётной схемы сети в трёхфазном исполнении в MATLAB Simulink (рис. 1) создана программа для определения условий появления резонанса.

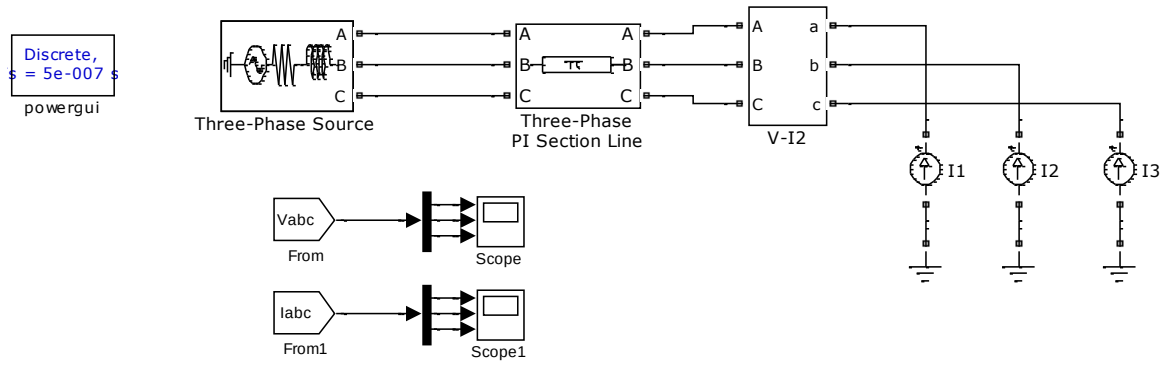


Рисунок 1 − Имитационная модель расчётной схемы электрической сети в MATLAB Simulink

Разработанная программа с графическим интерфейсом в среде MATLAB позволяет выбрать номинальное напряжение ВЛ, марку провода, длину ВЛ и ток трехфазного короткого замыкания (КЗ) на шинах питающей системы. Результаты, полученные с использованием имитационной модели (рис. 1), полностью совпадают с результатами расчёта в разработанной программе. Снимок рабочего окна программы представлен далее на рисунке 2.

При проектировании СЭС с нелинейной нагрузкой достаточно удобно использовать программу в практических целях. Необходимо выбрать стандартные параметры проектируемой ВЛ: номинальное напряжение, марку провода, длину ВЛ, а также расчетный ток трехфазного КЗ на шинах питающей системы. Программа сама выполнит расчет и выдаст результат с возможными резонансными гармониками для проектируемой длины ВЛ. Расчет занимает около 1 минуты.

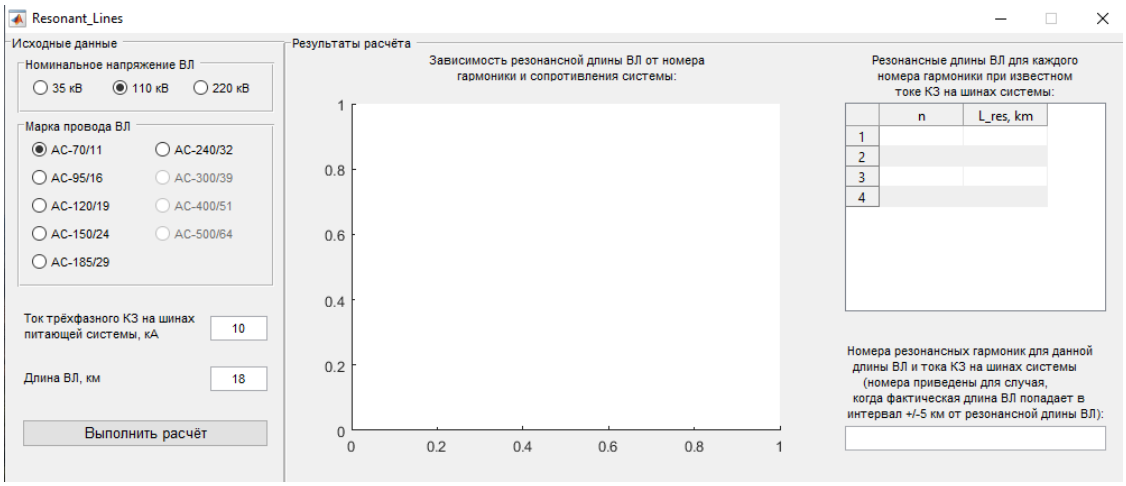


Рисунок 2 – Программа определения резонансных гармоник токов и напряжений для ВЛ 35-220 кВ, питающих нелинейную нагрузку

При длинах ВЛ в диапазоне от 10 до 50 км резонанс может возникнуть на гармониках с номерами от 19 до 49 в зависимости от мощности энергосистемы. Токи данных гармоник, создаваемые нелинейной нагрузкой, обычно незначительны [6] и чаще всего не учитываются при расчёте несинусоидальных режимов. Однако резонанс на высших гармониках может привести к многократному увеличению напряжения даже при малом токе искажения. Таким образом, может проявить себя следующее противоречие: увеличение пульсности схемы выпрямления, улучшающее качество электрической энергии в СЭС за счёт компенсации токов высших гармоник низкого порядка, может привести к увеличению напряжения высших гармоник за счёт резонанса на гармониках высокого порядка.

Для примера проведен расчет для ВЛ 110 кВ с проводом марки АС-150/24 при длине линии 40 км и токе трехфазного КЗ на шинах питающей системы 10 кА (рис. 3).

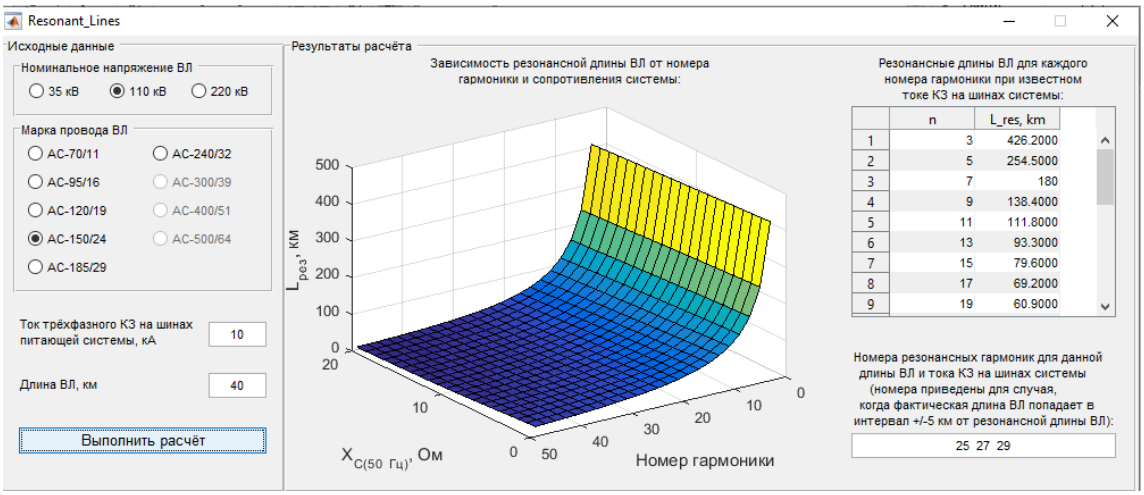


Рисунок 3 – Снимок окна программы с результатами расчёта резонансных гармоник токов и напряжений

Результат расчета в программе выявляет все резонансные длины ВЛ этого класса напряжения с данной маркой провода и током КЗ на шинах системы, а также показывает, что резонансными для данной длины ВЛ являются гармоники с номерами 25, 27, 29. При расчете программа также визуализирует зависимость резонансной длины ВЛ от номера гармоники и сопротивления системы.

Данный расчет подтверждает рассмотренное ранее утверждение, что резонанс может возникнуть на гармониках с номерами от 19 до 49 на ВЛ средней длины. В частности, в [5] описаны случаи резонансных явлений на 35-й и 37-й гармонике в системе внешнего электроснабжения Братского алюминиевого завода, о чем детально проведено исследование в [7].

Выводы. Разработанная программа в MATLAB позволяет проводить расчет условий появления резонанса для ВЛ классов напряжения 35-220 кВ. Полученные результаты расчёта в программе представляют практический интерес, поскольку позволяют при проектировании схемы внешнего электроснабжения мощной нелинейной нагрузки выбрать длины питающих ВЛ такими, чтобы не допустить резонанса на высших гармониках.

Библиографический список

1. Atkinson-Hope G., Folly K.A. Decision theory process for making a mitigation decision on harmonic resonance // IEEE Transactions on Power Delivery. – Vol. 19, Issue 3. – Pp.1393-1399, July 2004.
2. Ravindran V., Nakhodchi N., Rönnberg S., Bollen M.H.J. Assessing time-varying harmonic interactions in a wind park // IEEE Access. 2021. Vol. 9. P. 68151–68160.
3. Плащанский Л.А., Зарипов Ш.У. Влияние высших гармоник на состояние электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2010. – № 2. – С. 61-66.
4. Шамонов Р.Г. Оценка влияния батарей статических конденсаторов на высшие гармонические составляющие напряжения в магистральных электрических сетях // Энергия Единой сети. – 2015. – № 2(19). – С. 22-29.
5. Федосов Д.С., Тарасов И.А., Воронцов Д.В. Исследование резонансных явлений на высших гармониках в схеме внешнего электроснабжения нелинейной нагрузки // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – № 4(111). – С. 145-154.
6. Федосов Д.С., Пудов А.Н., Медведев Р.Ю. Исследование схем выпрямления переменного тока на алюминиевых заводах // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием / Под общ. ред. В. В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – С. 277-283.

7. Зубова Е.В., Федосов Д.С. Исследование условий возникновения резонанса на высших гармониках в электрической сети, питающей нелинейную нагрузку // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергоснабжения. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 83-95.

Зубова Е.В., ассистент кафедры ЭССиС ИРНИТУ; Федосов Д.С., заведующий кафедрой ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.316

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ ГРАФОВ К ЗАДАЧЕ ОПТИМИЗАЦИИ ТОПОЛОГИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Карпова Е.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
karpova.e.v.96@yandex.ru

Потребление электроэнергии по ЕЭС России за 2024 год составило 1 156 354,9 млн кВт·ч, по прогнозам к 2030 году оно составит 1 297 958 млн кВт·ч [1]. Значительные темпы роста энергопотребления требуют соответствующего развития электросетевого комплекса, обеспечивающего надежное и экономичное обеспечение потребителей энергией. Экономические условия требуют поиска решения задачи повышения надежности и экономичности распределительных сетей с минимизацией затрат на осуществление этих мероприятий. Эти задачи могут быть решены не только путем реконструкции распределительных сетей с использованием современных конструктивных решений и нового строительства, но и возможностями управления режимом их работы, к которым относится оптимизация топологии сети.

Выбор оптимальной топологии распределительной сети позволяет снизить потери мощности для достижения экономической эффективности распределения электроэнергии, обеспечить допустимые значения напряжений во всех ее узлах и повысить надежность энергоснабжения, путем осуществления противоаварийных мероприятий.

Алгоритмы, применяемые для решения этой задачи, условно можно разделить на три группы: эвристические алгоритмы, методы искусственного интеллекта и алгоритмы, основанные на теории графов [2].

Далее в работе будут рассмотрены некоторые из алгоритмов, основанных на теории графов, т.к. несмотря на широкое применение эвристические и методы искусственного интеллекта не лишены недостатков, к числу которых относятся большой объем исходных данных, необходимость тщательной настройки алгоритмов и сложность вычислений.

Алгоритм Дейкстры.

Для решения задачи поиска оптимальных мест размыкания слабозамкнутой распределительной сети среднего напряжения может применяться

алгоритм Дейкстры. Алгоритм Дейкстры представляет собой метод нахождения кратчайшего пути от одной вершины графа до всех остальных его вершин.

Граф распределительной сети G описывается как множество вершин V (источники питания и нагрузочные узлы) и множество ребер E (линии). Каждое ребро имеет свой вес – сопротивление линии. В качестве исходной вершины s рассматривается источник питания, вес вершины равен нулю, все остальные вершины графа помечаются как непосещенные, их вес равен ∞. На каждом шаге алгоритма для каждой смежной вершины определяется ее вес, равный сумме исходного веса самой вершины и веса ребра, соединяющего ее с исходной вершиной. Если исходное значение веса смежной вершины больше полученного, то оно обновляется. После рассмотрения всех соседей вершина s отмечается как посещенная, шаги повторяются до тех пор, пока все вершины графа не будут посещены.

В работе [3] рассматривается применение алгоритма Дейкстры для распределительных сетей, имеющих два и более источников питания. Для этого вводится фиктивный центр питания, объединяющий все имеющие источники питания. Фиктивный центр питания используется в качестве исходной вершины.

Результатом действия алгоритма является первое приближение оптимальных мест размыкания сети, хотя отмечается, что в ряде случаев подход дает искомое или близкое к нему решение задачи [4].

Метод предельных графов.

Множество вершин графа распределительной сети G, описывается как S – множество источников, P – множество потребителей, C – множество коммутационных аппаратов, состоящее из подмножеств коммутаторов в состоянии «открыто» (C+) и «закрыто» (C-), и U – множество ветвления путей. Предельным графом в работе [5] назван граф реконфигурации, в котором при изменении состояния хотя бы одной вершины из множества C+, найдется вершина из множества восстанавливаемых вершин Pr, у которой связь с вершинами из множества S будет разорвана.

На первом этапе выполняется поиск множества предельных графов реконфигураций сети. Для этого формируется список всех возможных путей до каждой вершины множества P от вершин множества источников S. Общее число списков равно числу вершин множества P. Затем составляются комбинации путей из списков, для этого вершины каждого пути из одного списка объединяются с вершинами каждого пути другого списка с исключением повторяющихся вершин, полученные комбинации содержат все возможные варианты достижимости вершин множества P из S. После этого полученные комбинации сравниваются, из рассмотрения убираются те из них, в которых осуществляется вложение вершин множества C. Графы, которые соответствуют оставшимся комбинациям, являются предельными графами реконфигурации.

Из числа полученных предельных графов выбирается оптимальный по выбранному критерию. Такими критериями могут служить коэффициент устойчивости напряжения (VSI) [6], число переключений [5] и др.

Данный метод имеет существенный недостаток, который заключается в том, что количество предельных графов составляет малую долю от количества всех возможных комбинаций, в результате чего затрачиваются значительные вычислительные ресурсы [7].

Метод максимального остовного дерева.

Алгоритм нахождения максимального остовного (покрывающего) дерева прямо противоположен алгоритмам, применяемым для классической задачи нахождения минимального остовного дерева. Для поиска минимального покрывающего дерева, т.е. дерева сумма весов ребер, входящих в которое, минимальна, применяются два основных алгоритма: алгоритм Прима и алгоритм Краскала. Применительно оптимизации топологии распределительной сети среднего напряжения эффективнее использование алгоритма Краскала, т.к. количество ребер примерно равно количеству вершин графа.

В классическом алгоритме Краскала список ребер графа упорядочивается по возрастанию весов ребер, для задачи построения максимального покрывающего дерева упорядочивание происходит по убыванию веса ребер. Весами ветвей дерева являются модули токов I_{ij}, протекающих по ним. Затем ребра перебираются от ребер с большим весом к меньшему, очередное ребро добавляется к остовному дереву, если оно не создает цикла с ранее выбранными.

Далее к остову последовательно добавляются хорды, определённые на первом этапе. Для каждого контура, связанного с хордой, определяется состав ветвей, входящих в него. Входящие в состав контура ветви последовательно размыкаются, производится расчет потокораспределения и определение суммарных потерь мощности. Хорда, размыканию которой соответствуют минимальные потери, является оптимальной. Таким образом, обеспечивается минимальная величина потерь мощности в распределительной сети.

Преимуществом данного алгоритма является сохранение радиальной структуры распределительной сети. Алгоритм реконфигурации позволяет определить варианты нормально разомкнутых линейных выключателей, которые могут использоваться для восстановления электроснабжения при аварийном отключении, т.к. обеспечивает информацией о ветвях покрывающего дерева, входящих в состав нескольких контуров [8].

Выводы. В результате рассмотрения некоторых алгоритмов, основанных на теории графов, можно сделать вывод, что теория графов является мощным, но в то же время доступным инструментом, позволяющим решать задачи оптимизации топологии распределительных сетей. Алгоритмы, основанные на теории графов, в отличии от эвристических методов и нейрон-

ных сетей не требуют больших объемов исходных данных, не требуют тщательной настройки параметров и не вызывают сложностей с интерпретацией результатов. В связи с этим алгоритмы, основанные на теории графов, до сих пор широко применяются в отечественных и зарубежных научных работах.

Библиографический список

1. Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы» [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/808/Prikaz-ME-ot-29.11.2024-_2328-ob-utverzhdenii-SiPR-EES-na-2025_2030-PUBLIKATSIYA.pdf (дата обращения 01.03.2025).
2. Черемисин В.Т., Третьяков Е.А. Повышение пропускной способности распределительных электрических сетей с возобновляемыми источниками энергии путем их реконфигурации // Известия ТПУ. – 2020. – №3. – С. 112-122.
3. Фурсанов М.И., Золотой А.А. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях Smart grid // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2018. – №3. – С. 207-219.
4. Ковальчук Д.В. Программная реализация алгоритма поиска оптимальных мест размыкания распределительных электрических сетей 6-10 кВ // Материалы научно-технической конференции аспирантов «Актуальные проблемы энергетики – 2016». – Минск, 2017. – С.170-172.
5. Гребенюк Г.Г., Крыгин А.А. Алгоритмы оптимизации числа переключений при реконфигурации сетей теплоснабжения // Автоматика и телемеханика. – 2007. – №12. – С. 101-112.
6. Гребенюк Г.Г., Крыгин А.А. Предельные графы в структурной оптимизации режимов распределительных сетей // Автоматика и телемеханика. 2015. № 1. С. 147-162.
7. Гребенюк Г.Г., Крыгин А.А. Методы поиска конфигураций распределительных сетей // Автоматика и телемеханика. 2021. №5. С. 35–44.
8. Голуб И.И., Войтов О.Н., Болоев Е.В., Семенова Л.В. Выбор краткосрочной фиксированной конфигурации распределительной сети // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20. – № 9-10. – С. 39-51.

Карпова Е.В., аспирант ИСЭМ СО РАН

УДК 621.316.11

СИММЕТРИРОВАНИЕ ФАЗНЫХ НАГРУЗОК ПОНИЖАЮЩИМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Карпова Е.В., Крупенева Я.И., Болоев Е.В., Федосов Д.С., Голуб И.И.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
boloev@isem.irk.ru

Рассматривается новый подход, в котором вместо прямых измерений активных и реактивных мощностей нагрузок и напряжений в распределительной сети (РС) среднего напряжения (СН) на первичной стороне распределительного трансформатора (РТ) предлагается определять их на основе измерений на вторичной стороне РТ в сети низкого напряжения (НН).

Определение значений активной и реактивной мощностей и напряжений в фазах на первичной стороне РТ производится по срезам измерений средних фазных значений активной и реактивной мощностей и модулей напряжений, выполняемых установленным на вторичной стороне РТ со схемами соединения обмоток «звезда / звезда с нулем» ($\mathrm{Y/Y_0}$) и «треугольник / звезда с нулем» ($\Delta/\mathrm{Y_0}$) трехфазным балансовым интеллектуальным счетчиком (БИС).

При моделировании трансформаторов полагается, что параметры первичной обмотки приведены ко вторичной. Векторы приведенных фазных токов I_1° и фазных напряжений U_1° на первичной стороне могут быть определены с использованием матрицы сопротивлений Z_{abc} в фазных координатах и фазных напряжений U_2 на вторичной стороне РТ.

Матрица Z_{abc} определяется по диагональной матрице Z_{120} приведенных к стороне НН сопротивлений прямой z_1, обратной z_2 и нулевой z_0 последовательностей и матрице A перехода от симметричных составляющих к фазным координатам

$$Z_{120} = \begin{pmatrix} z_1 & & \\ & z_2 & \\ & & z_0 \end{pmatrix}; Z_{abc} = AZ_{120}A^{-1}; A = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix}; a = e^{j\frac{2\pi}{3}}. \quad (1)$$

Благодаря одинаковым сопротивлениям трёх последовательностей в РТ $\Delta/\mathrm{Y_0}$, в матрице Z_{abc} отсутствуют взаимные сопротивления, в то время как у РТ $\mathrm{Y/Y_0}$ такие сопротивления имеются. Так, у РТ 160 кВА со схемой соединения обмоток $\mathrm{Y/Y_0}$ собственные сопротивления[1] составляют 0,0613+j0,1501 Ом, а взаимные сопротивления равны 0,0447+j0,1084 Ом. При этом у РТ $\Delta/\mathrm{Y_0}$ такой же номинальной мощности собственные сопротивления равны 0,0193+ j 0,043 Ом.

[1] Использовалась таблица параметров стандартных трансформаторов 6 (10) / 0,4 кВ из [1].

Вектор напряжений вторичной обмотки РТ по измерениям модулей фазных напряжений a, b, c для каждого из срезов измерений может быть представлен в виде

$$U_2 = \begin{pmatrix} |U_2^a|(1 + j0) \\ |U_2^b|(-0{,}5 - j\sqrt{3}/2) \\ |U_2^c|(-0{,}5 + j\sqrt{3}/2) \end{pmatrix}. \quad (2)$$

Токи фаз $f = a, b, c$ на вторичной стороне РТ вычисляются по измерениям фазных значений активной P_2^f и реактивной Q_2^f мощностей и модулей напряжениям U_2^f

$$I_2^f = \left(P_2^f - jQ_2^f\right)/U_2^{f*}. \quad (3)$$

При несимметричной нагрузке, согласно [2], напряжения на вторичной и первичной сторонах обоих типов РТ, а также токи на вторичной стороне содержат составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей. На первичной стороне РТ Y/Y_0 отсутствие токов нулевой последовательности объясняется тем, что нейтральная точка первичной обмотки не заземлена, а в РТ Δ/Y_0 токи нулевой последовательности замыкаются внутри треугольника первичной обмотки и в сеть СН не выходят.

Приведенные фазные напряжения U_1° определяются при добавлении к напряжению U_2 падения напряжения ΔU_{12}, определяемого как произведение тока I_2 и матрицы сопротивлений Z_{abc}

$$U_1^\circ = U_2 + \Delta U_{12} = U_2 + Z_{abc} \cdot I_2, \quad (4)$$

а фазные токи на первичной стороне РТ, не содержащие составляющих нулевой последовательности, определяются удалением из I_2 токов нулевой последовательности

$$I_1^\circ = I_2 - \frac{1}{3}\left(I_2^a + I_2^b + I_2^c\right). \quad (5)$$

Токи и напряжения, полученные на первичной стороне трансформатора, используются для определения мощностей фазных нагрузок в сети в СН [3]

$$S_1^f = P_1^f + jQ_1^f = U_1^{\circ f} \cdot I_1^{\circ f^*}. \quad (6)$$

Определение мощностей на первичной стороне обоих РТ будет проиллюстрировано на примере 1344 срезов одних и тех же 30-минутных измерений средних значений активной и реактивной мощностей и модулей напряжений, выполненных трехфазным БИС, подключенным на вторичной стороне 10/0,4 кВ РТ Y/Y_0 с номинальной мощностью 160 кВА.

Графики активных мощностей в фазах (рис. 1) показывают, что на первичной стороне для обоих типов РТ по сравнению с вторичной стороной для каждого среза измерений происходит уменьшение максимальной из мощностей фаз и увеличение минимальной, а в результате происходит симметрирование мощностей.

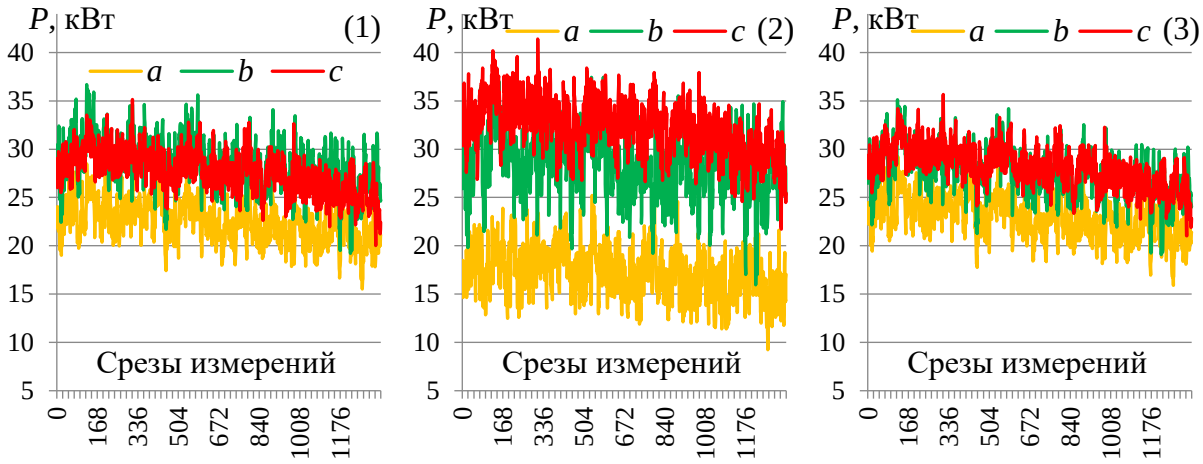


Рисунок 1 – Получасовые средние значения активных мощностей *P* в фазах *a, b, c*: (1) – на первичной стороне РТ Y/Y_0; (2) – измеренные на вторичной стороне РТ; (3) – на первичной стороне РТ Δ/Y_0

Сравнение средних значений диапазонов изменения мощностей на первичной стороне РТ Y/Y_0 и РТ Δ/Y_0 (рис. 2) показывает, что у второго РТ происходит большее симметрирование, о котором свидетельствует меньшее значение средней мощности, равной соответственно 6,81 кВт и 5,91 кВт.

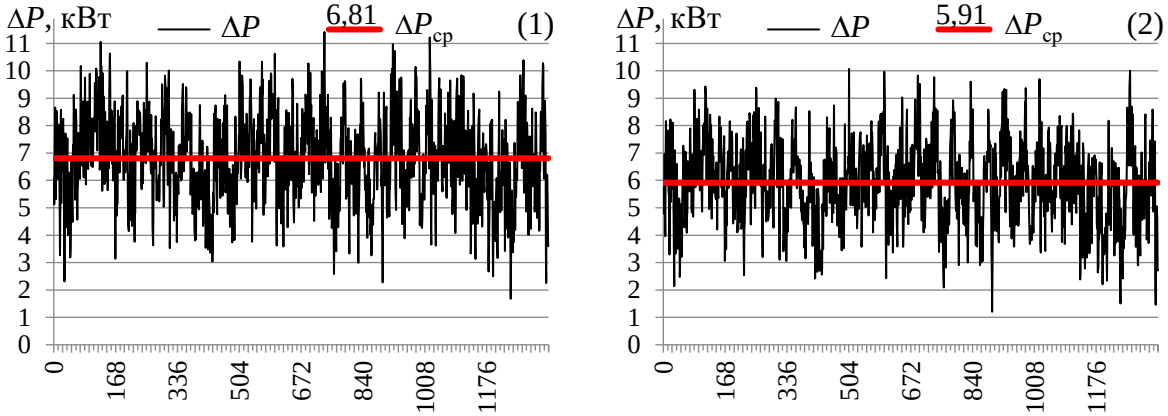


Рисунок 2 – Средние значения $\Delta P_{ср}$ диапазонов изменения мощностей ΔP на первичной стороне РТ: (1) – Y/Y_0 и (2) – Δ/Y_0

Способность исследуемых математических моделей двух типов РТ со схемами соединения обмоток Y/Y_0 и Δ/Y_0 симметрировать активные фазные мощности на первичной стороне подтвердили результаты, полученные в ходе измерительного эксперимента, в котором к фазам на вторичной стороне трехфазного трансформатора ТСЗ 1,5(1) кВА 380 (220) /37,5 В была подключена ступенчато изменяющаяся активная нагрузка.

Всего для каждой из схем Y/Y_0 и Δ/Y_0 трансформатора было получено 30000 срезов измерений, из которых было выбрано 20 групп по пять измерений в секунду на первичной и вторичной сторонах РТ по завершению переходных тепловых процессов после изменения нагрузки.

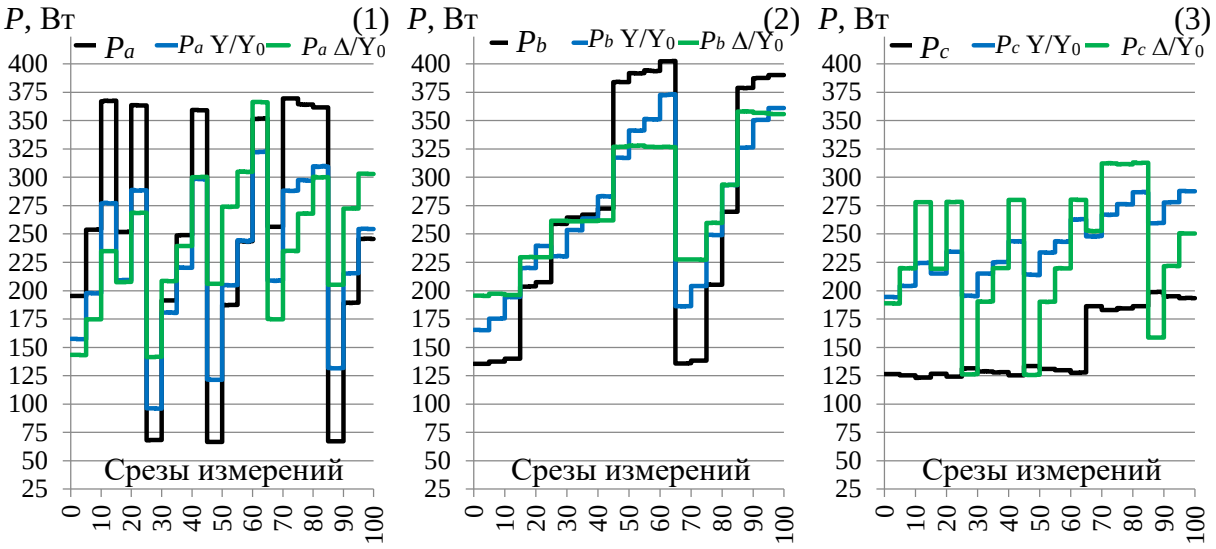


Рисунок 3 – Фазные значения активных мощностей по фазам *a* (1), *b* (2), *c* (3): P_a, P_b, P_c – измеренные на вторичной стороне РТ; P_a Y/Y_0, P_b Y/Y_0, P_c Y/Y_0 и P_a Δ/Y_0, P_b Δ/Y_0, P_c Δ/Y_0 – измеренные на первичной стороне РТ Y/Y_0 и Δ/Y_0

Сравнение активных мощностей на первичной и вторичной сторонах РТ для каждой фазы показывает, что на первичной стороне увеличиваются мощности, которые были наименьшими на вторичной стороне, и уменьшаются мощности, которые были наибольшими. Это явление наблюдается для трансформаторов обоих типов, но в большей степени увеличение и уменьшение мощностей происходит в РТ Δ/Y_0, что подтверждается выводом, полученным при расчете мощностей на первичной стороне РТ с использованием выражения (6).

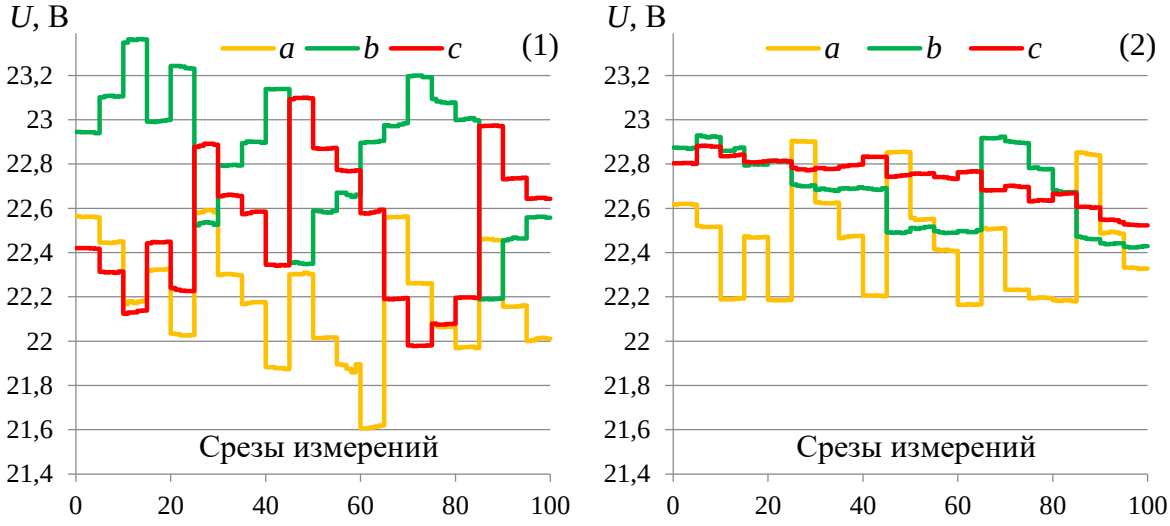


Рисунок 4 – Значения модулей фазных напряжений для двух схем соединения обмоток РТ (1) – Y/Y_0 и (2) – Δ/Y_0

Еще одним важным свойством, подтвержденным в результате измерительного эксперимента, является доказательство того, что при несиммет-

ричной нагрузке диапазон изменения модулей фазных напряжений на вторичной стороне РТ со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 меньше, чем у РТ Y/Y_0, который имеет большие значения сопротивлений нулевой последовательности, чем прямой и обратной последовательностей. Действительно, графики значений фазных напряжений на вторичной стороне РТ (рисунок 3) со схемами соединения обмоток Y/Y_0 и Δ/Y_0 показывают, что в первом случае диапазон изменения напряжений равен 1,78 В, а во втором случае 0,73 В.

Выводы. В ходе измерительного эксперимента продемонстрировано, что на первичной стороне СН обоих типов трансформаторов происходит симметрирование активных мощностей нагрузок. Показано, что при несимметричной нагрузке разница между фазными напряжениями на вторичной стороне трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 меньше, чем у трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y_0.

Библиографический список

1. Найдфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. М.: Энергия, 1971. – 311с.
2. Костенко М.П., Пиотровский Л.М. Трансформаторы. Л.: Энергия, 1972. – 544 с.
3. Голуб И.И. Мониторинг сети среднего напряжения по измерениям балансовых интеллектуальных счетчиков / И.И. Голуб, О.Н. Войтов, Е.В. Болоев [и др.] // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 75. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2024. – С. 774-785.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Карпова Е.В., аспирант ИСЭМ СО РАН; Крупенева Я.И., аспирант ИСЭМ СО РАН, Болоев Е.В., с.н.с. ИСЭМ СО РАН, доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ; Федосов Д.С., зав. кафедрой ЭССиС ИРНИТУ; Голуб И.И., в.н.с. ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

КИБЕР-ФИЗИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНИВАНИЮ СОСТОЯНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЭЭС

Колосок И.Н., Коркина Е.С., Попов Е.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева, СО РАН
korkina@isem.irk.ru

Введение. Современная электроэнергетическая система (ЭЭС) – это кибер-физическая система (КФС), процесс производства электроэнергии в которой происходит под управлением диспетчерских служб с помощью интеллектуального оборудования (IED), аппаратно-программных комплексов

(АПК), вычислительной техники (ВТ). КФС обеспечивают интеграцию физических процессов и кибер-инфраструктуры с помощью вычислительных ресурсов и коммуникационных средств. Совокупность ВТ, АПК, IEDs, а также каналы связи и сетевое оборудование – суть информационная подсистема КФС, находящаяся под контролем системных администраторов, точно так же как физическая подсистема КФС находится под контролем диспетчеров. Вследствие тесной интеграции кибер-физических компонентов количество кибер-уязвимостей растет и выходит за рамки классических сетевых систем. Сложные вредоносные кибератаки негативно влияют на работу КФС снижая производительность и прерывая обслуживание вычислительной системы и приводя энергосистему в аварийное состояние.

Оценивание состояния ЭЭС. Базовой вычислительной процедурой в диспетчерских службах ЭЭС является процедура Оценивания состояния (ОС) [1], которая проводит расчет электрических режимов по измерениям параметров режима. Измерения – это значения телеизмерений (ТИ), регистрируемые датчиками телеметрии и передаваемые в систему сбора и обработки данных SCADA – модули узловых напряжений U_i , генерации активных $P_{г_i}$ и реактивных $Q_{г_i}$ мощностей в узлах, перетоки мощностей в трансформаторах и линиях P_{ij} , Q_{ij}, реже – токи в узлах и в линиях I_{i_i}, I_{ij} . Вектор измерений в ОС имеет вид $\bar{y} = \{P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij}\}$.

Кроме того, датчики нового поколения (устройства синхронизированных векторных измерений-УСВИ или phasor measurement unit-PMU) [2], синхронизированные системой глобального времени, регистрируют модули и фазы напряжений в узлах U_i, δ_i и модули и фазы токов в линиях I_{ij}, φ_{ij} . Вектор измерений ОС дополняется измерениями PMU: $y = \{\delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}\}$.

Целевая функция процедуры ОС выражается формулой

$$J(y) = (\bar{y} - \hat{y})^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y}),$$

при условии выполнения уравнений установившегося режима $w(y, z) = 0$.

Оценки параметров режима, вычисленные с помощью процедуры ОС, становятся основой для расчетов всех других технологических программ – планирования, прогнозирования, экономических расчетов на рынке электроэнергии и т.д. В [3] приведен расчет линейного оценивания состояния 7-узловой тестовой схемы с установленными на ней 3 устройствами PMU (рис. 1). Поскольку схема полностью наблюдаема по СВИ, расчет ОС проведен в прямоугольных координатах (u_a, u_r, i_a, i_r) за одну итерацию.

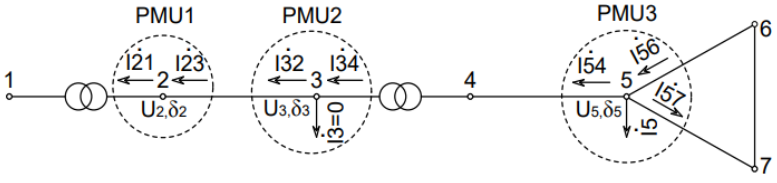
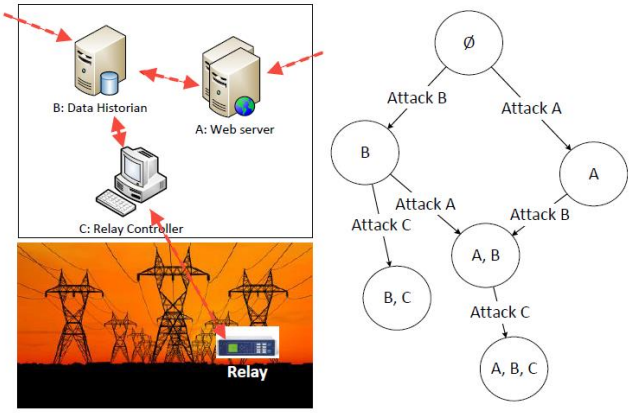


Рисунок 1 – 7-узловая тестовая схема, наблюдаемая по СВИ

Линии электропередачи используются для диспетчерского управления, передачи телеметрических данных, сигналов релейной защиты и противоаварийной автоматики, по ЛЭП передают информацию при помощи высокочастотных сигналов и ВОЛС. Измерения параметров режима в силу ряда причин могут содержать ошибки и одной из задач ОС является обнаружение плохих данных (Bad Data Detection). На диспетчерский щит проецируется мнемосхема, на которой высвечиваются результаты расчетных задач, благодаря чему проблемные режимные области (резкое отклонение угла напряжения, резкое падение частоты, разделение схемы на части) выделяются на схеме энергосистемы яркими пятнами. Такое информирование помогает диспетчеру владеть ситуацией и предпринимать немедленные меры по предотвращению аварии.

Кибер-физический подход к оцениванию состояния ЭЭС. В связи с созданием вычислительных корпоративных сетей (КС) на предприятиях энергетики приходится предпринимать совершенно новые меры безопасности – безопасность кибер-пространства. Необходимо показать диспетчеру проблемные места корпоративной сети – те участки периметра КС, где осуществлена попытка злоумышленного проникновения. Следствием такого проникновения может быть перегрузка трафика сети, искажение измерительной информации по генерации и нагрузкам. После переполнения трафика сети в КС предприятия следующим шагом распространения злоумышленного воздействия является непоступление обновленной телеинформации на сервер SCADA или синхронизированных данных в PDC (Phasor Data Concentrator) или, если обновленная информация поступила, то она, возможно, не соответствует фактическому состоянию схемы (на базовой схеме отражается неверная топология, неправильные нагрузки, фиксируется ложное отключение агрегатов или потребителей). Если бы на мнемосхему диспетчерского щита дополнительным слоем наносились проблемные информационные участки, это повысило бы ситуационную осведомленность диспетчера ЭЭС. Кибер-физические подходы к процедуре ОС исследуются в разных странах. Для иллюстрации можно привести такой рисунок [4]:



а) б)

Рисунок 2 – Упрощенная схема энергосистемы (а) и соответствующий граф атак (б)

Слева на рисунке 2 показана ЛЭП как компонент физической подсистемы, слева вверху – компоненты информационной подсистемы, справа – граф путей распространения кибератак с указанием пораженных узлов КС.

В [5] для повышения кибербезопасности информационной системы энергообъекта и для сохранности текущей информации предложено устанавливать изолированно друг от друга PDC и сервер SCADA.

В данной статье рассматривается идея разработки кибер-физического оценивания состояния, для этого предлагается:

- в процедуре ОС учесть сигналы от систем обнаружения вторжений (СОВ) [6], которые на основе данных от сенсоров СОВ ведут мониторинг безопасности периметра КС или регистрируют подозрительную активность внутри КС, например, резко возросшее число обращений к одному из узлов сети, переполнение трафика и т.д.
- соотнести схему корпоративной вычислительной сети и соответствующий участок схемы ЭЭС (рис. 3).

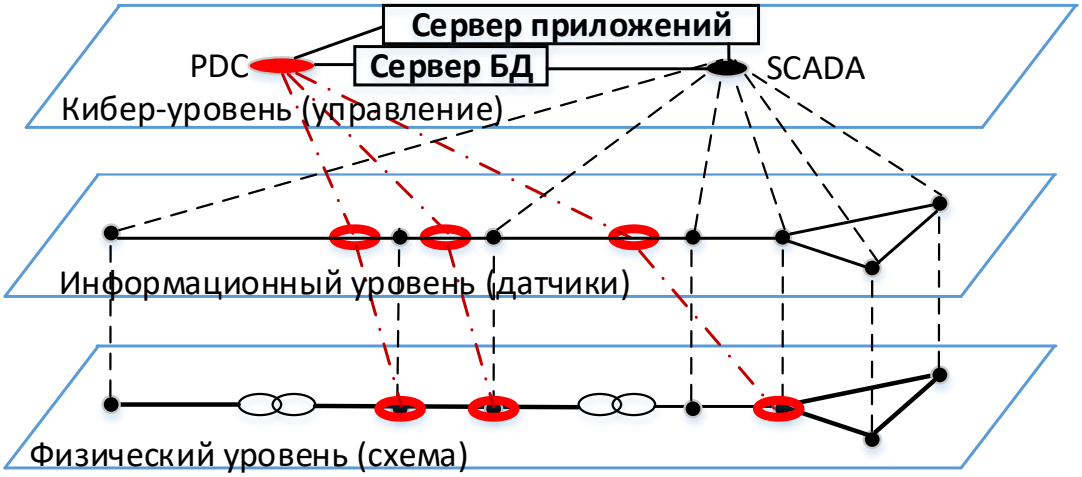


Рисунок 3 – Представление 7-узловой тестовой схемы как кибер-физического объекта

Традиционный алгоритм ОС состоит из нескольких задач: 1) первичная обработка исходных данных, 2) сборка текущей расчетной схемы путем наложения на базовую схему информации о положении коммуникационной аппаратуры (телесигналы), 3) анализ наблюдаемости по составу и количеству пришедших телеизмерений и СВИ, 4) достоверизация измерений (Bad data detection), ранжирующая все измерения на – достоверные, сомнительные, непроверенные и измерения с грубыми ошибками («плохие» данные).

При разделении расчетной схемы на физический уровень (собственно оборудование и производство), информационный уровень (датчики измерений и кибер-уровень («cyber» – термин Норберта Винера для обозначения процесса управления), на котором агрегируется измерительная информация и запускаются расчетные задачи (приложения), с учетом сообщений от СОВ предлагается видоизмененный алгоритм оценивания состояния (рис. 4).

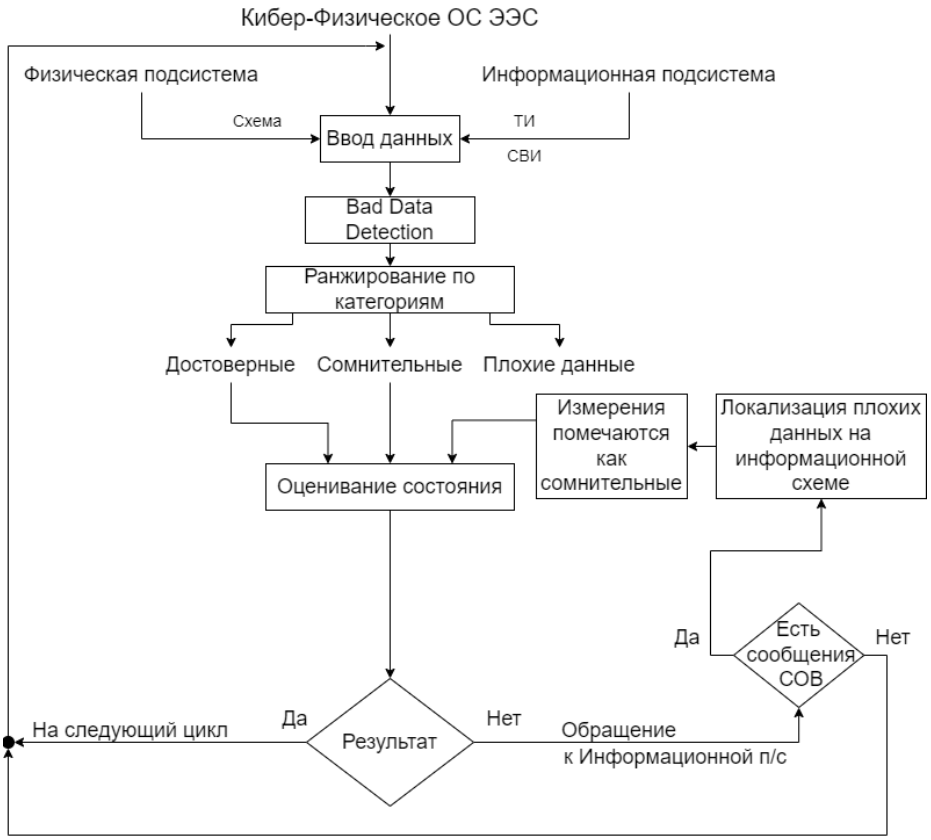


Рисунок 4 – Алгоритм кибер-физического оценивания состояния ЭЭС

По информации от СОВ фиксируются области КС, примыкающие к месту проникновения. Узлам таких областей предлагается задавать понизительные коэффициенты, указывающие на недоверие к данным этих объектов. При этом, если коммуникационные каналы, подходящие к этим объектам, промаркированы как защищенные, понизительные коэффициенты этим каналам не выставляются. В терминах процедуры Bad data detection измерения от пораженных узлов категоризируются как сомнительные.

Выводы. Современная ЭЭС – это КФС, поэтому процедура оценивания состояния ЭЭС, применяемая ранее для расчета электрического режима только по данным телеметрии, в современных условиях должна учитывать факты реализации киберугроз таких, как кражи или искажения исходной информации. В соответствии с аларм-сигналами от информационной подсистемы процедура ОС выставляет коэффициенты недоверия измерениям, пришедшим от узлов, пострадавших от злоумышленного проникновения в корпоративную сеть. Такие измерения в первую очередь могут быть заменены на псевдоизмерения, или проранжированы как сомнительные.

Кибер-физическое оценивание состояния энергосистемы добавляет классическому алгоритму ОС новые свойства, учитывая влияние предполагаемых или реализованных киберугроз на состав измерений. Совмещение расчетной схемы со схемой КС дает диспетчеру возможность в режиме реального времени отслеживать распространение последствий злоумышленного вторжения на основе сигналов от систем обнаружения вторжений.

Библиографический список

1. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И., Гришин Ю.А., Колосок И.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. М.: Наука – 1983. – 302с.
2. A.G. Phadke. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – IEEE/PES Transmission and Distribution Conf., 2002. V.1. pp. 476-479.
3. Бучинский Е.А. Проверка достоверности синхронизированных векторных измерений методом контрольных уравнений // Вестник ИрГТУ. – 2014. – №2 (85). – С.176-182.
4. S.Zonouz, K.M. Rogers, R.Berthier, R.B. Bobba, W.H. Sanders, T.J. Overbye. SCPSE: Security-Oriented Cyber-Physical State Estimation for Power Grid Critical Infrastructures. IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, 2012.
5. Irina Kolosok; Elena Korkina. Decomposition of power system state estimation problem as a method to tackle cyberattacks. doi:10.1109/ICPHYS.2018.8387691.
6. IDS Системы обнаружения вторжений. [Электронный ресурс] URL: https://habr.com/ru/articles/680028/ (дата обращения: 18.02.25)

Работа выполнена в рамках научного проекта «Теоретические основы, модели и методы управления развитием и функционированием интеллектуальных электроэнергетических систем» АААА-А21-121012190027-4

Колосок И.Н., д.т.н., ведущий специалист ИСЭМ СО РАН, профессор ИРНИТУ; Коркина Е.С., к.т.н., старш. научн. сотр-к ИСЭМ СО РАН; Попов Ефим Андреевич – студент ИРНИТУ

УДК 621.331

VR-ТРЕНАЖЕР ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Крапивин М.И., Бардушко А.Ю., Светимский В.В., Серебренников И.А., Безгубов В.А., Куксов Н.Е., Пузина Е.Ю.

Иркутский государственный университет путей сообщения,
Иркутский национальный исследовательский технический университет

mihail.krapivin03@gmail.com, aleksandr.bardushko@yandex.ru, svetimskiy04@mail.ru, ilya.serebrennikov.2004@inbox.ru, valerabezgubov@gmail.com, nikita.cuksov@yandex.ru, lena-rus05@mail.ru

Современное образование в области электроснабжения объектов сталкивается с рядом вызовов, связанных с необходимостью подготовки специалистов, способных эффективно работать в условиях быстро меняющихся технологий и сложных систем. Тяговые подстанции играют важную роль в обеспечении надежного электроснабжения на железнодорожном транспорте и других сферах, требующих высокой степени надежности и безопасности. Однако традиционные методы обучения, такие как лекции и практические занятия на реальном оборудовании, имеют свои ограничения: они могут быть трудоемкими, дорогостоящими и потенциально опасными.

Виртуальная реальность предоставляет уникальную возможность для иммерсивного обучения, позволяя студентам взаимодействовать с моделями

сложных электрических систем в безопасной и контролируемой среде [1]. В последние годы технологии виртуальной реальности начинают активно внедряться в образовательный процесс, предлагая новые возможности для создания интерактивных и иммерсивных обучающих сред. VR-тренажеры позволяют студентам погрузиться в процесс обучения, взаимодействуя с виртуальными моделями оборудования и систем. Это не только повышает уровень вовлеченности студентов, но и способствует более глубокому пониманию материала.

Авторы данной статьи имеют наработки в области создания VR-тренажеров для обучения студентов, обучающихся в области электроснабжения [2]. Рассмотрим ключевые компоненты тренажера, его функциональные возможности и преимущества использования VR-технологий в образовательном процессе.

На данный момент силами коллектива студентов ФГБОУ ВО «Иркутский государственный университет путей сообщения», обучающихся по специальности 23.05.05, специализация 1 «Электроснабжение железных дорог», разработана VR-модель тяговой подстанции с питающим напряжением 110 кВ, предназначенной для питания системы тяги 2х27,5 кВ и РУ-10 кВ для питания районных потребителей (рис. 1), и также содержащая здание подстанции, включая щит управления подстанцией (рис. 2).



Рисунок 1 – Общий вид РУ 110 кВ, РУ 2х27,5 кВ и РУ 10 кВ в VR-модели разработки ИРГУПС

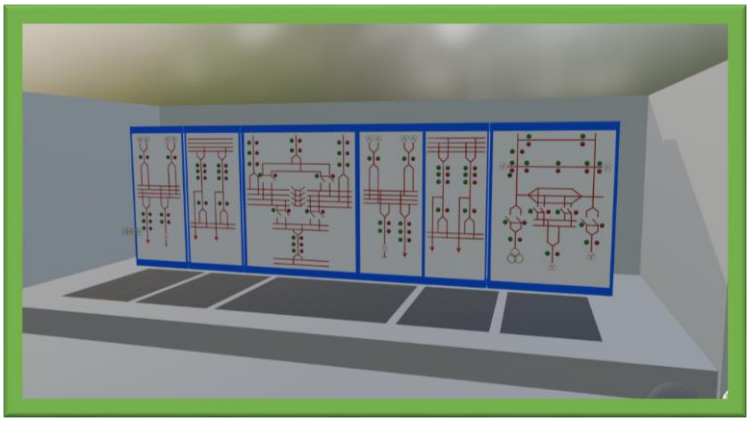


Рисунок 2 – Общий вид щита управления в VR-модели разработки ИРГУПС

В качестве программного обеспечения при создании моделей использовались такие виды программного обеспечения, как «Blender» и «Unity» [3]. «Blender» – это мощная и бесплатная программа для 3D-моделирования, анимации, рендеринга и создания визуальных эффектов. Она используется как профессионалами, так и любителями для создания 3D-графики, анимации, игр и других визуальных проектов. Blender поддерживает множество функций, которые необходимы для решения поставленной задачи. Так же можно выделить еще несколько преимуществ Blender:

1. Развитое сообщество пользователей, которое позволяет взаимодействовать друг с другом для расширения знаний в программе.

2. Постоянные обновления делают программу уникальной по сравнению с аналогами в 3D-графике.

3. Кроссплатформенность, возможность установить программу на различные операционные системы (Windows, macOS, Linux), что делает программу более удобной в использовании.

4. Использование развитых рендер-движков (Cycles и Eevee) для обеспечения высокого качества визуализации модели подстанции.

5. Возможность использования аддонов, которые помогают пользователю адаптировать программу под свои нужды.

«Unity» – это мощная и популярная платформа для разработки игр и интерактивного контента. Позволяет разработчикам создавать игры и приложения для различных платформ, включая ПК, консоли (PlayStation, Xbox), мобильные устройства (iOS, Android), а также VR и AR-устройства. Движок: Unity – это игровой движок, который предоставляет инструменты для 2D и 3D графики, физики, анимации, звука и других аспектов разработки игр. Интуитивно понятный интерфейс: Unity предлагает удобный и интуитивно понятный интерфейс, что делает его доступным как для новичков, так и для опытных разработчиков. Для создания логики игры в Unity используется язык программирования C#. Это позволяет разработчикам писать код для воплощения всего необходимого функционала между пользователем и моделью. Так же Unity предлагает современные графические технологии, включая поддержку шейдеров, освещения и пост-обработки, что позволяет создавать визуально привлекательные проекты.

К функциональным возможностям и преимуществам обучения с помощью VR-технологий можно отнести следующее:

1. Проведение тренировок по охране труда и правилам безопасности. С помощью VR-тренажера учащиеся могут многократно повторять различные ситуации, с возможностью разных развитий сценариев в нормальном или аварийном режимах, а также в чрезвычайных ситуациях [4-5]. Это позволит подготовить персонал к решению различных ситуаций, связанных с выходом из строя оборудования подстанции [6-11].

2. Практическое обучение. Позволяет визуализировать знания, полученные на лекционных и практических занятиях, что способствует лучшему закреплению материалов.

3. Повышение интереса и вовлеченности. Отсутствие возможности нанести реальный ущерб оборудованию и здоровью, помогает учащемуся справиться со стрессом и создать более комфортную среду для повышения своей квалификации.

4. Доступность и экономия. VR-тренажер позволяет взаимодействовать с подстанцией, находясь в пределах учебного учреждения, а так же исключает физический контакт с реальным оборудованием, что удешевляет процесс обучения.

Внедрение VR-тренажера для обучения студентов электроснабжения представляет собой значительный шаг вперед в области образования. Использование виртуальной реальности позволяет создать безопасную и интерактивную среду для изучения работы тяговых подстанций, что способствует развитию практических навыков и углублению теоретических знаний. Результаты тестирования тренажера показывают его высокую эффективность по сравнению с традиционными методами обучения, что подтверждает необходимость интеграции современных технологий в образовательные программы.

В будущем планируется продолжить развитие VR-тренажера, добавляя все возможные подстанции, организуя выполнение работ по технико-нормировочным картам для обслуживания оборудования, которых, согласно нормативных документов, насчитывается более 160, организовать полный список функционала необходимого для выполнения оперативных переключений и обслуживанию подстанции, а также расширять его применение на другие области электроэнергетики. Это позволит не только повысить качество подготовки специалистов, но и сделать обучение более доступным и интересным для студентов.

Библиографический список

1. Федченко А.Д. Виртуальная реальность в современных технологиях профессионального образования // Вестник магистратуры. 2020. [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/virtualnaya-realnost-v-sovremennyh-tehnologiyah-rofessionalnogo-obrazovaniya (дата обращения: 28.01.2025).

2. Крапивин М.И., Пузина Е.Ю. Обучающая VR-программа для работников тяговых и трансформаторных подстанций // Молодая наука Сибири. – 2024. – №2 (24). – С. 97-104.

3. Порохонская К.В. Использование программ 3dSmax, Blender в образовательной деятельности // Наука, техника и образование. 2022. [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-programm-3dsmax-blender-v-obrazovatelnoy-deyatelnosti (дата обращения: 30.01.2025).

4. Пузина Е.Ю., Крапивин М.И., Урлапов С.С. Предложения по внедрению системы автоматического пожаротушения лафетного типа для цифровой тяговой подстанции // Образование – наука – производство. Материалы VII Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием). Чита, – 2023. – С. 285-292.
5. Макаренко Ю.Н., Овечкин И.С. Разработка предложений по снижению производственного травматизма в подразделениях Восточно-Сибирской дирекции по энергообеспечению // Молодая наука Сибири. – 2023. – №2 (20). – С. 114-124.
6. Крапивин М.И., Куцый А.П., Пузина Е.Ю. Разработка технических решений по увеличению пропускной способности системы тягового электроснабжения участка Восточного полигона // Проблемы электроэнергетики и телекоммуникаций Севера России: сборник научных трудов V Международной научно-практической конференции. Сургут, – 2024. – С. 180-186.
7. Влияние надежности электроснабжения и качества электрической энергии на эффективность функционирования электроэнергетической системы / М.А. Дубицкий, Е.В. Зубова, Р.Г. Любовников и др. // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Иркутск, – 2020. – Т. 1. – С. 102-108.
8. Крапивин М.И., Пузина Е.Ю. Разработка предложений по устранению лимитирующих межподстанционных зон при развитии Восточного полигона // Исследование и развитие рельсового и автомобильного транспорта: сборник трудов Международной научно-практической конференции. Екатеринбург, – 2024. – С. 61-65.
9. Бардушко А.Ю., Куцый А.П. Повышение пропускной способности электрифицированного участка железной дороги Якурим-Киренга на перспективу // Молодая наука Сибири. – 2023. – №4 (22). – С. 182-193.
10. Урлапов С.С., Крапивин М.И. Анализ повреждаемости электрооборудования тяговых подстанций на Восточно-Сибирской железной дороге // Молодая наука Сибири. – 2023. – №2 (20). – С. 106-114.
11. – Крапивин М.И., Исаков А.Е., Пузина Е.Ю. Целесообразность применения электролитического заземления в грунтах с большим удельным сопротивлением // Молодая наука Сибири. – 2023. – №2 (20). – С. 98-106.

Крапивин М.И., студент гр. СОД.1-20-2; Бардушко А.Ю., студент гр. СОД.1-21-1; Светимский В.В., студент гр. СОД.1-22-1; Серебренников И.А., Безгубов В.А., Куксов Н.Е., студенты гр. СОД.1-22-1 ИРГУПС; Пузина Е.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭиЭ ИРНИТУ, доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ЭЛЕКТРОПОДВИЖНОМ СОСТАВЕ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Кривошеев А.С., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Снижение напряжения в контактной сети обусловлено спецификой электропитания железных дорог. При большом расстоянии от электровозов до тяговых подстанций напряжение падает из-за сопротивления проводов контактной сети в узлах, удаленных от подстанций. При высокой интенсивности движения и повышенном потреблении энергии множеством электровозов, особенно в периоды пиковых перевозок, снижается напряжение во всей контактной сети. При недостаточной мощности тяговых подстанций происходит «просадка» напряжения из-за несоответствия мощности подстанций потребляемой нагрузке. В аварийных ситуациях к временному снижению напряжения приводят обрывы проводов, повреждения изоляции и отказы оборудования подстанций. При рекуперативном торможении электровозов в зависимости от параметров сети и режимов, возврат энергии в сеть может вызывать как локальные повышения, так и понижения напряжения [1].

Низкое напряжение в контактной сети прямо влияет на функционирование тяговых электродвигателей электровоза.

– Происходит падение тягового усилия: Снижение напряжения влечет за собой уменьшение мощности тяговых электродвигателей, что напрямую снижает тягу электровоза, особенно ощутимо при старте и на подъемах.

– Повышается ток якоря: Для сохранения крутящего момента на валу тяговых электродвигателей при низком напряжении растет ток в обмотке якоря, вызванное ослаблением магнитного поля и необходимостью его усиления.

– Перегреваются обмотки тяговых электродвигателей: Рост тока якоря увеличивает тепловые потери в обмотках, а снижение скорости вращения ухудшает охлаждение, что ведет к перегреву и повреждению изоляции.

– Снижется КПД: Работа тяговых электродвигателей при пониженном напряжении снижает КПД действия из-за увеличенных потерь в обмотках и ухудшения коммутации.

Эксплуатация электровозов с пониженным напряжением в контактной сети ведет к ряду отрицательных эффектов:

– Снижается пропускная способность ж/д: Уменьшение тяги электровозов влечет уменьшение скорости движения, увеличение времени в пути и, как результат, снижение пропускной способности.

– Повышается потребление электроэнергии: Снижение КПД тяговых электродвигателей при низком напряжении приводит к повышенному расходу энергии на тягу поездов.

– Уменьшается срок службы тяговых электродвигателей: Перегрев обмоток, ухудшение коммутации и повышенные нагрузки ускоряют износ тяговых электродвигателей.

– Растут затраты на обслуживание и ремонт: Повреждения обмоток, коллекторов и других элементов тяговых электродвигателей увеличивают расходы на техническое обслуживание и ремонт электровозов.

– Увеличиваются риски аварий: Перегрузка и перегрев тяговых электродвигателей повышают опасность коротких замыканий и пожаров.

Для уменьшения отрицательного воздействия низкого напряжения в контактной сети и повышения надежности эксплуатации электровозов обычно используют следующие методы и мероприятия:

– Улучшают системы электроснабжения: Увеличение мощности, строительство новых тяговых подстанций и использование проводов большего сечения позволяют уменьшить падение напряжения и улучшить качество электроснабжения.

– Внедряют автоматические регуляторы напряжения: Применение автоматических регуляторов на тяговых подстанциях позволяет поддерживать заданное напряжение в контактной сети независимо от нагрузки.

– Оптимизируют рабочие режимы электровозов: Рациональное управление тяговыми усилиями и снижение количества электровозов на участке позволяют уменьшить потребление энергии и снизить падение напряжения.

– Используют рекуперативного торможения: Эффективное применение рекуперации энергии позволяет возвращать ее в сеть, снижая нагрузку на тяговые подстанции.

В электроснабжении железных дорог применяются разнообразные устройства компенсации реактивной мощности: [2,3]

– Шунтирующие реакторы: Они предназначены для компенсации избыточной емкостной реактивной мощности, создаваемой длинными линиями электропередачи. Их подключение параллельно линии обеспечивает потребление индуктивной реактивной мощности, нейтрализуя избыток емкостной.

– Синхронные компенсаторы: Это синхронные машины, функционирующие как генераторы или двигатели и предназначенные для регулирования реактивной мощности. Они могут производить или потреблять реактивную мощность, стабилизируя напряжение в сети, но отличаются высокой ценой и сложностью в обслуживании.

– Тиристорные компенсаторы реактивной мощности: Это сложные устройства, включающие тиристорные ключи, конденсаторы и реак-

торы. Они плавно регулируют величину компенсируемой реактивной мощности в зависимости от нагрузки, однако характеризуются высокой стоимостью и комплексным управлением.

– Конденсаторные батареи: Один из наиболее доступных и распространенных способов компенсации реактивной мощности. Они представляют собой комплекс конденсаторов, соединенных для достижения нужных значений емкости и напряжения, и генерируют емкостную реактивную мощность, компенсируя индуктивную реактивную мощность, потребляемую оборудованием. [4]

Рассмотрим подробнее конденсаторные батареи, их принцип работы, свойства и применение Конденсаторная батарея создает емкостную реактивную мощность, компенсируя индуктивную, потребляемую нагрузкой. Это снижает суммарный ток в сети, уменьшает потери электроэнергии и увеличивает коэффициент мощности. В КБ используются разные типы конденсаторов, например, бумажно-масляные, пленочные и электролитические. КБ широко используются на железной дороге для компенсации реактивной мощности на тяговых подстанциях, для компенсации реактивной мощности, потребляемой трансформаторами и другим оборудованием подстанции, на линиях электропередачи для компенсации реактивной мощности, потребляемой и линиями [5].

Использование конденсаторных батарей имеет определенные достоинства и недостатки. К достоинствам следует отнести: простоту конструкция, не требующую сложного техобслуживания; невысокую цену, обеспечивающую один из наиболее экономичных способов компенсации реактивной мощности; высокую надежность и продолжительный срок службы; легкость установки и эксплуатации, что не требует специальных навыков для эксплуатации [5,6,7].

В качестве недостатков отмечают, что: конденсаторные батареи обеспечивают ступенчатое регулирование, что не всегда позволяет точно подстроиться под изменяющуюся нагрузку; подключение конденсаторной батареи к сети может спровоцировать резонансные явления, повреждающие оборудование; конденсаторные батареи чувствительны к перенапряжениям и нуждаются в защите от перегрузки [5,6,7].

В данной работе предлагается устанавливать компенсирующие устройства как регулируемые конденсаторные батареи непосредственно на ЭПС в прицепном вагоне к электровозу. Для проверки эффективности технического решения проведены расчетные эксперименты на схеме замещения двухпутной контактной сети напряжением 27,5 кВ. На каждом пути находится по три ЭПС с нагрузкой 250А с cos(fi)=0,8 на разном расстоянии друг от друга. [8,9,10]

На рисунке 1 показаны эпюры модулей напряжений вдоль контактной сети между двумя подстанциями без включения КУ на ЭПС. На рисунке 2 – эпюры модулей напряжений при включенных КУ, генерирующем 150 А емкостного тока на каждом ЭПС.

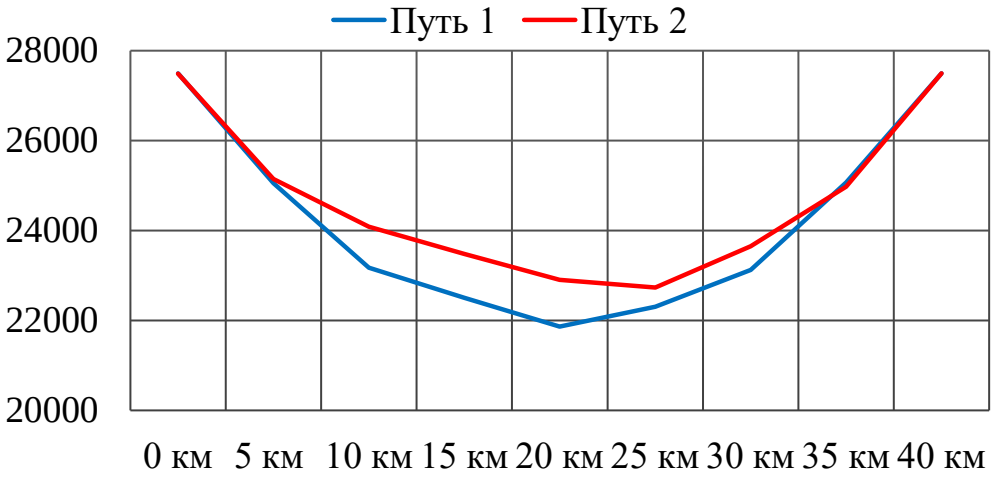


Рисунок 1 – Графики напряжения в контактной сети без КУ

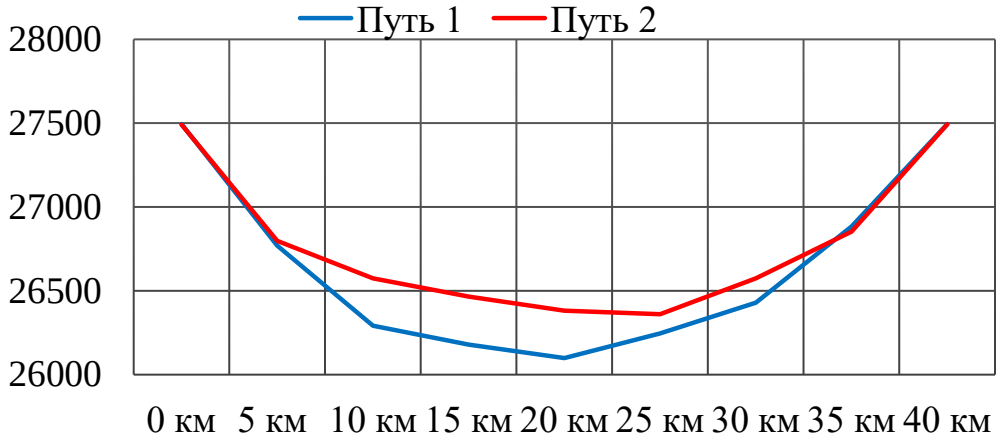


Рисунок 2 – Графики напряжений в контактной сети с КУ 150 А

Как видно из рисунка 1 напряжение в контактной сети может «просесть» до 22 кВ, что недопустимо. Из рисунка 2 видно, что компенсация по 150 А реактивного тока в каждом ЭПС нормализует величину напряжений в сети.

Библиографический список

1. Расчёты потерь мощности в системе тягового электроснабжения постоянного тока с учётом движения поездов / Агунов А.В., Варенцов В.М., Марикин А.Н., Соколов Д.А. // Электротехника – 2020. – №10. – С. 27-30.
2. Кобзистый, О. В. Комбинированное компенсирующее устройство на реактивных элементах / О. В. Кобзистый, М. А. Юндин // Вестник аграрной науки Дона. – 2018. – № S4. – С. 46-50.

3. Система тягового электроснабжения железной дороги переменного тока. Методики выбора мест размещения и мощности средств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности. СТО РЖД 0.022.2. 2021.
4. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог переменного тока / Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А. // М: Транспорт, – 1983. – С. 176-184 с.
5. Анализ потерь мощности в контактной сети при поперечной емкостной компенсации / Соколов Д.А., Агунов А.В. // Бюллетень результатов научных исследований – 2017. – №4. – С.199-207.
6. Герман, Л. А. Регулируемые установки емкостной компенсации в системах тягового электроснабжения железных дорог : монография / Л. А. Герман, А. С. Серебряков ; Л. А. Герман, А. С. Серебряков ; Московский гос. ун-т путей сообщения. – Москва : РОАТ, 2012. – 211 с. – ISBN 978-5-7473-0593-9.
7. Табанаков, П. В. Повышение энергетической эффективности регулируемой компенсирующей установки // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2013. – № 1(37). – С. 186-191.
8. Кондратьев, Ю. В. Выбор мощности и места размещения устройствпоперечной компенсации реактивной мощности / Ю. В. Кондратьев, А. В. Тарасенко // Известия Транссиба. – 2015. – № 2(22). – С. 79-87.
9. Соколов, Д. А. Методика выбора компенсирующих устройств в системе тягового электроснабжения переменного тока / Д. А. Соколов // Известия Транссиба. – 2021. – № 4(48). – С. 39-46.
10. Патент №2827599 Способ регулирования компенсатора реактивной мощности / Тигунцев С.Г., Кривошеев А.С. // ФГБОУ ВО «ИРНИТУ». 02.04.2024.

Кривошеев А.С., аспирант гр. аЭЭН-1-23-1; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311, 621.331

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ ЧЕТЫРЁХФАЗНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ТРУБОПРОВОДЫ

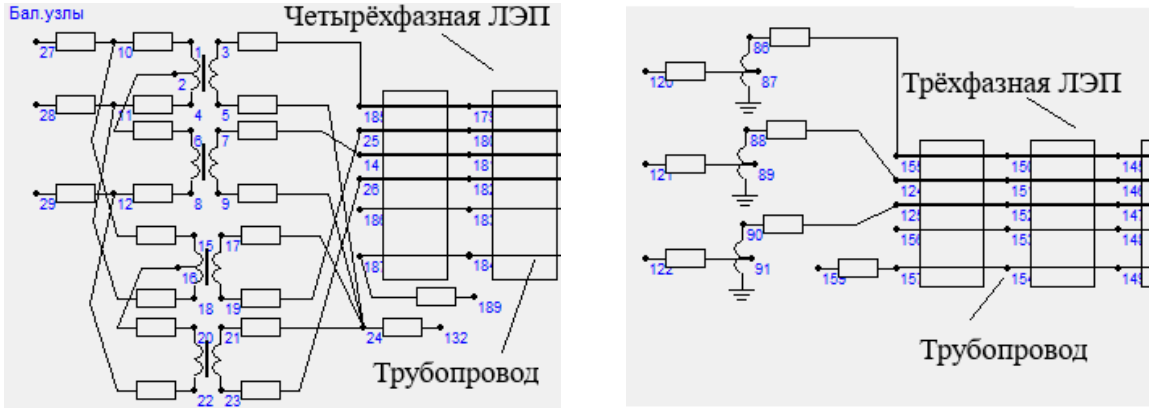
Крюков А.Е.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
appleforevor@mail.ru

Четырёхфазные линии электропередачи (ЧЛЭП) представляют собой инновационное техническое решение в электроэнергетике, которое может быть использовано для повышения эффективности передачи электроэнергии на дальнее расстояние и снижения эксплуатационных потерь [1]. Однако их применение требует тщательного анализа электромагнитных влияний на смежные протяженные объекты, включая металлические трубопро-

воды [2,3], предназначенные для транспорта углеводородов. Электромагнитные влияния (ЭМВ) могут проявляться в виде наведённых напряжений и токов в трубопроводах, что может привести к коррозии [4], повреждению изоляционных покрытий и даже к риску для персонала [5], обслуживающего трубопроводы. В случае четырёхфазных ЛЭП, из-за более сложной конфигурации электромагнитного поля, требуется более детальное моделирование и анализ, чтобы оценить уровень влияния ЭМВ на трубопроводы. Для анализа этих процессов применяются современные методы численного моделирования. Одним из наиболее эффективных подходов к моделированию базируется на фазных координатах, которые обеспечивает детальное описание системы с учётом распределения токов, напряжений и электромагнитных полей. Осуществлять корректное моделирование координат возможно в программном комплексе (ПК) Fazonord [6].

Моделирование выполнено в ПК Fazonord применительно к схеме четырёхфазной ЛЭП 750 кВ. Для сравнения было проведено определение режимов ЛЭП такого же класса напряжения типовой трёхфазной конструкции. Расчеты выполнялись для следующих режимов: симметричный с нагрузками 200 + *j*100 МВ·А на приемном конце; неполнофазный с нагрузками 100 + *j*50 МВ·А для четырёхфазной ЛЭП и 30 + *j*20 МВ·А для трёхфазной ЛЭП. В модель участков линии электропередачи был интегрирован трубопровод диаметром 500 мм с распределённым заземлением, удельная проводимость которого составила 0,05 См/км. Также были учтены стационарные заземляющие устройства, расположенные на концах сооружения, с сопротивлением растеканию 1 Ом. Удельная проводимость грунта на всех участках моделируемой системы была принята равной 0,01 См. При этом ширина сближения между линией электропередачи и трубопроводом в модели принята равной 50 метров.

На рис. 1 показан фрагмент расчетной модели сближения ЛЭП 750 кВ и трубопровода:



а) б)

Рисунок 1 – Фрагмент схемы расчётной модели:
а) Четырёхфазная ЛЭП 750 кВ и трубопровод;
б) Трёхфазная ЛЭП 750 кВ и трубопровод

Результаты моделирования. Результаты моделирования приведены на рис. 2-7.

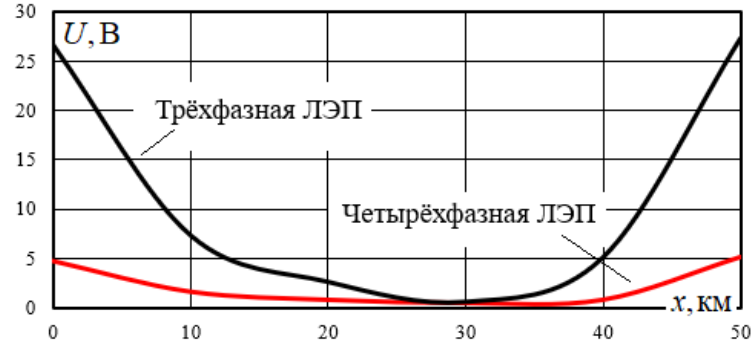


Рисунок 2 – Зависимости наведенных напряжения от координаты *x*

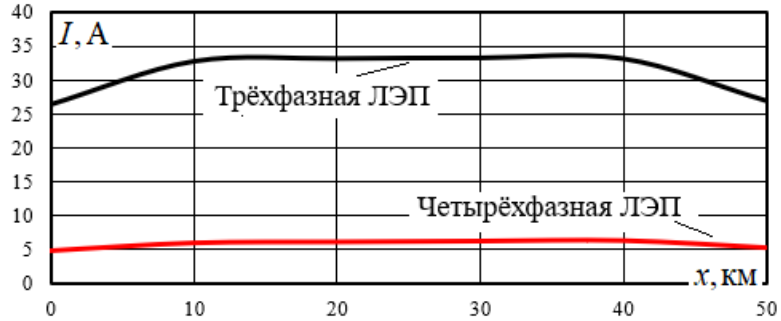


Рисунок 3– Зависимости протекающих по трубе токов от координаты *x*

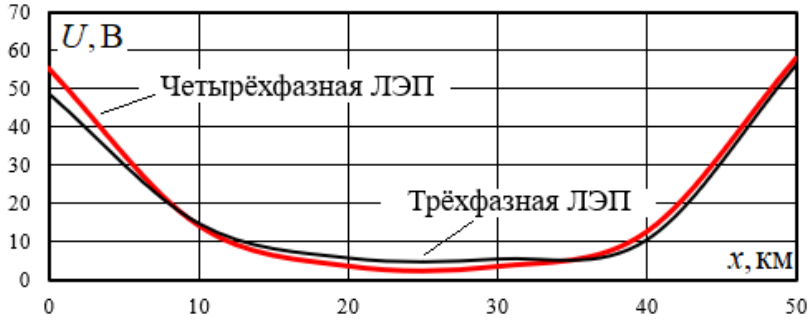


Рисунок 4 – Зависимости наведенных напряжения от координаты *x* **в неполнофазном режиме**

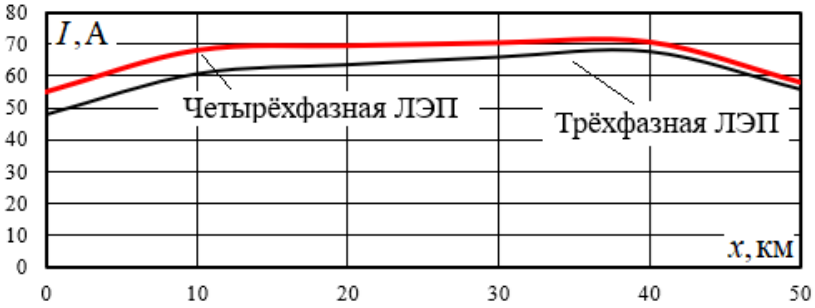


Рисунок 5 – Зависимости протекающих по трубе токов от координаты *x* **в неполнофазном режиме**

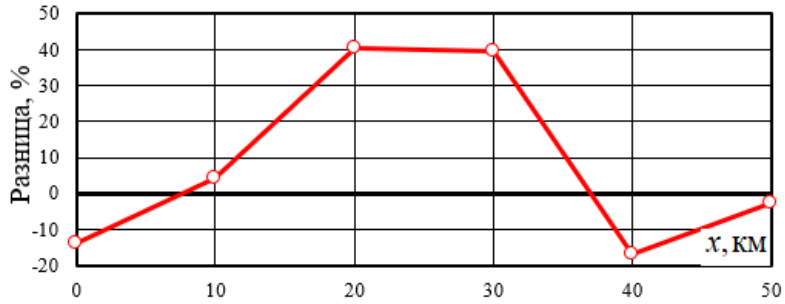


Рисунок 6 – Отличие значений напряжений наводимых трёхфазной ЛЭП от четырёхфазной

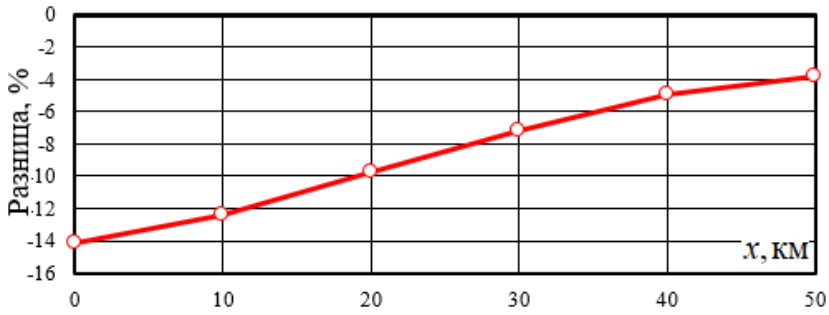


Рисунок 7 – Отличие значений токов наводимых трёхфазной ЛЭП от четырёхфазной

Полученные при моделировании результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. В отдельных точках сооружения уровни наведённых напряжений остаются в пределах, установленных нормативным документом [7], и не превышают 60 В (рис. 2,4). Максимальное значение наведённого напряжения, достигающее 58 В, наблюдается при неполнофазном режиме работы в точке, отвечающей координате $x = 50$ км.

2. Токи, достигающие значений до 71 А в определённых точках трубопровода (рис. 5), способны оказывать негативное воздействие на систему защиты от электрической коррозии, что может привести к снижению её эффективности и увеличению риска повреждения изоляции трубы.

Заключение. Результаты моделирования могут быть применены для разработки и внедрения эффективных защитных мер, включая монтаж экранирующих покрытий, использование катодной защиты, установку изолирующих фланцев или дополнительных заземлений на действующих трубопроводах, а также оптимизацию расстояния между линией электропередачи и трубопроводом на этапе проектирования.

Кроме того, моделирование позволяет оценивать долгосрочные последствия электромагнитного воздействия, что помогает снизить риски для окружающей среды и обеспечить безопасную эксплуатацию инфраструктурных объектов. Реализация таких мер способствует повышению надёжно-

сти как энергетических систем, так и трубопроводного транспорта, что становится особенно актуальным в условиях ужесточения требований к энергоэффективности и экологической безопасности.

Библиографический список

1. Lauria, D., Mazzanti, G., & Quaia, S. (2011). The economic feasibility of four-phase AC overhead connections. 2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP).
2. Kim, H.-S.; Min, H.-Y.; Chase, J.G.; Kim, C.-H. Analysis of Induced Voltage on Pipeline Located Close to Parallel Distribution System. Energies 2021, 14, 8536.
3. X. Hu, Y. Wang, X. Xi and Y. Guo, "Impact of Overhead Grounding Wire Arrangement on Induced Voltage of Adjacent Pipelines," 2023 IEEE International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), Xuchang, China, 2023, pp. 554-558.
4. H. Hussein, A. E. -L. S. Ahmed, S. Mousa, E. -S. M. El-Refaie and O. A. Mohammed, "Impact and Mitigation of Electromagnetic Interference Between HVTL and Pipelines," SoutheastCon 2023, Orlando, FL, USA, 2023, pp. 485-489.
5. A. S. AlShahri, "Assessment of Induced Potential on Metallic Pipeline Located Nearby to EHV AC OHTL," 2021 IEEE 2nd International Conference on Signal, Control and Communication (SCC), Tunis, Tunisia, 2021, pp. 356-360, doi: 10.1109/SCC53769.2021.9768375.
6. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та. – 2005. – 273 с.
7. Technische Richtlinien-71 (TRL-71). EMR-Technic Kathodischer Korrosionsschutz fur Erdgasfernleitungen. P. 80.

Исследования выполнены за счет гранта Российского научного фонда (проект № 25-29-00937).

Крюков А. Е., аспирант; ассистент кафедры электрических станций, сетей и систем ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Кузьмин А.Ю., Малицкий Д.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

anton.kuzmin.irk@gmail.com

Распределенная генерация представляет собой перспективное направление в энергоснабжении промышленных предприятий, обеспечивая повышение энергетической независимости и снижение затрат. Однако внедрение данных систем сталкивается с рядом проблем, включая технические, экономические, нормативно-правовые и экологические барьеры. В данной статье

рассматриваются основные трудности внедрения распределенной генерации на промышленных объектах, а также предлагаются возможные пути их преодоления. Особое внимание уделено технологическим инновациям, таким как микрогриды, накопители энергии и интеллектуальные системы управления, а также роли государственной поддержки и международного опыта.

Современные промышленные предприятия стремятся к снижению затрат на энергоснабжение и повышению надежности энергосистем. Одним из ключевых решений является внедрение распределенной генерации (РГ) – локальных энергоисточников, интегрированных в общую систему энергоснабжения предприятия. Распределенная генерация позволяет не только снизить зависимость от централизованных сетей, но и повысить экологическую устойчивость за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Однако реализация таких проектов сопровождается множеством проблем, которые требуют детального рассмотрения.

Рассмотрим основные проблемы внедрения распределенной генерации

1. Технические проблемы. Внедрение распределенной генерации требует значительных изменений в существующей энергетической инфраструктуре предприятия. Это связано с необходимостью интеграции новых источников энергии, модернизации сетей и обеспечения стабильной работы энергосистемы. Перечислим основные технические проблемы:

– *Надежность и устойчивость работы.* Обеспечение стабильной работы при изменении нагрузки и возможных отказах оборудования является ключевой задачей. Для этого необходимо внедрение резервных механизмов, систем оперативного мониторинга и автоматизированных систем управления [1].

– *Интеграция с существующей энергетической инфраструктурой*. Существующие сети промышленных предприятий зачастую не рассчитаны на распределенную генерацию, что требует проведения технического аудита, определения слабых мест и разработки планов по модернизации. Важно учитывать нагрузочные характеристики, балансировку мощностей и возможность реверсивных потоков энергии. Внедрение интеллектуальных систем управления энергоснабжением (Smart Grid) позволяет повысить эффективность интеграции распределенной генерации [2].

– *Резервирование и дублирование оборудования* – использование нескольких генераторов или аккумуляторных систем для покрытия возможных перебоев в электроснабжении.

– *Прогнозирование нагрузок* – применение аналитических систем для предсказания пиковых и минимальных нагрузок, что позволяет адаптировать мощность генерации.

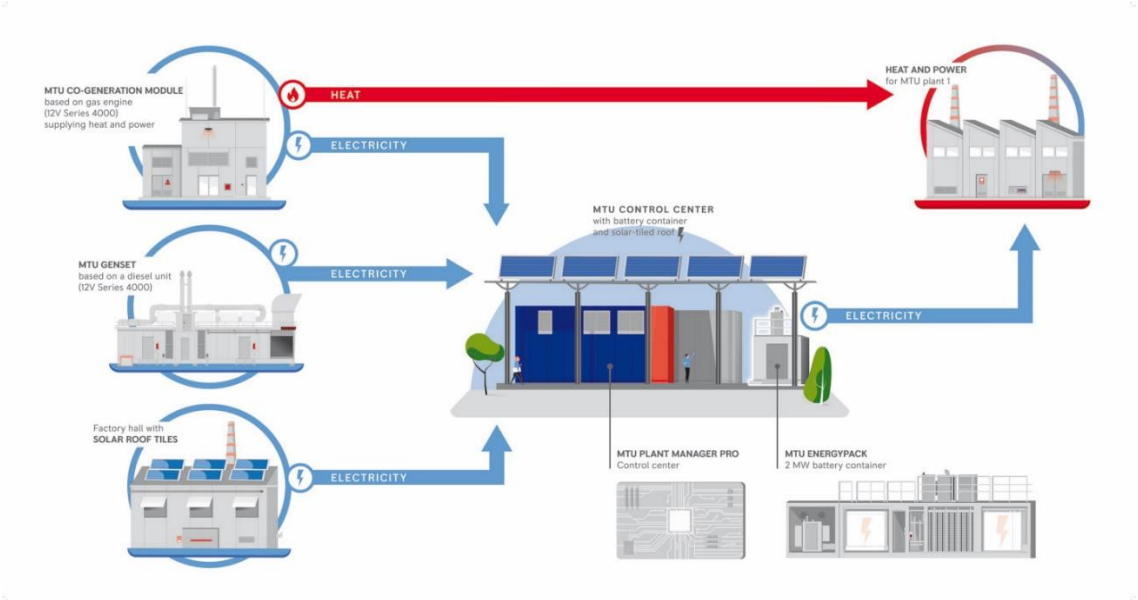


Рисунок 1 – Схема интеграции распределенной генерации в энергосистему предприятия

– *Автоматизированные системы управления* – внедрение программируемых контроллеров и интеллектуальных алгоритмов, способных оперативно реагировать на изменения нагрузки и отказ оборудования.

– *Синхронизация с централизованной сетью*. Для предотвращения аварий требуется применение сложных алгоритмов и устройств защиты, таких как инверторы и релейная защита [4].

– *Качество электроэнергии.* Распределенная генерация должна соответствовать стандартам качества электроэнергии, что требует использования дополнительного оборудования для фильтрации и стабилизации напряжения [5].

– *Обслуживание и ремонт.* Для обеспечения надежной работы необходимо организовать систему технического обслуживания, включая плановые осмотры, аварийный ремонт и обучение персонала [2].

– *Обучение персонала* – регулярное повышение квалификации обслуживающего персонала для эффективного управления, диагностики и устранения неисправностей в системе распределенной генерации.

2. Экономические проблемы. Внедрение распределенной генерации требует значительных финансовых вложений, которые могут быть недоступны для большого количества предприятий.

– *Высокие первоначальные инвестиции.* Затраты на закупку оборудования, монтаж, проектирование и обучение персонала могут быть значительными. Однако государственные субсидии и льготные кредиты могут снизить финансовую нагрузку [3].

– *Срок окупаемости.* В зависимости от тарифов на электроэнергию и уровня потребления срок окупаемости может составлять от 5 до 15 лет.

– *Доступность финансирования.* Многие предприятия сталкиваются с трудностями при получении кредитов и инвестиций для реализации проектов распределенной генерации. Однако программы государственной поддержки помогают компенсировать часть затрат, такие как льготное кредитование проектов ВИЭ в рамках инициатив Минэнерго.

3. Нормативно-правовые проблемы. Действующие законы могут не позволять предприятиям продавать произведенную энергию в сеть по выгодным тарифам [5]. Согласно действующим правилам, для подключения к розничному рынку электроэнергии требует заключение договоров с энергосбытовыми организациями и соблюдение технических требований, что дополнительно усложняет процесс. Кроме того, предприятиям необходимо учитывать возможные изменения в нормативных актах, которые могут повлиять на рентабельность проектов. Кроме того, стоит так же отметить некоторые сложности, связанные с ограничениями:

– *Тарифные ограничения* – разница между закупочной ценой энергии у промышленных предприятий и рыночной стоимостью может снижать рентабельность.

– *Ограничения по мощности* – в некоторых регионах существуют лимиты на объем электроэнергии, который можно передавать в сеть.

Внедрение распределенной генерации на промышленных предприятиях может значительно повысить их энергетическую эффективность, независимость и экологическую устойчивость. Однако для успешной реализации проектов необходимо решить ряд технических, экономических, нормативно-правовых и экологических проблем. Комплексный подход, включающий использование современных технологий, государственную поддержку и международный опыт, позволит преодолеть эти барьеры и сделать распределенную генерацию доступной для широкого круга предприятий.

Библиографический список

1. Иванов И.И., Петров П.П. Внедрение распределенной генерации на промышленных предприятиях. – Москва: Энергетика, 2020.
2. Сидоров А.А. Технические аспекты интеграции распределенной генерации. – Санкт-Петербург: Наука, 2019.
3. Федеральный закон РФ «Об электроэнергетике» №35-ФЗ от 26.03.2003 г.
4. Smith J., Brown K. Distributed Generation in Industrial Applications. – New York: Springer, 2018.
5. International Energy Agency (IEA). Distributed Energy Resources: Challenges and Opportunities. – Paris: IEA Publications, 2021.

Кузьмин А.Ю., обучающийся, гр. ИЭМ-23-1; Малицкий Д.С., обучающийся, гр. аЭНК-22-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ПРОБЛЕМЫ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Кузьмин А.Ю., Малицкий Д.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
anton.kuzmin.irk@gmail.com

В современных условиях промышленным предприятиям, введенным в эксплуатацию еще при СССР, для эффективного конкурирования необходимо производить высококачественные товары в объеме покрывающего спрос, а для реализации этого требуется модернизировать технологические процессы, основное и вспомогательное оборудование. Монтаж нового и модернизация существующего оборудования увеличивает общую установленную мощность предприятия и влечет за собой повышение потребления электроэнергии, улучшению требований к качеству подаваемой электрической энергии, что в свою очередь влечет необходимость в изменении схемы электроснабжения, увеличения пропускной способности электрической сети и улучшению качества электроэнергии [1]

В следствии чего требуется полная модернизация системы электроснабжения действующего предприятия, откуда возникают проблемы, связанные с непрерывностью процесса производства, необходимостью существенных капиталовложении и повышению требований к уровню подготовки существующего персонала и его количеству.



Рисунок 1 – Морально устаревшее оборудование подстанций, которое не позволяет модернизировать технологический процесс

Одной из основных проблем модернизации любого оборудования является ограниченное финансирование, которым нужно покрыть затраты на покупку нового оборудования, монтаж, пусконаладочные работы и демонтаж и вывод из эксплуатации старого оборудования. Система электроснабжения действующего предприятия не является исключением, будь то замена одного трансформатора или полная модернизация всей системы в целом.

Немаловажным является подготовка доказательной базы об уровне и объеме необходимого финансирования, а также экономического эффекта от выполненной модернизации, что увеличит понимание и лояльность руководителей и специалистов, участвующих в принятии решения. Необходимый уровень финансирования позволит обеспечить надежное электроснабжение с высоким уровнем качества и минимальными потерями электрической энергии, что в свою очередь даст возможность в последствии уменьшить нарушения технологического процесса и позволит снизить количества брака по причине перебоев в электроснабжении

Для увеличения пропускной способности, уменьшения потерь электрической энергии и улучшения качества электрической энергии необходимо увеличить ступень напряжения распределительной сети на предприятии.

Внутренне электроснабжение множества действующих предприятий с советским прошлым осуществляется на напряжении 6 кВ, переход на напряжение 10/35кВ требует полную модернизацию существующего электрооборудования и распределительных сетей. Модернизация электрооборудования и распределительной сети системы электроснабжения на действующем предприятии так же требует поэтапного вывода из эксплуатации трансформаторных подстанций и кабельных линий и замену на новые без ущерба или с минимальным ущербом для технологического процесса предприятия [2].

Для перехода на более высокую ступень напряжения более эффективным будет реализовать систему электроснабжения предприятия параллельно с действующей системой электроснабжения [3]. Этот процесс необходимо разбить на этапы, включающие в себя: проектирование, реализация проекта параллельного электроснабжения, постепенное переключение существующих нагрузок, включение новых и резервирование перспективных нагрузок предприятия с учетом технологических процессов. Таким образом можно добиться минимизации простоев оборудования, тем самым уменьшив влияние модернизации электроснабжения на непрерывность производственных и технологических процессов.

При переходе на более высокий уровень напряжения и внедрении современного электрооборудования возникает потребность в квалифицированном обслуживающем персонале, а также в расширении штата за счет специалистов и инженеров.

Дефицит кадров можно решить несколькими способами: организацией обучения для повышения квалификации текущих сотрудников, привлечением новых специалистов или сотрудничеством с профильными подрядными организациями.

Если обучение проводится на базе предприятия, потребуется разработка учебных программ, в то время как привлечение внешних учебных центров также потребует дополнительных финансовых вложений. Кроме того, увеличение числа квалифицированных сотрудников приведет к росту затрат на оплату труда и обязательные отчисления, что создаст дополнительную нагрузку на бюджет предприятия.

Решением вышеуказанной проблемы является передача непрофильных функций предприятия специализированной подрядной организации аутсорсинг. В штате специализированной подрядной организации будут все необходимые для обслуживания квалифицированные специалисты. Вся сопутствующая работа по набору и количеству персонала, его обучению и обеспечению необходимого уровня квалификации, необходимым для обслуживания инструментом, оснасткой и средствами индивидуальной защиты ляжет на подрядную организацию. На базе предприятия будут необходимы только специалисты прорабатывающие объемы и планы обслуживания, ремонтов, модернизации, а также контролирующие выполнение обязательств специализированной подрядной организации согласно заключенных договоров.

Таким образом, модернизация электроснабжения – это сложный, но необходимый процесс, обеспечивающий повышение энергоэффективности, снижение потерь электроэнергии и увеличение надежности работы предприятия. При грамотном планировании и поэтапном внедрении новых решений она позволит минимизировать влияние на производственные процессы и заложить основу для дальнейшего развития предприятия.

Библиографический список

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введен 2014–07–01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с
2. Проектирование распределительных электрических сетей, Фадеева Г.А., Федин В.Т. Мн.: 2009. – 364 с
3. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы» [Электронный ресурс] URL: https://minenergo.gov.ru/node/20706.

Кузьмин А.Ю., обучающийся, гр. ИЭМ-23-1; Малицкий Д.С., обучающийся, гр. аЭНК-22-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ГИБРИДНЫЕ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЫ В РАЙОНАХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Леб М.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

lebmaksim2@gmail.com

Энергоснабжение изолированных территорий представляет собой одну из наиболее сложных задач в современной энергетике. В России, где почти 65% территории относится к зонам децентрализованного энергоснабжения, эта проблема особенно актуальна. Изолированные энергосистемы, такие как те, что расположены в Дальневосточном федеральном округе и Арктической зоне, традиционно полагаются на дорогостоящую дизельную генерацию из-за отсутствия доступных альтернативных источников энергии. Однако развитие гибридных энергокомплексов (ГЭК), сочетающих традиционные источники энергии с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) и системами накопления энергии, открывает новые возможности для оптимизации энергоснабжения таких территорий [1].

Технологически изолированные энергосистемы – это системы, которые обеспечивают энергетическое снабжение определенной области или объекта, и в то же время они физически или технически отделены от других энергосистем или сетей. Это означает, что эти системы функционируют независимо от общих сетей энергоснабжения.

Технологически изолированные энергосистемы отличаются от традиционных сетей энергоснабжения по нескольким ключевым аспектам [2]:

1. *Зависимость от централизованной инфраструктуры:* традиционные сети энергоснабжения основаны на централизованной инфраструктуре, где производство и распределение энергии осуществляются через сеть передачи. В случае технологически изолированных энергосистем, энергия производится и потребляется на месте, без необходимости подключения к централизованной сети.
2. *Независимость*: технологически изолированные энергосистемы обеспечивают независимость в энергоснабжении. Они позволяют энергопотребителям производить и использовать энергию на месте, что особенно важно в удаленных и отдаленных районах, где подключение к традиционным сетям может быть сложным или невозможным.
3. *Источники энергии*: традиционные сети энергоснабжения обычно полагаются на традиционные источники энергии, такие как ископаемые топлива (уголь, нефть, газ) или ядерная энергия. В то время как технологически изолированные энергосистемы могут использовать широкий спектр источников энергии, включая возобновляемые источники, такие как солнечная, ветровая, гидроэнергия или биомасса.

4. *Гибкость и масштабируемость*: технологически изолированные энергосистемы обычно обладают большей гибкостью и масштабируемостью по сравнению с традиционными сетями энергоснабжения. Они могут быть адаптированы под конкретные потребности источника энергии и могут быть легко расширены или модифицированы при необходимости.

5. *Отказоустойчивость*: технологически изолированные энергосистемы, особенно если они основаны на нескольких источниках энергии или имеют резервные системы, обычно обладают большей отказоустойчивостью по сравнению с традиционными сетями энергоснабжения. Если один источник энергии выходит из строя, другие источники могут продолжать обеспечивать энергией систему. Это может быть особенно важным в условиях надежности и безопасности, где отключение энергии может иметь серьезные последствия.

Энергоснабжение изолированных территорий в России в настоящее время осуществляется с использованием различных технологий, которые учитывают географические, климатические и экономические особенности регионов. Основные подходы можно разделить на традиционные и современные решения [3].

Дизельные электростанции (ДЭС). Большая часть изолированных территорий до сих пор зависит от дизельных генераторов, работающих на привозном топливе. Это связано с отсутствием транспортной инфраструктуры и сложностями подключения к централизованным энергосистемам. Однако высокая стоимость топлива, логистические проблемы и экологические последствия делают этот подход неэффективным.

Газовые электростанции. В некоторых регионах используются газопоршневые установки, если месторождения газа находятся в относительной близости. Это позволяет снизить затраты по сравнению с дизельными станциями.

Солнечная энергия. Эффективно используется в южных районах, таких как Алтай, Республика Бурятия.

Ветроэнергетика. Применяется в прибрежных районах Камчатки, Сахалина и Арктики.

Малые гидроэлектростанции. Используются в южных регионах, где потенциальные потребители незначительно удалены от рек.

Распределенная генерация. Она представляет собой концепцию, при которой энергия производится и потребляется в непосредственной близости друг к другу, что значительно отличается от традиционной централизованной модели.

Плавучие атомные электростанции (ПАТЭС). В прибрежных районах рассматривается возможность использования ПАТЭС для обеспечения крупных объектов энергией.

Гибридные системы. Совмещение дизельных генераторов с ВИЭ и системами накопления энергии (например, аккумуляторами) позволяет повысить надежность энергоснабжения и снизить затраты на топливо. Такие системы уже внедрены в Якутии, Иркутской области и Забайкалье.

Одна из ключевых тенденций в развивающемся энергетическом секторе – появление гибридных энергетических комплексов (ГЭК) не только в изолированых энергорайонах, но и в больших объединённых энергосистемах. В гибридных энергетических комплексах энергоустановки объединены вместе – через общую структуру управления, либо физически. Такое объединение имеет несколько целей: снижение затрат, расширение функциональных возможностей, повышение эффективности или экологических характеристик по сравнению с альтернативными вариантами, основанными на одной технологии. В гибридных энергетических системах используются различные методы генерации и аккумулирования энергии, что обеспечивает надежное и эффективное энергоснабжение. Основные способы накопления энергии включают [4]:

1. *Аккумуляторы:*

Литий-ионные аккумуляторы: широко применяются благодаря высокой плотности энергии и длительному сроку службы. Они позволяют эффективно хранить избыточную электроэнергию, выработанную в периоды высокой генерации (например, в солнечные или ветреные дни).

Свинцово-кислотные аккумуляторы: более традиционный вариант, который также используется в гибридных системах. Они дешевле, но имеют меньшую эффективность и срок службы по сравнению с литий-ионными.

2. *Системы хранения энергии на основе водорода (электролиз воды).* Избыточная энергия может использоваться для электролитического разложения воды на водород и кислород. Полученный водород затем может храниться и использоваться как топливо для генерации электроэнергии в топливных элементах или сжигании в газовых турбинах.

3. *Накопление тепловой энергии*. Тепловые аккумуляторы используются для хранения избыточного тепла, полученного от солнечных коллекторов или других источников. Это тепло может быть использовано позже для отопления или генерации электроэнергии.

4. Г*идроаккумулирующие станции (ГАЭС)*. Используют избыток электроэнергии для перекачки воды из нижнего резервуара в верхний. В периоды повышенного спроса вода сбрасывается обратно, приводя в движение турбины для генерации электроэнергии.

5. *Механические системы хранения (маховики)*. Эти устройства хранят энергию в виде механической энергии вращающегося диска. Они могут быстро отдавать и принимать энергию, что делает их полезными для сглаживания пиковых нагрузок.

Эти методы аккумулирования энергии позволяют гибридным энергетическим системам обеспечивать надежное электроснабжение даже в

условиях переменчивых погодных условий и изменяющегося спроса на энергию.

Рассмотрим ключевые аспекты применения ГЭК для энергоснабжения изолированных территорий.

Преимущества гибридных энергокомплексов [4]:

Экономическая эффективность: использование ВИЭ в составе ГЭК позволяет снизить затраты на привозное топливо и эксплуатацию, что особенно важно для удаленных территорий.

Надежность энергоснабжения: гибридные системы обеспечивают стабильное энергоснабжение, поскольку они могут компенсировать непостоянство выработки ВИЭ за счет традиционных источников.

Энергетическая гибкость: ГЭК позволяют управлять балансом энергии и мощности, что важно для изолированных энергосистем, где динамика потребления и выработки может быть непредсказуемой.

В регионах России, таких как Дальневосточный федеральный округ и Арктическая зона, активно внедряются гибридные энергокомплексы для обеспечения энергоснабжения изолированных территорий. Например, в Якутии и на Камчатке запущено несколько ГЭК, которые включают дизельные и солнечные генераторы. Во многих странах гибридные системы используются для энергоснабжения островов и изолированных районов, что позволяет снизить стоимость электроэнергии на 20-40% по сравнению с традиционными методами.

Использование гибридных энергокомплексов для энергоснабжения изолированных территорий имеет значительные перспективы, особенно с учетом развития технологий ВИЭ и систем управления. Это направление может существенно улучшить энергетическую безопасность и экономическую эффективность в регионах с децентрализованным энергоснабжением.

В гибридных энергокомплексах наиболее эффективными типами возобновляемых источников энергии (ВИЭ) являются солнечные панели и ветряные турбины. Эти источники энергии широко используются благодаря своей доступности и эффективности в различных геоклиматических условиях.

Таким образом, современное энергоснабжение изолированных территорий базируется на переходе от традиционных методов к гибридным системам с использованием ВИЭ, что способствует повышению надежности, снижению затрат и уменьшению экологического ущерба.

Библиографический список

1. Иванова, И.Ю., Тугузова, Т.Ф. Малая энергетика изолированных энергосистем Дальнего Востока: приоритетные направления развития // Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке: материалы Междунар. конф. (2017, г. Якутск).

2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. Изд 2-е доп. СПб.: Наука, 2013.
3. Мудрецов А.Ф., Тулупов А.С. Вопросы развития альтернативной энергетики в России // Вестник Том. гос. ун-та. Экономика. 2016. № 4. – С. 38.
4. Развитие энергетики возобновляемых источников на основе типовых гибридных комплексов в распределенных энергосистемах / Тягунов М.Г. // Инноватика и экспертиза, №2, 20123. О распределенной энергетике начистоту // ТЭК. Стратегии развития, № 2, 2011.

Леб М.С., обучающийся, гр. ЦЭм-24-1 ИРНИТУ

УДК 620.91

ВОЗМОЖНОСТИ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ВОДОРОДА

Марченко О.В., Соломин С.В.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
marchenko@isem.irk.ru, solomin@isem.irk.ru

Введение. Для уменьшения опасного воздействия объектов энергетики на климат и окружающую среду желательно использование углеродно-нейтральных источников энергии [1]. К ним относятся возобновляемые источники энергии (ВИЭ), ядерная энергия и экологически чистый энергоноситель – водород.

Использование водорода в качестве топлива не сопровождается выбросами CO_2; единственным продуктом его сжигания является водяной пар. Низшая теплота сгорания водорода (120 МДж/кг) в 2,5-5 раз больше аналогичного показателя для органических топлив [2].

Водород также интересен как аккумулятор энергии, сглаживающий нестабильность выработки электроэнергии фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), особенно на длительных временных интервалах [3].

Основная часть водорода на сегодняшний день производится из природного газа методом паровой конверсии метана с выбросами при его производстве диоксида углерода (так называемый «серый водород»). В дальнейшем следует ожидать существенного повышения конкурентоспособности технологий получения водорода методом электролиза с использованием ядерной энергии («желтый/оранжевый/розовый/красный водород» по разным классификациям) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) («зеленый водород») [4]. Во всех указанных случаях водород является вторичным энергоносителем, и для его производства требуется дополнительная энергия.

Цель настоящей работы – обратить внимание на возможность добычи природного (натурального) водорода как первичного энергоресурса.

Места выходов природного водорода. Природный (геологический) водород принято называть «белым водородом». Он является ископаемым энергоресурсом и может добываться путем бурения скважин. Такой водород образуется в результате геологических процессов, а не путем преобразования органических топлив и процесса электролиза.

Существует мнение, что свободный водород в природе встречается редко. Однако во многих точках земного шара выявлены районы с высокой концентрацией водорода (рис. 1), привязанные к определенным геологическим структурам, в том числе на территории России [5, 6].

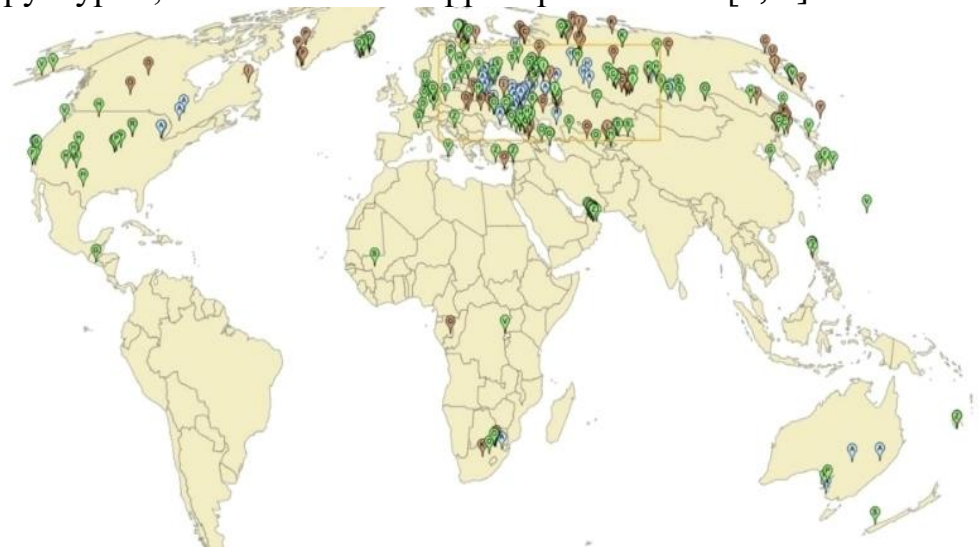


Рисунок 1 – Предполагаемые места выхода водорода (содержание H_2 не менее 10%). Зеленый цвет – свободный газ; коричневый – включения в различных типах горных пород; серый – растворенный газ в грунтовых водах [6]

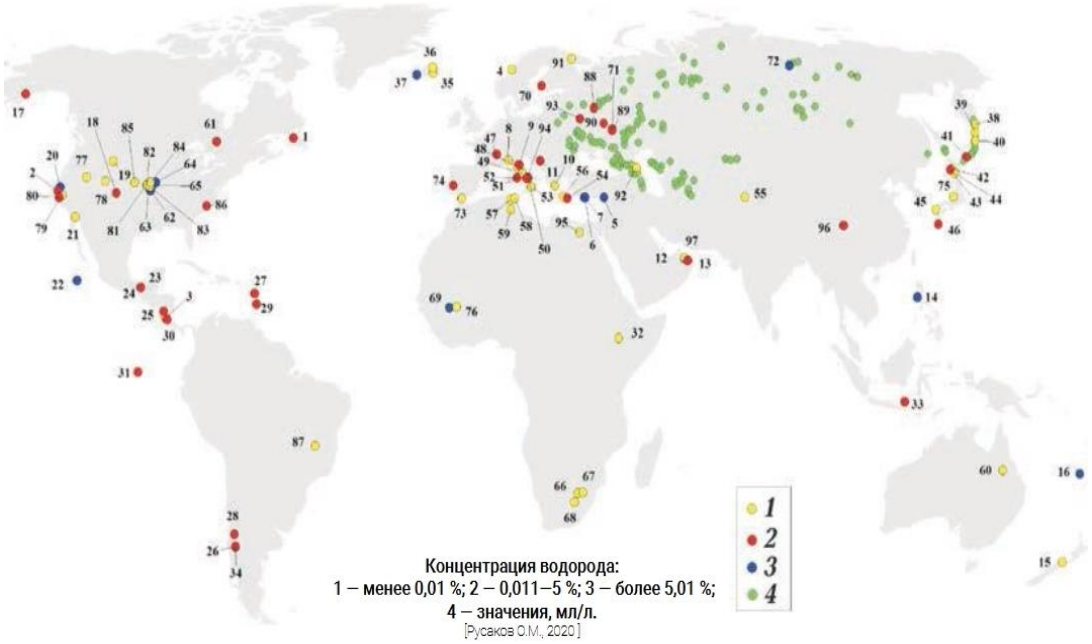


Рисунок 2 – Концентрации природного водорода [7]

В работе [6] дана классификация по трем основным разделам: водород как свободный газ в различных средах, как включения в различных типах горных пород и как растворенный газ в грунтовых водах (рис. 1). Другие оценки предполагаемых мест выхода и концентрации природного водорода в разных точках земного шара показаны на рис. 2 [7].

Известные формы проявления природного водорода и соответствующие им концентрации в некоторых частях Земного шара приведены на рис. 3.

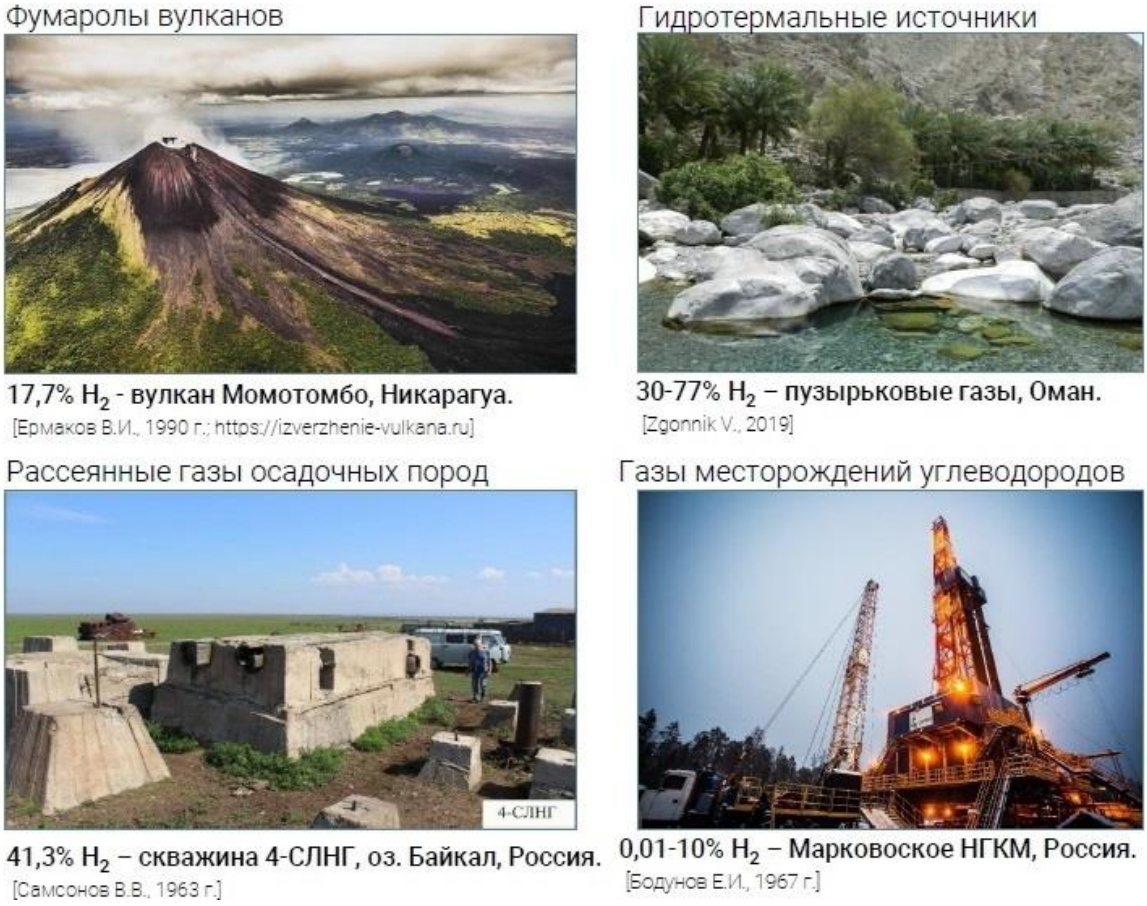


Рисунок 3 – Некоторые формы проявления природного водорода (Источник: Сибгеоком)

В 2017 году в ходе бурения скважины для поиска воды в поселке Буракебугу в Республике Мали был обнаружен газ, который почти на 98% состоит из водорода [8, 9]. Одна скважина была успешно эксплуатирована для выработки электроэнергии для местной деревни, двадцать четыре других разведочных скважины также продемонстрировали наличие природного H_2 в окружающей местности [8].

Газообразный природный водород практически всегда смешан с другими газами. Измерения концентрации газов в небольшой реке в Омане [10] показали, что доля водорода в составе газа составляет от 30% до 77% (табл. 1).

Таблица 1

Концентрации газов в некоторых ручьях Омана, %

Место замера	H_2, %	O_2, %	N_2, %	CH_4,%
1	30,3	1,1	61,0	7,6
2	30,7	1,1	60,6	7,5
3	70,0	2,2	24,3	3,5
4	71,7	1,7	23,0	3,5
5	37,3	3,1	52,8	6,8
6	35,1	4,4	54,3	6,2
7	77,0	0,0	14,2	8,8

В США была создана геологоразведочная компания, занимающаяся поиском водорода (NH2E), которая пробурила первую скважину в Канзасе в конце 2019 года. Во Франции компания «45-8» ищет гелий и H_2. Компании, занимающиеся поиском гелия, скорее всего, найдут также и водород, даже если изначально это не было их целью [11]. Бум в поисках природного водорода наблюдается в Австралии [5].

К сожалению, в настоящее время нет общепризнанных методик поиска залежей природного водорода, а также методов оценки его запасов. Массовому обнаружению H_2 препятствует ряд его диффузионных и химических свойств. Эти вопросы требуют дополнительных исследований [9].

Минимальная стоимость производства водорода традиционными способами на период до 2035 г. оценивается в 2-3 долл./кг, в том числе производимого методом электролиза [12]. Существуют оптимистические оценки возможности и экономической эффективности добычи природного водорода в промышленных масштабах.

Проект в Мали показал, что стоимость добываемого «белого» водорода составляет 0,50 долл./кг, что существенно ниже стоимости электролизного водорода. Согласно оптимистическим прогнозам, природный водород может оказаться, как минимум в 2 раза дешевле водорода, произведенного методом электролиза [8].

Заключение. Природный водород – новый и экологически чистый источник энергии. Некоторые оптимистические оценки говорят об экономической эффективности его добычи. В связи с этим поиск природного водорода может иметь хорошие перспективы.

Библиографический список

1. IEA, World Energy Outlook 2023. Paris: IEA. 2023. 355 p.
2. Abe J.O., Popoola A.P.I., Ajenifuja E., O.M. Popoola A.P.I. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 442, No. 29. P. 15072-15086.

3. Марченко О.В., Соломин С.В. Эффективность совместного использования возобновляемых источников энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21. – № 8. – С.111-121.
4. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production // Gases. 2023. Vol. 3, No. 1. P. 25-46.
5. Полеванов В.П. Природный водород. Предварительное руководство для поисков // Недра. – 2022. – № 2. – С. 4-11.
6. Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review // Earth-Science Reviews. 2020. Vol. 203. Art. no. 163103140.
7. Русаков О.М. Глобальная инвентаризация измерений концентрации свободного и растворенного в подземных водах молекулярного водорода в земной коре суши // Геофизический журнал. – 2020. Т. 142. № 6. С. 59-99.
8. Prinzhofer A., Cissé C.S.T., Diallo A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // Int. Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43. P. 19315-19326.
9. Maiga O., Deville E., Laval J., Prinzhofer A., Diallo A.B. Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali // Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Art. no.11876.
10. Zgonnik V., Beaumont V., Larin N., Pillot D., Deville E. Diffused flow of molecular hydrogen through the Western Hajar mountains, Northern Oman // Arabian Journal of Geosciences. 2019. Vol. 12. Art. no. 7. P. 12-71.
11. Moretti I., Webber M.E. Natural hydrogen: a geological curiosity or the primary energy source for a low-carbon future? // Materia Rinnovabile (Renewable Matter). 2021. Vol. 34. P. 1-6.
12. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка // Энергетическая политика. – 2022. – № 3. С. 58-67.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 г.

Марченко О.В., к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН; Соломин С.В., к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ О СОСТОЯНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ

Матреницкий И.В., Зуев Д.Д., Гольцов И.И.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
ivan.matrenitskij@yandex.ru

Введение. В данной статье рассмотрены современные решения использования БПЛА в электроэнергетике, описаны основные преимущества и особенности их применения в автоматизированных системах сбора и обработки данных о состоянии электрических сетей. Особое внимание уделено анализу эффективности использования БПЛА.

Общие сведения. Современные системы электроснабжения становятся все более сложными и распределенными, что создает новые трудности для обеспечения их надежной и эффективной работы.

Применение БПЛА в электроэнергетике открывает новые возможности для автоматизации процессов сбора и обработки информации о состоянии электрических сетей.

БПЛА обладают целым рядом преимуществ перед традиционными методами:

– Повышенная эффективность.
– Экономия ресурсов.

Современные БПЛА оснащаются широким спектром датчиков, камер, сканеров и другими сенсорами. Собранная информация обрабатывается с помощью специализированных программных обеспечений, что позволяет обнаруживать дефекты, оценивать состояние оборудования и прогнозировать возникновение дефектов.

БПЛА, используемые в технологиях автоматизации. Мониторинг воздушных ЛЭП при помощи БПЛА является новым и перспективным направлением в исследовании электрических сетей. На участках линий электропередачи, находящихся в труднодоступных местах, обследование наземными методами может затянуться на несколько дней или даже недель, а с помощью БПЛА – займет несколько часов.



Рисунок 1 – Основные БПЛА самолетного типа, используемые в России для обследования воздушных ЛЭП:
а) Птеро G0; б) Суперкам 350F; в) Геоскан 201

В России для мониторинга ЛЭП применяются БПЛА на основе самолетного и мультироторного типов [1]. Среди БПЛА самолетного типа (рис. 1) следует отметить следующие: Геоскан 101 и Геоскан 201 (ГК «Геоскан», Санкт-Петербург); Суперкам 100F, Суперкам 250F и Суперкам 350F («Финко», Ижевск); Птеро_G0 («АФМ-Серверс»).

Среди БПЛА мультироторного типа (рис. 2): Геоскан 401 (ГК «Геоскан»); Суперкам X8 («Финко»); Форпост X6.



Рисунок 2 – Основные БПЛА мультироторного типа, используемые в России для обследования воздушных ЛЭП:
а) Геоскан 401; б) Суперкам X8; в) Форпост X6

Далее в таблице 1 приведены основные технические характеристики БПЛА самолетного и мультироторного типов и их стоимость, включая программное обеспечение, в зависимости от дальности действия.

Таблица 1

Дальность действия БПЛА их стоимость

Дальность действия БПЛА и их стоимость			
Тип БПЛА	Наименование	Максимальная дальность действия (с возвратом в точку старта), км	Стоимость БПЛА, тыс. руб.
Мультироторный	Геоскан 401, Суперкам X8M, Форпост X6	10	1500-2000
Самолетный, малого радиуса действия	Геоскан 101, Суперкам 100F	35	1000-1400
Самолетный, среднего радиуса действия	Геоскан 201, Суперкам 250F	100	1400-2000
Самолетный, большого радиуса действия	Суперкам 350F Птеро-GO	135	От 2000
		300	От 4000

Применение БПЛА в мониторинге электрических сетей. С помощью БПЛА проводят аэрофотосъемочные работы, то есть получают снимки и осуществляют видеосъемку высокого разрешения элементов или участка воздушных линий электропередачи.

На снимках могут быть следующие элементы ЛЭП: опоры; провода; изоляторы; растительность и подстилающая поверхность охранной зоны трассы ЛЭП.

Снимок изолятора ЛЭП и снимок охранной зоны ЛЭП изображены на рис. 3.



Рисунок 3 – Снимки изолятора ЛЭП (слева) и охранной зоны (справа) с помощью БПЛА

Цифровые снимки, полученные с помощью БПЛА, позволяют проанализировать достаточно большое число дефектов, таких как:

– Дефекты опор – отсутствие, отрыв, деформация элементов металлических опор.

– Дефекты проводов, линейной и сцепной арматуры.

– Дефекты на трассе, в том числе в охранной зоне ЛЭП.

Согласно расчетам затрат на мониторинг воздушных ЛЭП [1], использование БПЛА эффективнее в сравнении с наземными методами по следующим показателям:

– Общая стоимость обследования 1 км ЛЭП ниже в 6 раз.

– Время на обследование 1 тыс. км ЛЭП сокращается в 5 раз, а для 1 км примерно в 3 раза.

Тепловизионная съемка с применением измерительной аппаратуры в инфракрасном (далее ИК) и ультрафиолетовом (далее УФ) диапазонах изображены на рис. 4. Облака точек лазерных отражений применяются значительно реже, и обладают бóльшим количеством недостатков, по этой причине далее они не рассмотрены.

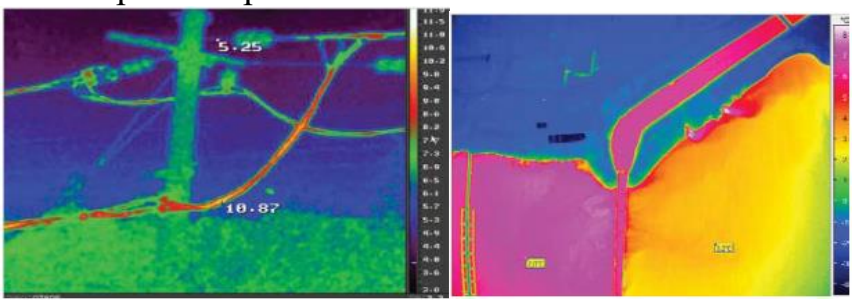


Рисунок 4 – Пример изображения, полученного при ИК-съемке тепловизором: С земли (слева); С БПЛА (справа)



Рисунок 5 – Снимок при УФ-съемке коронного разряда линии 500 кВ

На рис. 5 изображен снимок частичных поверхностных разрядов (короны) при естественном освещении. Для этого необходимо обеспечить экспозицию обследуемого участка в течение 5-10 с. Проблема необходимости оставаться в одной точке во время экспонирования кадра может быть решена за счет применения БПЛА мультироторного типа.

Интеграция БПЛА с существующими системами. Системы мониторинга за состоянием электрических сетей подразделяются на [2]:

– Системы на основе SCADA.

– Системы на основе интеллектуальных измерительных приборов (Smart Meters).

– Системы на основе анализа большого массива данных (Big Data).

– Системы на основе беспилотных летательных аппаратов (БПЛА или дронов).

Использование БПЛА лишь в одной системе мониторинга не подлежит рассмотрению в данной статье, так как уже существуют и постепенно внедряются разработанные и зарегистрированные изобретения, включающие в себя все системы мониторинга, описанные ранее.

Существуют различные патенты в области использования и интеграции БПЛА в системах электрических сетей, зарегистрированные в ФИПС (федеральный институт промышленной собственности). Далее рассмотрен один такой патент.

Наиболее распространены интеллектуальные системы автоматического мониторинга, сбора и обработки информации, имеющие в своей оснастке БПЛА, ПК и УФ-модели, перечень идентифицированных элементов ЛЭП, а также объектов охранной зоны, идентифицированных угроз и опасных ситуаций [3].

При интеграции БПЛА к существующим системами мониторинга ЛЭП станет возможен комплексный подход к управлению и оптимизации эксплуатации сетей. Ниже перечислены преимущества, достигаемые при рациональном внедрении и использовании дронов:

– Передача данных.

– Анализ данных.

– Автоматизация процессов.
– Интеграция с GIS-системами.

При интеграции такой системы в существующие электрические сети можно сократить время обследования ЛЭП, улучшить качество оценки, дефектовки ЛЭП и её охранной зоны.

Несмотря на очевидные преимущества, в России используют БПЛА в электрических сетях не так широко, как за рубежом. Это связано с рядом факторов [4]:

– Регуляторные ограничения.
– Отсутствие единого стандарта.
– Высокая стоимость.

Преимущества и недостатки БПЛА. Далее кратко описаны различные преимущества и недостатки БПЛА и их применения в существующих электрических сетях [5].

Из преимуществ стоит отметить:

– Скорость.
– Обследование труднодоступных мест.
– Высококачественные изображения.
– Высокая точность измерений.
– Внедрение новых технологий.
– Снижение затрат.

Недостатки при использовании БПЛА:

– Ограничения, связанные с погодными условиями.
– Сложность интеграции в действующие системы.
– Законодательные ограничения.
– Высокая начальная стоимость.
– Наличие узконаправленных специалистов.

Возможное будущее автоматизированных систем мониторинга с использованием БПЛА. В литературе наблюдается значительный прогресс, особенно в контексте их применимости в различных областях. Работа Османи и Шульца [6] предлагает всестороннее исследование технологий беспилотных летательных аппаратов, подчеркивая их широкое применение в такой области как мониторинг окружающей среды. Авторы тщательно анализируют системы оборудования, которые повышают эффективность эксплуатации БПЛА. Их статья представляет собой обзор электронного оборудования, и дает ценную информацию о показателях производительности и алгоритмах, необходимых для обработки данных, управления полетом и связи.

Ключевыми по мнению авторов [6] являются направления [6]:

– Интеграция с IoT и искусственным интеллектом.
– Расширенный функционал.
– Автономность.

– Увеличение дальности и длительности полетов.
– Миниатюризация.

Заключение. В статье рассмотрены преимущества использования БПЛА перед традиционными наземными методами мониторинга состояния ЛЭП.

Сопоставление дронов по их техническим характеристикам и разницей в типовых конфигурациях (в том числе их стоимости) показало, что существует необходимость правильного и рационального подбора БПЛА для его использования.

Стоимость затрат на обследование 1 км ЛЭП с помощью дронов ниже в 6 раз, а затраты по времени сокращаются в 3 раза (для 1 тыс. км. ЛЭП в 5 раз).

Внедрение патентов, разработанных для внедрения в системы автоматического сбора и обработки информации о состоянии электрических сетей, является перспективным и прогрессивным направлением в сфере автоматизации процессов надежности и качества электроснабжения.

На данный момент нет на 100% универсальных дронов, у каждого есть свои преимущества и недостатки в сравнении с другими.

У БПЛА огромный потенциал, но раскрыть его крайне сложно и затратно, особенно в реалиях, развивающихся и увеличивающихся электрических сетях.

Большое значение имеет государственная политика и поддержка инновационных технологий, а также направление развития всей энергетики страны.

Библиографический список

1. Барбасов В.К., Гречищев А.В. Мультироторные беспилотные летательные аппараты, представленные на российском рынке: обзор // Инженерные изыскания. Москва: Геомаркетинг. – 2014. – С. 27-31.
2. Интеллектуальные SCADA-системы: истоки и перспективы [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/intellektualnye-scada-sistemy-istoki-i-perspektivy (дата обращения 14.11.2024).
3. Патент № RU 2 789 896 C1 Российская Федерация, МПК B64C 39/02 (2006.01), G01R 31/08 (2006.01). Интеллектуальная система автоматического дистанционного мониторинга состояния ЛЭП: № 2022124492: 16.09.2022 г.: опубл. 14.02.2023 г./ Трухан Д.А., Дышкант Е.Е. – 27 с. [Электронный ресурс] URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2789896C1_20230214 (дата обращения 21.10.2024).
4. Оценка эффективности использования беспилотных авиационных систем при мониторинге линий электропередачи [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-effektivnosti-ispolzovaniya-bespilotnyh-aviatsionnyh-sistem-pri-monitoringe-liniy-elektroperedachi (дата обращения 22.10.2024).

5. Перспективы применения беспилотных летательных аппаратов при контроле и диагностике объектов энергетики [Электронный ресурс] URL: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-primeneniya-bespilotnyh-letatelnyh-apparatov-pri-kontrole-i-diagnostike-obektov-energetiki (дата обращения 23.10.2024).
6. Stewart, M. P., & Martin, S. T., Беспилотные летательные аппараты: основы, компоненты, механика и нормативы, Глава 1 [Unmanned Aerial Vehicles: Fundamentals, Components, Mechanics, and Regulations, Chapter 1]. Издательство «Nova Science Publishers, Inc.», (Нью-Йорк), 2021. – 70 с. [Электронный ресурс] URL: https://novapublishers.com/wp-content/uploads/2020/10/Unmanned-Aerial-Vehicles.pdf (дата обращения 23.10.2024).

Матреницкий И.В., Зуев Д.Д. обучающиеся гр. ЭУм-23-1; Гольцов И.И., обучающийся гр. ЦЭм-23-1; ИРНИТУ

УДК 621.548

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЭС В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Мигунова Л.Г., Мелошенко С.Г.
Самарский государственный технический университет
semechko2001@mail.ru

Наибольшее количество ветряной энергии производится в Соединенных Штатах, в то время как в Европе лидируют Нидерланды, Дания, Великобритания и Германия. В Германии расположена самая мощная ветряная электростанция, тогда как Дания генерирует 2000 МВт с помощью 6000 ветряных турбин, 80% из которых принадлежат частным лицам. Одной из крупнейших ветряных ферм в Дании является Middelgrunden с мощностью 40 МВт [1][4].

Развитие ветроэнергетики в России представляется перспективным, поскольку около 70% территории и 30% населения не имеют доступа к централизованным энергосетям и используют устаревшие дизельные генераторы. Однако переход на ветряную энергетику осложняется геофизическими условиями, так как ветрогенераторы менее эффективны в таежных лесах, в то время как морские побережья и степи более подходят для их установки [11].

Ветряная электростанция состоит [5] из генератора, мачты, лопастей, анемометр, аккумуляторных батарей, устройства АВР и трансформатора.

Современные ветровые электрические станции имеют три лопасти. Их длина может достигать 56 метров. Скорость вращения в пределах 12-24 оборотов в минуту. Для увеличения скорости вращения используются редукторы. Мощность современных ветрогенераторов достигает 750 кВт.

ВЭС предоставляют ряд преимуществ [7], таких как возобновляемость первичного источника энергии, простота конструкции и низкая себестоимость выработанной электроэнергии. Стоит отметить, что ветряные электростанции наносят меньший вред окружающей среде.

К недостаткам ВЭС [8] можно отнести прямую зависимость генерации от наличия и равномерности ветра, низкий КПД, а также снижение окупаемости с ростом мощности оборудования.

Северные регионы России развиваются, и в некоторых из них электроснабжение осуществляется с помощью устаревших дизельных установок, что экономически невыгодно. Внедрение новых технологий выработки электроэнергии повысит качество и надежность электроснабжения, способствуя развитию региона.

В качестве площадки для внедрения ветряных электростанций было рассмотрено село Сиреники, которое расположено в Провиденском районе Чукотского автономного округа. Село находится неподалёку от мысов Якун и Уляхпен, а также лагуны Имтук, богатой треской и лососем (рис. 1). Численность населения по данным на 2015 г. составляет 402 человек. В Сирениках построены новые благоустроенные коттеджи, имеется средняя школа, библиотека, больница и дом культуры. Электроснабжение производится за счет дизельной электростанции.

Климатические условия в селе Сиреники характеризуются низкими среднегодовыми температурами, с максимальной долей осадков в летний и осенний периоды. Минимальная зимняя температура достигает –28 °С, максимальная летняя – +12 °С, а сильные ветры могут достигать 25 м/с. Данные основаны на 30-летних метеорологических моделях с пространственным разрешением около 30 км (meteoblue). Детализированная диаграмма со скоростью ветра по дням представлена на рис. 1.

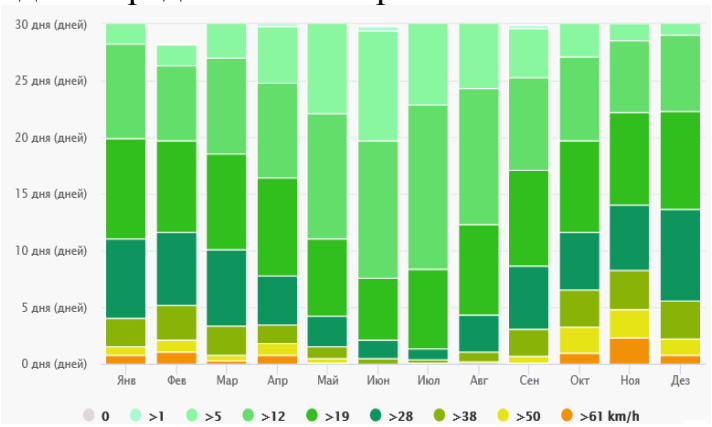


Рисунок 1 – Скорость ветра по месяцам в селе Сиреники

В селе Сиреники 67 домов и 325 человека, в среднем по 6 человек на дом. Дизельная электростанция обеспечивает электроэнергией все дома и мелкосерийное производство мороженой рыбы, которое потребляет около 25 кВт·ч [9].

Общее количество потребляемой электроэнергии в год составит:

$$W_{\text{сумм}} = n_{\text{чел}} \cdot w_{\text{сред мес чел}} \cdot m_{\text{мес}} + w_{\text{сред час предп}} \cdot h_{\text{часов}} \cdot m_{\text{мес}} =$$
$$= 325 \cdot 49 \cdot 12 + 25 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 12 = 407100 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

С учетом того, что в качестве наиболее ответственного потребителя можно выделить производственное предприятие, перспективным для данного места является установка одной ВЭС номинальной мощностью 30 кВт. При этом дизельная электростанция будет использоваться в качестве резервного источника при недостаточной генерации ВЭС [10].

Скорость вращения винта ветрогенератора управляется при помощи реле-регулятора, переключение происходит при достижении определённой величины силы тока, которая соответствует оптимальному для генератора режиму. Реле подключает шунт, за счёт которого создаётся тормозящий момент.

Проектный срок службы ветрогенератора составляет 25 лет [2].

Данные о скоростях ветра представлены в табличной форме, что затрудняет определение интервала времени для конкретной скорости и требует применения теории вероятности. Для каждого диапазона скоростей можно использовать нормальный (Гаусовский) закон распределения случайной величины [6]:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}},$$

тогда наиболее вероятная скорость ветра:

$$\mu = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}.$$

Исходя из полученных зависимостей и принятых условий, был произведен расчет вырабатываемой ветрогенератором мощности при различных скоростях ветра для каждого месяца в селе Сиреники.

В результате проведенных [3] расчетов вырабатываемый объем электроэнергии за год составит 85723,2 кВт·ч. При стоимости 1 кВт·ч = 15 руб. выручка от реализованной продукции за год составит 1285,85 тыс. рублей.

Капитальные вложения в проект, включающие в себя ветрогенератор, контроллер, инвертор, гидравлическую мачту, установку и наладку оборудования, составляет 2306,9 тыс. рублей. Издержки на ремонт и обслуживание в год принимаются равными 120 тыс. рублей. Заработная плата персоналу в составе из 2 человек (низкой квалификации) работающих посменно – 432 тыс. руб.

Амортизационные отчисления за год:

$$\text{И}_\text{а} = K_{\text{уст}}(1/n) \cdot 12,$$

где n – срок полезного использования установки в месяцах; $\text{К}_{\text{уст}}$ – стоимость установки.

Амортизационные отчисления приведены в табл. 1.

Таблица 1

Амортизационные отчисления по агрегатам

Ветрогенератор	Контроллер	Инвертор	$И_{асумм}$
60,8 тыс. руб.	6,612 тыс. руб.	7,36 тыс. руб.	74,772 тыс. руб.

Прибыль до налогообложения:

$$PR = V_{реал} - И_{асумм} - И_{р} - И_{П}.$$

Прибыль после налогообложения:

$$П_{ч} = PR \cdot (1 - 0{,}24).$$

Чистый денежный поток:

$$NCF = П_{ч} + И_{асумм}.$$

Определим коэффициенты дисконтирования по годам: $К_d=(1+q)^{-t}$, где t – положение текущего года по отношению к базисному. Норма дисконта принимается равной ставке рефинансирования ЦБРФ. По данным от 31 января 2025 г. ставка рефинансирования была принята на уровне 21 % (q = 0,21). Коэффициент дисконтирования рассчитывается на каждый год. Сумма коэффициентов дисконтирования составит:

$$\sum K_d = 4{,}712.$$

Расчет чистой дисконтированной стоимости:

$$NPV = \sum NCF \cdot K_d - K_{\sum}.$$

Расчет коэффициента рентабельности:

$$BCR = \sum NCF \cdot K_d / K_{\sum}.$$

Внутренняя норма доходности:

$$E_{вн} = K/(П_{ч} + И_{а}).$$

Значения всех рассчитанных величин сведены в табл 2.

Таблица 2

Результат расчета экономических показателей

PR	$П_{ч}$	NCF	NPV	BCR	$Е_{вн}$
659,076 тыс. руб.	500,9 тыс. руб.	575,67 тыс. руб.	406,128 тыс. руб.	1,176	4,007

Расчет срока окупаемости проекта (PBP):

$$\sum (NCF_i - K_i) \cdot K_{di}.$$

Таблица 3

Расчет срока окупаемости (PBP)

Годы:		K		NCF		Kd		
1	=	-2306,9	+	575,67	*	1	=	-1731,23
2	=	-1731,23	+	575,67	*	0,8265	=	-1255,47
3	=	-1255,47	+	575,67	*	0,6830	=	-862,28
4	=	-862,28	+	575,67	*	0,5645	=	-537,33
5	=	-537,33	+	575,67	*	0,4665	=	-268,78
6	=	-268,78	+	575,67	*	0,3855	=	-46,83
7	=	-46,83	+	575,67		0,3186	=	136,6

Проект окупится менее чем за 7 лет.

Положительные эффекты, достигаемые при реализации данного проекта:

– снижается нагрузка на дизельный генератор, тем самым увеличивается его срок эксплуатации;

– экономит 3476 л. дизельного топлива в год;

– станция способна выработать значительно больше электроэнергии при сильных порывах ветра, которые характерны на данной местности.

Развитие Северных регионов нашей страны одна из главных задач поставленная на сегодняшний день. ВИЭ являются перспективным направлением для электроснабжения отдаленных участков, где экономически нецелесообразно и технически невозможно проложить линии электропередач. В работе, на примере села Сиреники, была рассмотрена техническая возможность установки ветрогенератора с учетом имеющихся климатических условий с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. Произведен расчет вырабатываемой при помощи ветроустановки электроэнергии и оценена стоимость реализованной продукции на примере 2025 года.

Библиографический список

1. Материалы Всероссийского научно-технического совещания по ветроэнергетике. – Уфа, 22 мая 2015 г.
2. Поручение Минэнерго по итогам заседания президиума Совета при Президенте России по стратегическому развитию и приоритетным проектам. [Электронный ресурс] URL: http://government.ru/dep_news/ (дата обращения 12.03.2025).
3. Гольдштейн В.Г. Методические указания к курсовому проектированию: «Проектирование районной электрической сети».
4. Развитие технологий ветроэнергетики в мире. Информационная справка Дирекции по экономике отраслей ТЭК. Октябрь 2014 г.
5. Принцип работы двигателей ветряной электростанции [Электронный ресурс] URL: https://madenergy.ru/stati/princip-raboty-dvigatelej-vetryanoj-ehlektrostancii.html (дата обращения: 12.03.2025).
6. Нормальное распределение [Электронный ресурс] URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/нормальное_распределение (дата обращения: 12.03.2025).
7. Устройство, принцип работы, преимущества и недостатки ветряных электростанций [Электронный ресурс] URL: https://energo.house/veter/vetryanye-elektrostantsii.html (дата обращения: 12.03.2025).
8. Ветряные электростанции: преимущества технологии [Электронный ресурс] URL: https://madenergy.ru/stati/preimushchestvo-i-nedostatki-vetrovyh-ehlektrostancij-po-sravneniyu-s-teplovymi-tehs.html (дата обращения: 12.03.2025).
9. Китаев С.В., Смородова О.В., Усеев Н.Ф. Об энергетике России // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016.

10. Байзакова Д.Ф. Строительство объектов возобновляемых источников энергии // Аллея науки. – 2017. – Т. 4. – № 9. – С.777-779.
11. Пиляева О.В. Возобновляемые источники энергии и перспективы развития // Эпоха науки. – 2017. – №11. – С. 120-122

Мигунова Л.Г., к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции»; Мелошенко С.Г., обучающийся, гр. 3-ЭТФ-22ЭТФ-101

УДК 621.316

ВОЗМОЖНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ МАЛЫХ ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Миронова Е.А., Балобанов Р.Н., Иксанов Ф.Ф.
Казанский государственный энергетический университет
mironova.energo@yandexl.ru

Малые гидроэлектростанции (ГЭС) обеспечивают энергетическую устойчивость, особенно в отдаленных и труднодоступных районах. В России малой гидроэнергетикой считаются бесплотинные гидроэлектростанции с мощностью до 25 МВт, при этом мощность одного гидроагрегата не должна превышать 10 МВт. Хотя малые ГЭС не всегда пользовались популярностью, они по-прежнему играют важную роль в обеспечении электроэнергией удаленных и энергодефицитных районов, которые занимают до 40% территории страны. Производимая на малых ГЭС экологически чистая энергия помогают уменьшить выбросы парниковых газов. Однако, эффективность работы малых ГЭС во многом зависит от состояния их гидрогенераторов, которые являются ключевым элементом преобразования энергии.

Искусственный интеллект (ИИ) представляет собой перспективную технологию, которая активно внедряется в энергетическую отрасль для повышения эффективности и надежности работы оборудования. Актуальность и повышенный интерес к применению методов искусственного интеллекта в энергетике обусловлены как основными трендами развития (интеллектуальная энергетика, цифровая энергетика, «умные» цифровые двойники и др.), так и повышенным интересом к применению систем искусственного интеллекта и возможностям его применения для эксплуатации гидрогенераторов малых ГЭС, включая диагностику, прогнозирование износа и оптимизацию режимов работы.

Основные подходы к использованию ИИ в эксплуатации гидрогенераторов.

1. Диагностика гидрогенераторов.

Анализ данных: ИИ позволяет анализировать данные, полученные от датчиков, установленных на гидрогенераторах, для выявления аномалий и неисправностей.

Вибродиагностика: для анализа вибрационных характеристик и выявления дисбаланса ротора, износа подшипников и других механических неисправностей возможность использования алгоритмов ИИ.

Тепловизионный контроль: ИИ помогает анализировать данные тепловизоров для обнаружения перегрева узлов оборудования.

2. Прогнозирование износа оборудования.

Машинное обучение: использование алгоритмов машинного обучения для прогнозирования износа компонентов гидрогенераторов, таких как подшипники и изоляция.

Прогнозное обслуживание: при переходе от планового к прогнозному техническому обслуживанию появляется возможность снизить затраты и повысить надежность работы оборудования.

3. Оптимизация режимов работы.

Регулировка нагрузки: использование ИИ для оптимизации нагрузки на гидрогенераторы в зависимости от уровня воды в водохранилище и спроса на электроэнергию.

Управление в реальном времени: Автоматическая корректировка режимов работы гидрогенераторов на основе данных, полученных от датчиков.

4. Управление и мониторинг.

Автоматизированные системы управления: Применение искусственного интеллекта для автоматизации процессов управления гидрогенераторами, что уменьшает вероятность аварий и увеличивает эффективность работы.

Анализ больших данных: Искусственный интеллект позволяет обрабатывать обширные объемы данных для обнаружения закономерностей и принятия обоснованных решений.

Примеры использования искусственного интеллекта в зарубежной энергетической отрасли.

1. Скандинавия. На малых ГЭС в Скандинавии ИИ используется для анализа данных от датчиков и прогнозирования износа гидрогенераторов, что позволило снизить количество внеплановых остановок на 30%.

2. Канада. В Канаде алгоритмы ИИ применяются для оптимизации нагрузки на гидрогенераторы, что позволило повысить эффективность работы станций на 15%.

3. Германия. В Германии ИИ используется для автоматизации процессов управления гидрогенераторами, что позволило снизить затраты на техническое обслуживание.

Перспективы использования ИИ в энергетическом секторе.

1. Синергия с другими технологиями: Искусственный интеллект может быть объединен с такими технологиями, как Интернет вещей (IoT) и цифровые двойники, что позволит улучшить точность прогнозирования и автоматизировать процессы управления. Расширение функциональности: в

будущем ИИ может быть использован не только для диагностики и управления гидрогенераторами, но и для управления всей энергосистемой, включая распределение энергии и интеграцию с возобновляемыми источниками.

2. Снижение стоимости внедрения: развитием технологий стоимость создания и внедрения ИИ будет снижаться, что сделает его доступным для большего числа малых ГЭС.

Искусственный интеллект представляет собой мощный инструмент для повышения производительности и надежности гидрогенераторов малых гидроэлектростанций. Использование ИИ в диагностике, прогнозировании износа и оптимизации рабочих режимов способствует снижению затрат на техническое обслуживание и повышению надежности оборудования. Системы ИИ способны выявлять закономерности и сигналы, указывающие на возможные неисправности или поломки, благодаря постоянному мониторингу состояния оборудования и инфраструктуры.

Внедрение ИИ способствует переходу к более устойчивой и интеллектуальной энергетической системе, помогая в управлении водными ресурсами и техническом обслуживании. Умные алгоритмы мониторинга и управления гарантируют стабильную работу энергосистем без сбоев. Например, в компании, специализирующейся на гидроэнергетике, внедрение ИИ для предиктивной диагностики гидроагрегатов увеличило межремонтные интервалы на 30% и сократило затраты на техобслуживание на 25%. Предиктивная аналитика помогает своевременно проводить техническое обслуживание гидрогенераторов.

Библиографический список

1. Бушуев В.В. Интеллектуальное (когнитивное) прогнозирование и управление в энергетике // В кн.: Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. М.: ИНЭИ РАН.2018.

2. Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А. Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. №1. 2019 С. 2-14. DOI: http://doi.org/10.25728/pu.2019.

Миронова Е.А., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Балобанов Р.Н., доцент кафедры ЭС им. В.К. Шибанова КГЭУ, Иксанов Ф.Ф., обучающийся, гр. Э-2-21 КГЭУ.

УДК 620.92

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ И ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СИБИРИ

Мольков В.А., Суслов К.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Иркутский национальный исследовательский технический университет
vel.a.m@yandex.ru

Энергосистема Сибири характеризуется уникальными особенностями, такими как высокая доля гидрогенерации, наличие энергоёмких промышленных потребителей и протяжённые слабонагруженные сети. В условиях глобального перехода к низкоуглеродной энергетике и роста доли переменной генерации от ВИЭ возникает необходимость в новых решениях для обеспечения устойчивости и гибкости энергосистемы. Одним из таких решений являются системы накопления электрической энергии (СНЭЭ), которые позволяют балансировать спрос и предложение, снижать пиковые нагрузки и интегрировать ВИЭ. В данной статье исследуется потенциал применения СНЭЭ в энергосистеме Сибири и оценивается их эффективность в различных сценариях.

Можно выделить следующие специфические характеристики, которые определяют целесообразность внедрения СНЭЭ в условиях энергосистемы Сибири. Во-первых, высокая доля гидроэлектростанций (ГЭС) обеспечивает гибкость генерации, но их возможности ограничены сезонными изменениями водности рек. Во-вторых, наличие крупных промышленных потребителей, таких как алюминиевые заводы и горно-обогатительные комбинаты, создаёт неравномерную нагрузку на энергосистему. В-третьих, многие населённые пункты в Сибири являются удалёнными и изолированными, что делает их зависимыми от дизельной генерации. Однако, также справедливо отметить, что суровые климатические условия, включая низкие температуры зимой, влияют на работу энергооборудования, включая СНЭЭ. [1-4]

Системы накопления электрической энергии могут выполнять несколько ключевых функций в энергосистеме Сибири. Они способны сглаживать пики нагрузки, накапливая энергию в периоды низкого спроса и отдавая её в периоды пиковых нагрузок. Кроме того, СНЭЭ играют важную роль в интеграции возобновляемых источников энергии, компенсируя нестабильность генерации от солнечных и ветровых электростанций. Также они могут обеспечивать резервную мощность для покрытия аварийных ситуаций и снижать потери в сетях за счёт локализации генерации и потребления [5].

Установка СНЭЭ на промышленных объектах позволяет снизить затраты на электроэнергию за счёт арбитража. Это достигается путём накопления энергии в периоды низких тарифов и её использования в периоды высоких. Такой подход особенно актуален для энергоёмких производств, таких как алюминиевые заводы, которые характеризуются высоким и неравномерным потреблением энергии.

В удалённых населённых пунктах, где энергоснабжение осуществляется от дизельных генераторов, СНЭЭ в сочетании с возобновляемыми источниками энергии могут значительно снизить затраты на топливо и повысить надёжность энергоснабжения. Это особенно важно для регионов, где подключение к единой энергосистеме экономически нецелесообразно.

В условиях высокой доли гидрогенерации СНЭЭ могут дополнить возможности ГЭС по маневрированию, особенно в периоды паводков или засух. Это повышает устойчивость энергосистемы и снижает зависимость от ископаемого топлива, способствуя переходу к низкоуглеродной энергетике.

Суровые сибирские зимы могут снижать эффективность некоторых типов накопителей, таких как литий-ионные аккумуляторы. Для решения этой проблемы требуются специальные технические решения, включая термоизоляцию и системы подогрева, которые позволяют обеспечить стабильную работу оборудования при низких температурах.

Внедрение СНЭЭ требует значительных инвестиций, что может быть ограничивающим фактором для регионов с низкой плотностью населения. Однако снижение стоимости технологий и государственная поддержка могут сделать их внедрение более экономически оправданным. В частности, субсидии или льготы для проектов, связанных с накоплением энергии, могут стимулировать их развитие [6].

Для успешного внедрения СНЭЭ необходимы чёткие правила их участия на рынке электроэнергии и мощности. Это включает создание механизмов оплаты за предоставление резервной мощности, участие в балансировке спроса и предложения, а также интеграцию в программы управления спросом [5,6].

В мире уже существуют успешные примеры применения СНЭЭ в условиях, схожих с сибирскими. Например, в Канаде, в северных регионах, накопители энергии применяются для балансировки нагрузки и интеграции ВИЭ [8].

Применение систем накопления электрической энергии в энергосистеме Сибири является перспективным направлением, которое может способствовать повышению гибкости, надёжности и устойчивости энергоснабжения. Наиболее эффективными сценариями внедрения СНЭЭ являются использование в изолированных энергорайонах для снижения затрат на дизельную генерацию, установка на промышленных объектах для снижения

затрат на электроэнергию, а также балансировка энергосистемы в условиях роста доли возобновляемых источников энергии.

Для успешной реализации необходимы инвестиции, адаптация технологий к суровым климатическим условиям и поддерживающая регуляторная среда. В долгосрочной перспективе СНЭЭ могут стать важным элементом энергосистемы Сибири, способствуя её переходу к низкоуглеродной энергетике и повышению устойчивости к вызовам современной энергетики. СНЭЭ могут существенно улучшить управление спросом и устойчивость энергосистемы Сибири, особенно в сочетании с ВИЭ и модернизацией сетей.

Библиографический список

1. Системный оператор Единой энергетической системы. ЭЭС России. ОЭС Сибири [Электронный ресурс] URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ups/oes-siberia/ (дата обращения: 07.03.2025)
2. С. Игнатов. Электроэнергетика Сибирского ФО: состояние и перспективы развития «Рынок Электротехники», журнал-справочник, [Электронный ресурс] URL: https://marketelectro.ru/node/elektroenergetika-sibirskogo-fo-sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya (дата обращения: 07.03.2025)
3. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды. модели, механизмы и практики управления – Иркутск, 2020.
4. Сидоровнина И.А. Энергосистема Сибири: особенности и перспективы развития // Бизнес. Образование. Право. Вестник Волгоградского Института Бизнеса, 2015, май № 2 (31)
5. Системный оператор Единой энергетической системы. Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию.
6. Потапов В.В., Суслов К.В., Федчишин В.В., Новиков Г.К. Электроизоляционная, кабельная и конденсаторная техника – Иркутск, 2013.
7. Petkov E., Paolo Gabrielli P. The role of seasonal storage in decarbonizing the energy system [Электронный ресурс]: Energy Blog. ETH Zurich – URL: https://blogs.ethz.ch/energy/seasonal-storage/ (дата обращения: 08.03.2025)
8. Canada 2022 - Energy Policy Review. International Energy Agency (IEA). 2022

Мольков В. А., аспирант кафедры ГВИЭ НИУ МЭИ;
Суслов К. В., доктор технических наук, профессор кафедры ГВИЭ НИУ МЭИ

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДА КЗ ПРИ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКЕ СИГНАЛОВ

Муссонов Г.П., Бауман А.А., Зубова Е.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
genmuss@gmail.com

Определение вида КЗ, то есть короткого замыкания, является важной задачей, т. к. от вида КЗ зависит способ или алгоритм реакции релейной защиты и автоматики.

Из физики известно, что при любом изменении мгновенного значения тока Δi в каждом фазном проводе ЛЭП, которое происходит в момент времени Δt, в токопроводящем материале любой природы, находящемся в зоне действия магнитного поля этого фазного провода, наводится ЭДС индукции. При передаче переменной электрической энергии, мгновенное значение которой по своей природе в России изменяется с частотой 50 Гц, то есть 200 раз в секунду меняется знак ускорения и скорости. Это приводит к тому, что в расположенном рядом проводнике *П* возникает ЭДС индукции, которая пропорциональная сумме изменения скоростей магнитных потоков, создаваемых каждым фазным проводом ЛЭП. Таким образом, этот проводник *П* может служить датчиком значений токов, протекающих во всех трёх фазных проводах этой ЛЭП, и он один отлично исполняет роль трёх ТТ – трансформаторов тока.

Это первое достоинство проводника *П*. При этом нужно учитывать, что магнитный поток ослабевает пропорционально квадрату расстояния l_A, l_B, l_C (см. рис. 1), соответственно, от фазных проводов *A*, *B*, *C* до этого проводника *П*.

Примерная конфигурация расположения проводника *П* относительно фазных проводов показана на фиг. 1. Поперечное сечение фазных проводов *A*, *B* и *C* на рис. 1 изображено в виде заштрихованных окружностей. Угол α показывает величину отклонения фазных проводов *A* и *C* от вертикали. На практике углы отклонения могут не совпадать, но это не имеет значения для точности работы такого датчика.

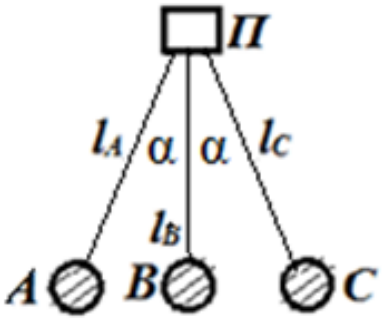


Рисунок 1 – Пример расположения проводника П относительно фазных проводов A, B, C

Под проводником *П*, на деле, понимается преобразователь электромагнитного поля, создаваемого токами, протекающими в трёх нами контролируемых фазных проводах ЛЭП, в мгновенную сумму трёх ЭДС индукции. Простейшая конструкция такого магнитного датчика представляет собой проволоч-

ную катушку. Авторские права на эту конструкцию и на способ её использования для релейной защиты в России (СССР) приведены в патентах, например, в [1] и в [2]. Такой магнитный датчик в опубликованных старых электроэнергических работах прошлого века, посвящённых РЗА, например, в работах [3] и [4], магнитный датчик называют магнитным трансформатором тока (МТТ).

Другим достоинством магнитного датчика или МТТ является факт отсутствия контактов с силовыми фазными проводами этой ЛЭП, другими словами, нет омической связи. Вследствие этого факта – техническое обслуживание магнитного датчика или МТТ становится более безопасным.

Ещё одним достоинством является то, что магнитный датчик располагается на определённом расстоянии от контролируемых силовых фазных проводов, значит, он не требует специальной изоляции от высоких номинальных напряжений фазных проводов с контролируемым током. Это существенно для оборудования высокого напряжения, поскольку использование трансформаторов тока с омической связью более сложно и дорого из-за их громоздкости и дороговизны, так как изоляция становится более объёмной и дорогостоящей.

Математика определения величины ЭДС индукции тоже известна, например, в справочнике [5]. Если в фазном проводе воздушной линии, например, на рис. 1 в проводе фазы B протекает ток I_B, то в обмотке датчика, установленного на расстоянии l_B от фазного провода B индуктируется ЭДС $\mathcal{E}_B$, которая является функцией величины протекающего тока в фазном проводе B. Значение ЭДС $\mathcal{E}_B$, согласно правилу Э.Х. Ленца, определяется выражением:

$$\mathcal{E}_B = -\Delta\Phi_B / \Delta t, \qquad (1)$$

где $\Delta\Phi_B$ — выражает изменение магнитного потока Φ_B или вектора магнитной индукции B_B за отрезок времени Δt через рабочую поверхность S_B магнитного датчика или МТТ.

Закон изменения магнитной индукции B_B для магнитного поля, создаваемого бесконечным прямолинейным проводником, что имеет место для ЛЭП высокого напряжения, с током I_B, описывается выражением:

$$B_B = \mu \cdot \mu_0 \cdot I_B / 2 / \pi / l_B, \qquad (2)$$

здесь μ – относительная магнитная проницаемость среды, в нашем случае – воздуха; μ_0 – магнитная постоянная; π – константа, равная отношению длины окружности к её диаметру.

Значения ЭДС для других фазных проводов A и C на рис. 1 также описываются формулами (1) и (2), в которых индексы у переменных имеют соответствующее значение. Небольшое отличие в том, что рабочая поверхность S_A и S_C магнитного датчика или МТТ, при симметричном его расположении относительно фазных проводов A и C уменьшается на величину cos α, где α – это угол отклонение направления расстояний l_A, м l_C от вертикали, на рис. 1 этот угол α обозначен с обеих сторон вертикали. Значение угла α

невелико и величина функции cos α близка к единице, так что это отличие можно не учитывать. При цифровой обработке сигнала для точного учёта угла отклонения в формуле (1) значений магнитного потока Φ_i, $i = A, B, C$, то есть для всех фазных проводов, является не сложной задачей.

На рис. 2 приведены графики значений, индуктируемых ЭДС при разных режимах работы ЛЭП. На левом верхнем графике рис. 2, А) приведён нормальный режим функционирования ЛЭП. При симметричной нагрузке в ЛЭП, амплитудные значения тока во всех фазных проводах примерно одинаковые. На графиках рис. 2 амплитудные значения тока во всех фазных проводах равно единице.

Различие в амплитуде сигналов при симметричной нагрузке на рис. 2, А), получаемых от разных фазных проводов, обусловлено тем, что для фазного провода *B*, как это видно на рис.1, расстояние до рабочей поверхности магнитного датчика или МТТ наименьшее, и потери на рассеивание магнитного потока Φ_B наименьшее из всех трёх контролируемых фазных проводов.

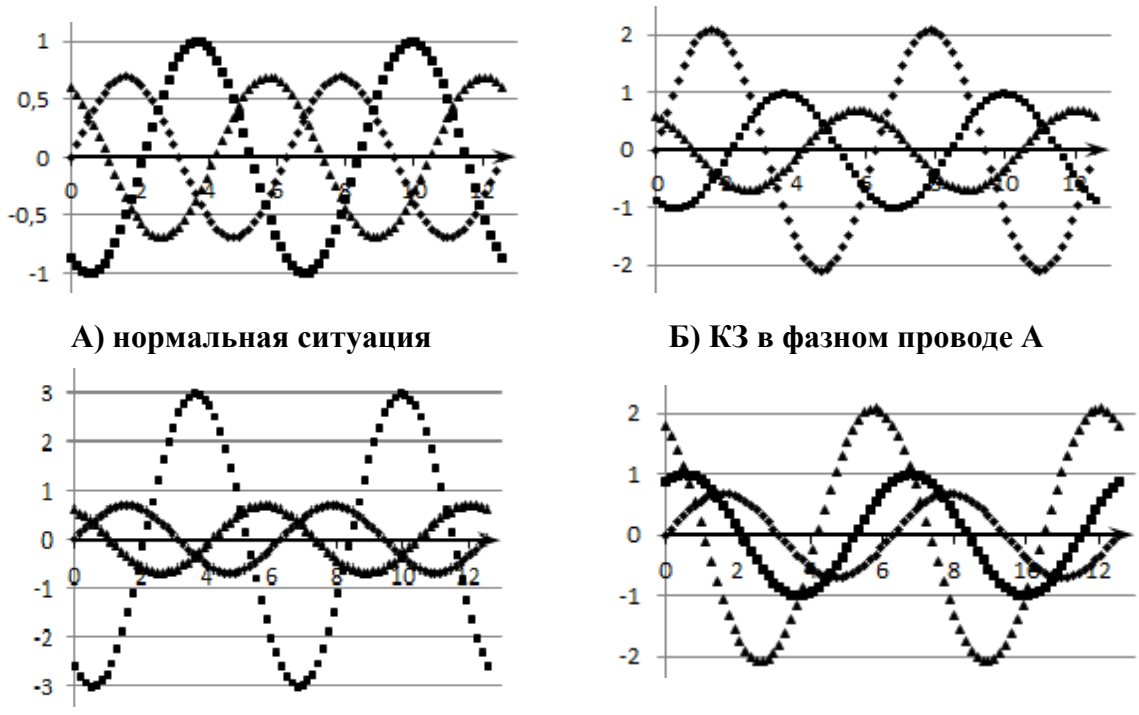


Рисунок 2 – Значение индуцируемых ЭДС при разных режимах работы ЛЭП. Обозначения графиков: ♦ – фазный провод А; ■ – фазный провод В; ▲ – фазный провод С

На остальных трёх графиках рис. 2, Б), В) и Г) приведены графики короткого замыкания (КЗ) на фазных проводах *A*, *B* и *C*, соответственно. При этом амплитудные значения тока КЗ во всех фазных проводах было

равно всего двум единицам. Это сделано для иллюстрации чувствительности метода, т. к. реальные токи КЗ превышают номинальные значения тока в 10 раз. На графике рис. 2, В) амплитудные значения тока КЗ в фазном проводе *В* больше двух, это обусловлено расположением магнитного датчика *П* относительно фазного провода *В*.

Анализируя графики значения токов однофазного КЗ, термин используется согласно ГОСТ [6], видим, что амплитудные значения тока КЗ для каждого фазного провода существенно отличается от амплитудных значений соседних проводов, которые располагаются сдвинутыми на 120º вправо и влево от амплитуды тока КЗ.

Этот способ, то есть с использованием преобразователя электромагнитного поля также, как и обычный трансформатор тока передаёт весь спектр гармонических составляющих в сигнале. Учитывая, что частота гармонических составляющих больше, чем частота основного сигнала, то есть передаваемой переменной электрической энергии, то действующие или амплитудные значения гармонических составляющих несколько возрастают. Это происходит по двум причинам. Во-первых, высокочастотный сигнал слабее затухает в атмосфере Земли. Во-вторых, согласно правилу Э.Х. Ленца (1) высокочастотный сигнал в токопроводящей среде наводится большее значение ЭДС.

Библиографический список

1. А. с. 245907 (СССР). Устройство для измерения тока в проводе высоковольтной линии/ В.Е. Казанский, А.П. Кузнецов. – 1969, Бюл. № 20.
2. А. с. 678581 (СССР). Устройство для максимальной токовой защиты. Кудрявцев А.А., Кузнецов А.П., Григорьев М.Н. Максимальная токовая защита с магнитными трансформаторами тока. – М.: Энергоиздат 1981. – 56 с.
3. Яворский Б.М. Справочник по физике для инженеров и студентов вузов / Б. М. Яворский, А. А. Детлаф, А. К. Лебедев. – 8-е изд., перераб. и испр. – М.: ООО «Издательство Оникс»: ООО «Издательство «Мир и Образование», 2006. – 1056 с.
4. ГОСТ 26522-85 (2005) Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. Переиздание

Муссонов Г.П., к.т.н., доцент кафедры ЭСС и С; Бауман А.А., учебный мастер кафедры ЭССиС; Зубова Е.В., ассистент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311.4-52

КОММУНИКАЦИОННЫЕ ШИНЫ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Мутыгуллин И.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mutygullin.86@mail.ru

Происходящая в настоящее время «цифровая трансформация» электросетевого комплекса, выводит на передний план понятие – цифровой подстанции (ЦПС), т.е высоко автоматизированной П, в которой практически все процессы информационного обмена между ее элементами, а также управление ими осуществляются в цифровом виде. Совокупность основного электротехнического оборудования, интеллектуальных электронных устройств (англ. Intelligent Electronic Device – IED), вытесняющих традиционные устройства автоматики, релейной защиты, контрольно-измерительные приборы, устройств коммуникации и персональных компьютеров локальных и удаленных операторов составляет программно-технический комплекс (ПТК). Протяженные трассы контрольных кабелей и вторичных цепей «трансформируются» в локальную вычислительную сеть (ЛВС), где в одном оптико-волоконном (ОВ) кабеле идет поток данных от множества цифровых устройств (англ. Digital Device – DD).

Понятие цифровой подстанции неразрывно связано с комплексом стандартов МЭК (IEC) 61850 «Сети и системы коммуникации внутри подстанций». Этот стандарт описывает структуру, иерархию и конфигурацию ЦПС состоящую из трех уровней устройств и двух информационных, коммуникационных шин связи между ними рис. 1 [1].

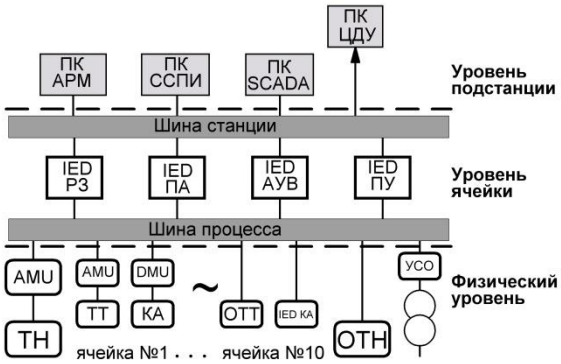


Рисунок 1 – Архитектура ПТК ЦПС

Описывая шины процесса и станции внутри ЦПС, слово «шина» не следует понимать буквально, ведь речь идет о целой системе передачи данных между DD. Использование концепции информационных шин предполагает, что все аналоговые и дискретные сигналы (в т.ч. данные измерений значений токов и напряжений, сигналы состояния электрооборудования, команды управления коммутационными аппаратами (КА)) оцифровываются и

в таком виде попадают на шину процесса (в информационную ЛВС) в виде цифрового потока данных.

Шина процесса (англ. – Process Bus) – совокупность активных и пассивных компонентов резервированной цифровой сети на основе ОВ каналов связи с технологией передачи данных Ethernet. Это шина – важный элемент цифрового ПТК ЦПС, от качества функционирования которой напрямую зависит функционирования подключенных к ней DD и IED, а также работоспособность самой ЦПС.

Шина процесса – связывает устройства физического уровня и уровня ячейки (рис. 1). На нижестоящем уровне к ней подключаются измерительные преобразователи (ИП): трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН), КА и другое оборудование. На вышестоящем уровне к шине процесса подключается IED, контроллеры и терминалы различного назначения, коммуникационное оборудование. Нужно отметить, что в зависимости от уровня автоматизации ЦПС («продвинутости» установленного на ней оборудования) к шине процесса может быть подключено:

1. Классическое электрооборудование совместно с устройствами сопряжения с оборудованием (УСО):

электромагнитные ТТ и ТН через аналоговый соединительный модуль (англ. Analog Merging Unit – AMU);

традиционные КА с дискретными «сухими контактами» входами/выходами управления и состояния (высоковольтные выключатели, разъединители, заземляющие ножи) через цифровой соединительный модуль (англ. Digital Merging Unit – DMU).

2. Интеллектуальные КА (IED КА) и оптические ИП (ОТТ и ОТН) имеющие цифровой интерфейс.

В первом случае элементами ПТК будет являться УСО (AMU, DMU), во втором самостоятельно IED КА, ОТТ и ОТН. Важно отметить, что именно передача данных о мгновенных значениях тока и напряжения, производит наибольшую информационную нагрузку на шину процесса.

К пропускной способности шины процесса предъявляются высокие требования: основной трафик создается цифровыми ИП или AMU (до 4,5 Мб/с от трехфазного ТТ), и из-за большого числа ИП общий трафик может достигать сотен Мб/с, что требует использования гигабитных маршрутизаторов. Этот поток не зависит от электрического режима, и существенно сократить число ИП не представляется возможным из соображений надежности и принципов реализации РЗиА. Вклад остальных устройств в общий трафик не превысит долей процента.

Для обеспечения требуемого уровня надежности требуется как минимум 2-х кратное резервирование сети с временем выявления неисправностей и переключения на другую сеть не более 2-3 мс, причем резервируемые сети должны прокладываться физически по разным трассам и получать электропитание от разных источников.

Поток данных измеренных мгновенных значений тока и напряжения поступает на шину процесса цифровыми значениями в виде SV (англ. – Sampled Value) протокола, который состоит из кадров Ethernet в соответствии со спецификацией МЭК 61850-9-2 [3]. Имеются разные требования к частоте передачи данных: более высокая частота – для целей РЗиА, меньшая частота – для целей учета электроэнергии (ЭЭ) и контроля показателей ее качества (ПКЭ). Фактически это осуществляется так:

в одном периоде T=0,02 сек переменного тока частоты 50 Гц для РЗиА осуществляется 80 измерений мгновенных значений: 4 тока и 4 напряжения;

из каждого такого измерения (выборки) формируется 1 пакет (SV протокол), за один период T формируется 80 пакетов;

в том же периоде T для учета ЭЭ выполняется 256 измерений мгновенных значений тока и напряжения;

т.к. количество выборок больше, при формировании пакетов данных туда «упаковывают» максимальное количество – 8 выборок;

за один период T, чтобы «уместить» 256 выборок, формируется 256/8=32 пакета данных.

Следовательно, SV протоколы для РЗиА имеют меньший объем информации, посредствам чего достигается быстродействие при передачи этих данных, что необходимо для нормального функционирования защиты. Данные об измеренном токе и напряжении передаются с минимальной задержкой, т.е. в темпе реального времени. Для целей учета ЭЭ и ПКЭ допустимо введение задержек, но при условии точной привязки данных к единому времени.

МЭК 61850-9-2 предусматривает два параметра, которые будут влиять на частоту формирования SV протоколов [3]:

Sample Rate (SmpRate) – количество выборок в одном периоде T.

Number of ASDU (noASDU) – количество пакетов (кадров) сформированных за один период T.

Фактическая частота передачи в сеть кадров с выборками SV будет составлять.

$$f = \frac{\mathrm{SmpRate}}{\mathrm{noASDU} \cdot \mathrm{T}}, \text{Гц},$$

где T = 0,02 сек период переменного тока частоты 50 Гц.

Получается, для целей РЗиА при SmpRate=80 и noASDU=1 – частота передачи кадров составит 80 пакетов за период, или 4 кГц. Для цели учета ЭЭ: SmpRate=256, noASDU=8 – частота составит 32 пакета за период, или 1,6 кГц. Т.е. здесь наглядно видно, что для реализации функций защиты информация предается более интенсивно (с большей частотой) чем для целей учета ЭЭ, за счет меньшего объема данных каждой SV выборки.

IED РЗиА могут получать данные одномоментно от множества DD, присоединенных к шине процесса. Классический пример (рис. 1): на секции шин установлен один или два ОТН и несколько ячеек отходящих линий, в

каждой ОТТ и КА. В случае возникновения различных задержек при передаче информации и неодновременного прихода пакетов данных на IED РЗиА, оно может принять этот факт, как аварийное событие, что приведет к ложному срабатыванию. Такая схема подключения требует синхронизации информации между выборками с двух и более DD. Во избежание случаев неодновременности требуется, чтобы выборки, сформированные различными устройствами DD в один и тот же момент времени, имели один и тот же идентификатор. Таким идентификатором является счетчик выборок – поле smpCnt. Этот счетчик за одну секунду пробегает значения от 0 до SmpRate×50–1. Номера присваиваются формируемым выборкам одновременно так, что устройство-приемник протокола SV может легко установить соответствие между получаемыми значениями и производить вычисления на их основе. Для того чтобы все УСО и ИП единовременно формировали данные с одними и теми же номерами выборок, используется внешний синхронизирующий импульс [3].

Таким образом, достигается синхронизация всех SV выборок и принимающее устройство IED РЗиА может обрабатывать измеренные значения, принятые от разных устройств, компонуя их по номерам, причем синхронизация самого принимающего IED не требуется. С помощью счетчика выборок устройство также может осуществлять контроль целостности принимаемых данных, то есть обнаруживать факты пропажи выборок [3].

Другая обязательна часть ЦПС – это шина станции (англ. Station Bus). Ее топология в пределах каждой из резервируемых сетей PRP должна обеспечивать для коммутаторов резервирование сети Ethernet на 2-м уровне модели OSI с использованием протоколов RSTP, MRP, а хосты ЛВС должны иметь подключения к двум разным коммутаторам. Также как для шины процесса ЛВС шины станции должна строиться на основе ОВ линий связи. При необходимости в составе ЛВС шины станции предусматриваются резервированные по протоколу VRRP и коммутаторы, обеспечивающие маршрутизацию IP-трафика между сегментами ЛВС [2].

Библиографический список

1. МЭК 61850-1-2003. Введение и краткий обзор. М.: Стандартинформ, 2020.
2. Чижма С.Н., Захаров А.И. Цифровые подстанции: учебное пособие. Калининград: Издательство БФУ им. И. Канта, 2022. 80с.
3. МЭК 61850-9-2. Отображение специфического коммуникационного сервиса (SCSM) – Дискретные значения SV по ИСО/МЭК 8802-3. М.: Стандартинформ, 2020.

Мутыгуллин И.А., обучающийся, гр. ИЭм-23-1 ИрНИТУ

УДК 537.311 + 537.226

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СПЕКТРОСКОПИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ МЕХАНИЗМА ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ПОЛИАЦЕНХИНОНОВ

Мухаева Л.В., Афанасьев Н.В., Мухаева Д.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mukhaeva57@mail.ru

С целью выяснения механизмов электропроводности в некристаллических полупроводниках мы исследование частотные зависимости активной проводимости полиаценхинонов путем определения механизмов диэлектрических потерь.

В модели электропроводности полиаценхинонов [1, 2] рассматривались три процесса:

- возникновение неспаренного электрона за время порядка 10^{-8} с,
- его случайные блуждания под длинной молекулярной цепи с сопряженными связями,
- переход на соседнюю цепь за время $10^{-6} – 10^{-7}$ с.

Электронная релаксационная поляризация, связываемая со вторым процессом [3] в полиаценхинонах не обнаружена [4], но переходы электронов в областях размеров в несколько межатомных расстояний не исключены. Они должны приводить к увеличению активной проводимости в диапазоне радиочастот [5].

Этот эффект мы попытались определить, учитывая вклад известных механизмов диэлектрических потерь.

Полиаценхиноны получены реакцией циклополиконденсации мономеров в присутствии хлористого цинка в качестве катализатора (см. табл. 1).

Таблица 1

№	Наименование	Мономер 1	Мономер 2	Катализатор
1.	55JTK	пирен	2-хлорбензойная кислота	$ZnCl_2$
2.	76EHE	пирен	пиромеллитовый диангидрид	$ZnCl_2$
3.	3ARPC	антрахинон	пиромеллитовый диангидрид	$ZnCl_2$

Обозначения полимеров приняты в [1] и сохранены, при этом в скобках указывается продолжительность реакции.

Образцы полиаценхинонов толщиной 0,1-0,3 мм и диаметром 2,5 мм прессовали под давлением $4 \cdot 10^8$ Па в плексигласовой обойме, используемой затем в качестве держателя образца, а стальные плунжеры длиной 12 мм – в качестве электродов. Такая методика обеспечивала устранение барьера Шоттки. Порошок полимера для прессования растирался между стеклянными пластинками. Размер зерен, оцененный помощью оптического микроскопа, оказался порядка 1 мкм.

Емкость и тангенс угла потерь измеряли с помощью моста переменного тока Р571 и куметра Е4-4 с применением метода замещения для исключения систематической погрешности по углу потерь.

Из обобщенной формулы Дебая [6] для коэффициента потерь ε′′ следует, что зависимость активной проводимости $\sigma = \varepsilon_0 \varepsilon'' \omega$ от круговой частоты ω при достаточно высоких частотах должна описываться степенной функцией

$$\sigma(\omega) = \sigma_0 + \left(1 + \cos\alpha \frac{\pi}{2}\right) \frac{2\varepsilon''_м \varepsilon_0}{\tau_м} (\omega\tau_м)^{1-\alpha}, \quad \omega >> \omega_м = \frac{1}{\tau}. \qquad (1)$$

Здесь σ_0 – значение электропроводности при постоянном токе, $\varepsilon_0 = 8{,}85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м, $\varepsilon''_м$ – максимальное значение коэффициента потерь в области дисперсии, $\tau_м$ – наиболее вероятное значение времени релаксации τ, равное обратной круговой частоте $\omega_м$ максимума коэффициента потерь, $0 \le \alpha \le 1$ параметр распределения τ.

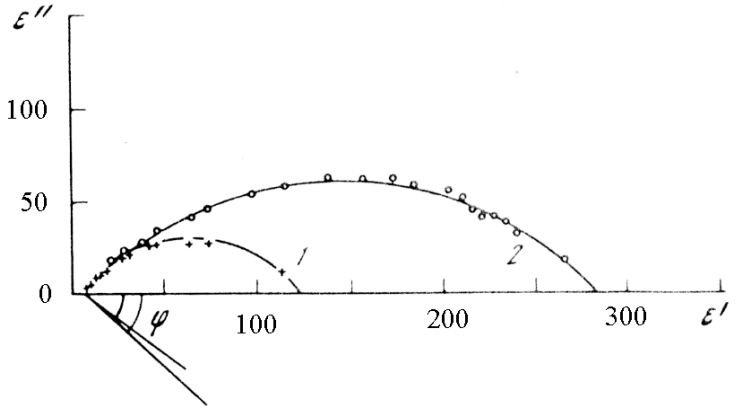


Рисунок 1 – Круговые диаграммы для полиаценхинона 3ARPC(5)
***1* – через 2 месяца после синтеза.**
Частоты: 50 кГц, 150, 200, 500, 700 кГц, 1.5 МГц, 1.7, 4.8, 7, 12, 30, 40 МГц.
2 – через 3 года после синтеза. Частоты: 1 кГц, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 20, 30, 50, 90,150, 300, 500 кГц, 1 МГц, 1.6, 3, 5 МГц

Применимость формулы Дебая к полиаценхинонам иллюстрирует круговая диаграмма (рис.1, *1*), из которой следует, что $\alpha = 0{,}6$ для образца полиаценхинона 3ARPC(5).

Активная проводимость (рис. 2, *1*) не зависит от частоты ν до 10^5 Гц и равная электропроводности на постоянном токе, а затем увеличивается как ν^n, где $n = 0.4$ в согласии с выражением (1) и круговой диаграммой.

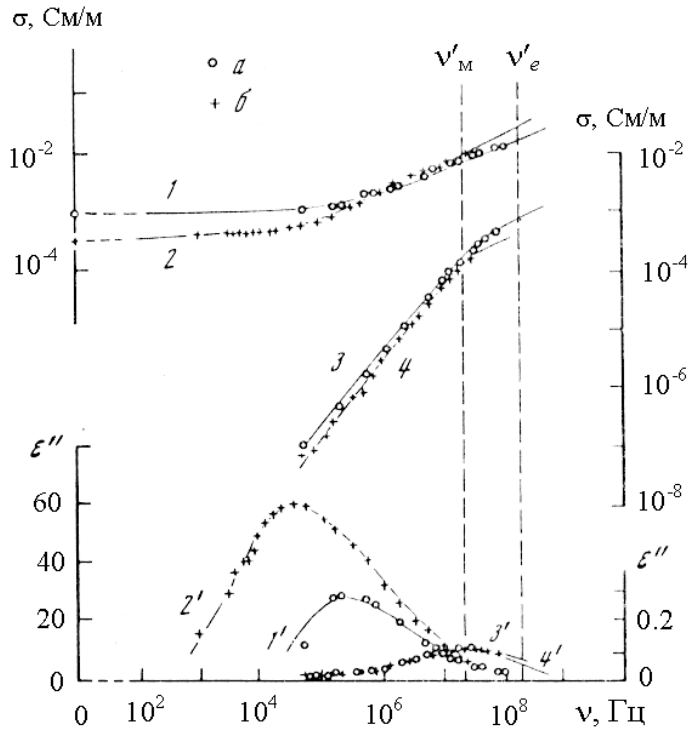


Рисунок 2 – Частотные зависимости активной проводимости σ (*1*, *2*) и коэффициента потерь ε″ (*1′*, *2′*) прессованных образцов полиаценхинона 3ARPC (5), активной проводимости (*3*, *4*) и коэффициента потерь (*3′*, *4′*) смеси этого полимера с парафином: *а* – через 2 месяца после синтеза, *б* – через 3 года

Коэффициент потерь имеет максимум при частоте $\nu_м = 2 \cdot 10^5$ Гц (рис. 2, *1′*). После двухлетнего хранения образца максимум увеличился (рис. 2, *2′*).

Это характерно для механизма диэлектрических потерь, связанных с зарядкой поверхностной емкости у анода [7]. Такое предположение подтверждается оценкой $\nu_м = 30$ кГц по барьерной модели при наблюдаемом значении 50 кГц (рис. 2, *2*). В случае радиочастот ожидаются вклады межслойной поляризации зерен на основании неоднородности прессованного образца и предполагаемых электронных переходов [1]. Поэтому наблюдаемый максимум рассмотрим, как суммарный эффект всех механизмов диэлектрических потерь. Для оценки их вкладов в активную проводимость мы исследовали смесь порошка полиаценхинона с парафином, изолирующим зерна.

В диэлектрическом спектре смеси при объемной концентрации зерен v = 0.1 при частоте $\nu'_м = 2 \cdot 10^7$ Гц наблюдается максимум ε″, связанный с межслойной поляризацией зерен (рис. 2, *3*). Время релаксации в этом случае определяется значением электропроводности зерен при постоянном токе, поэтому уширение максимума вызвано распределением зерен по электропроводности. По значению $\nu_м$, с использованием обобщенной формулы Ло-

ренца – Лорентца [8], рассчитано наиболее вероятное значение электропроводности зерен $\sigma_н = 1 \cdot 10^{-2}$ См/м, а по ширине максимума – значение параметра распределения времени релаксации α', которое оказалось равным 0.6, как и для прессованного образца (рис. 3, *1-3*).

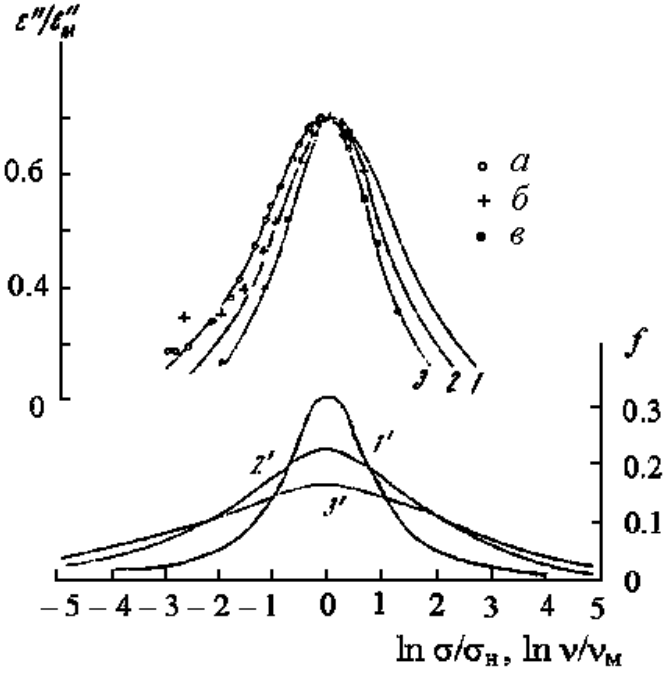


Рисунок 3 – Диэлектрические спектры $\frac{\varepsilon''}{\varepsilon''_м}\left(\lg\frac{\nu}{\nu_м}\right)$ **по обобщенной формуле Дебая и плотность вероятности электропроводности зерен** $f\left(\ln\frac{\sigma}{\sigma_н}\right)$ **для различных значений α: 0.7(*1, 1′*), 0.6 (*2, 2′*) и 0.5 (*3, 3′*). Экспериментальные точки для смеси с парафином: *а* – 55JTK(3), *б* – 3ARPC(5) через 2 месяца после синтеза, *в* – 3ARPC(5) через 3 года после синтеза**

Распределение зерен по электропроводности, показанное на рис. 3, *4*, при $\nu << 1$ описывается функцией распределения времен релаксации [6].

$$f(x) = \frac{1}{2\pi}\frac{\sin\alpha'\pi}{ch\alpha' x + \cos\alpha'\pi}\ , \qquad (2)$$

где $x = \ln(\tau_м/\tau) = \ln(\sigma/\sigma_н)$. Выражая $\varepsilon''_м$ через инкремент диэлектрической проницаемости $\Delta\varepsilon'$ с помощью обобщенной формулы Дебая, а $\varepsilon_0 \Delta\varepsilon'/\tau$ через $\nu\sigma_н$ с помощью обобщенной формулы Лоренца – Лорентца (1) для смеси можно представить в виде

$$\sigma(\nu) = \sigma'_0 + \nu\sigma_н\left(\frac{\nu'}{\nu'_м}\right)^{1-\alpha'}\sin\alpha'\frac{\pi}{2}. \qquad (3)$$

Условие $\nu >> \nu_м$ практически выполняется для частоты ν'_e, соответствующей началу линейного участка зависимости $\lg \sigma(\lg \nu)$ (рис. 2, *3*). В этой точке плотность вероятности $f(x)$ оказывается в e раз меньше ее максимального значения $f(0)$. Из выражения (2) следует, что для значений α' равных 0.5, 0.6, 0.7 и 0.8, отношение $\nu'_e/\nu'_м$ соответственно равно 27, 10.8, 5.1 и 2.7.

При уменьшении толщины диэлектрических прослоек между зернами ($\nu \to 1$) $\varepsilon''_м$ и $\tau_м$ увеличиваются в принципе неограниченно, но в соответствии с функцией (1) и при условии, что активная проводимость при высоких частотах, возрастая, имеет предел. Интересуясь только этим пределом, вклад межслойной поляризации зерен в активную проводимость прессованного образца можно описать уравнением (3) при $\nu = 1$ и σ_0.

Рассчитанные значения активной проводимости $\sigma_т$ сравнимы с экспериментальными $\sigma_э$ при частоте ν'_e. На этом основании можно заключить, что частотная зависимость активной проводимости полиаценхинонов объясняется межслойной поляризацией зерен и распределением их по электропроводности.

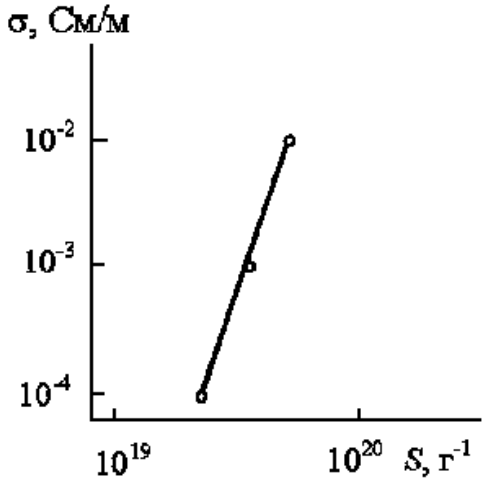


Рисунок 4 – Зависимость наиболее вероятного значения электропроводности зерен $\sigma_н$ полиаценхинонов от среднего значения концентрации спинов

В уравнении (3) диэлектрическая проницаемость прослоек в смеси $\varepsilon'_{2с} = 2$ и прессованном образце $\varepsilon'_{2п}$ принята одинаковой. Если в качестве этих прослоек предположить приповерхностные слои обеднения в зернах [4], то значения $\sigma_э$ нужно измерять при частоте $\nu = \nu'_e \ \varepsilon'_{2e} / \varepsilon'_{2п} = \nu'_e/2$, принимая для $\varepsilon'_{2п}$ значение диэлектрической проницаемости у высокочастотной границы области дисперсии, близкое к 4. Это приведет к уменьшению $\sigma_э$ в $2^{1-\alpha'}$ раз, что, однако, не изменит вывода о механизме активной проводимости.

Модель [1] предложена для объяснения корреляции электропроводности с парамагнетизмом, которая наблюдается для $\sigma_н$, как видно из рис. 4. На

этом основании можно предположить, что зерна распределены не только по электропроводности, но и по концентрации спинов.

Поскольку показатель степени функции σ(ν) не изменяется с частотой, электропроводность зерен полиаценхинонов не зависит от частоты в исследованном диапазоне до 10^8 Гц. Это более характерно для зонного, а не для прыжкового механизма электропроводности [5]. Последний может играть значительную роль лишь в том случае, если длительность прыжков на несколько порядков меньше предположенной модели [1].

Библиографический список

1. Pohl, H.A. / H.A. Pohl, R.P. Chartoff // J. Polym. Sci. – 1964. – A. – V. 2. – P. 2787-2807.
2. Гутман, Ф. Органические полупроводники / Ф. Гутман, Л. Лайонс. – М.: Мир, 1970. – 696 с.
3. Pohl, H.A. Nomadic polarization in quasi-one-dimensional solids / H.A. Pohl, M. Pollak // J. Chem. Phys. – 1977. – V. 66. – № 9. – P. 4031.
4. Афанасьев, Н.В. Исследование полиаценхинонов методом диэлектрической спектроскопии / Н.В. Афанасьев, Л.Н. Омельченко, Л.В. Мухаева, М.Г. Воронков [и др.] // Докл. Академии наук. – 1986. – Т. 289. – № 3. – С. 596–599.
5. Мотт, Н. Электронные процессы в некристаллических веществах / Н. Мотт, Э. Дэвис. – М.: Мир, 1974. – 472 с.
6. Электрические свойства полимеров; под ред. Б. И. Сажина. Л.: Химия, 1977. – 376 с.
7. Афанасьев, Н.В. О возможной роли проводящих молекулярных цепей в диэлектрической поляризации полиаценхинонов / Н.В. Афанасьев, Р.В. Афанасьева [и др.] // Высокомол. соед. – 1979. – Т. XXI А. – № 2. – С. 413-421.
8. Нетушил, А.В. Высокочастотный нагрев диэлектриков и полупроводников / А.В. Нетушил, Б.Я. Жуховицкий, В.Н. Кудин, Е.П. Парини. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959. – С. 107.

Исследования выполнены по теме «Диэлектрическая спектроскопия полимерных полупроводников и молекулярная электроника»

Мухаева Л.В. доцент кафедры электроснабжения и электротехники ИрНИТУ; Афанасьев Н.В. – профессор кафедры электроснабжения и электротехники ИрНИТУ; Мухаева Д.В. – зав. аспирантурой ИФМ СО РАН

УДК 621.3

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ УДАЛЕННЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА БАЙКАЛЬСКОЙ ПРИРОДНОЙ ТЕРРИТОРИИ

Мясников А.К., Никитина А.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Электроэнергетика в изолированных и труднодоступных территориях (ИТТ) в России характеризуется ростом производственных издержек и себестоимости производимой электроэнергии, что вызвано, прежде всего, моральным и физическим износом используемого оборудования и технологий, а также затратами на доставку топлива для электростанций. Проблема может быть частично решена путем модернизации генерирующих объектов за счет использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в результате которой будет обеспечено снижение объема бюджетного субсидирования и рост надежности электроснабжения потребителей в ИТТ [0].

Иркутская область относится к группе регионов России со средним объемом потребления электроэнергии в ИИТ, в которых существует стабильный спрос на электроэнергию и размещено достаточно много мощностей по производству электроэнергии [0].

Отдаленные изолированные районы Иркутской области снабжаются электроэнергией от децентрализованных энергосистем на базе дизельных электростанций (ДЭС). Некоторые из этих районов расположены на так называемой Байкальской природной территории (БПТ) (рис. 1 [3]).



Рисунок 1 – Схема расположения БПТ

В ее состав входят озеро Байкал, водоохранная зона, прилегающая к озеру, водосборная площадь в пределах территории Российской Федерации, особо охраняемые природные территории, а также прилегающая к озеру

Байкал территория шириной до 200 километров на запад и северо-запад от него [4].

К ИТТ Иркутской области, находящимся на Байкальской природной территории, относятся [2]:

- Казачиское и Мартыновское МО (Казачинско-Ленский район);
- Раздольинское МО (Усольский район);
- Онгурёнское МО (Ольхонский район);
- Вершино-Тутурское МО (Качугский район).

Зачастую единственным источником электроэнергии в труднодоступных населенных пунктах, а также в регионах с суровыми климатическими условиями являются ДЭС. К минусам их использования стоит отнести уровень экологичности – их эксплуатация негативно влияет на состояние окружающей среды, а также необходимость технического обслуживания, что осложняется при условии использования их в труднодоступных районах. Кроме того, в подобных условиях необходимо учитывать определенные трудности, которые могут возникать при процессе транспорта топлива для ДЭС и организации его хранения, с целью обеспечения бесперебойного функционирования объекта генерации.

Документом, регулирующим установление цен (тарифов) на электроэнергию в России, является постановление Правительства Российской Федерации № 1178. Ввиду ряда факторов экономически обоснованные цены (тарифы) на электроэнергию в ИТТ существенно превышают аналогичные показатели на территориях с централизованной системой энергоснабжения. Средняя себестоимость производства электроэнергии на объектах генерации в ИТТ во всех регионах многократно превышает размер тарифа для населения (в Иркутской области – в 17,7 раза). Регулирование цен (тарифов) на электроэнергию в условиях ИТТ требует предоставления субсидий генерирующим компаниям с целью компенсации разницы между экономически обоснованным тарифом и тарифами, установленными для населения и приравненных к нему категорий. Субсидирование генерирующих компаний в ИТТ имеет большой масштаб в силу высоких издержек производства электроэнергии, прежде всего за счет затрат на привозное топливо для электростанций [0].

Ранее возникало предложение о возможности присоединения потребителей населённых пунктов, получающих электроснабжение от децентрализованных источников, к энергосистеме Иркутской области. Однако подобные районы располагаются на большом расстоянии от сетей 35-110 кВ энергосистемы Иркутской области и вопрос подключения труднодоступных потребителей имеет смысл лишь в случае существенного перспективного роста их нагрузки [2].

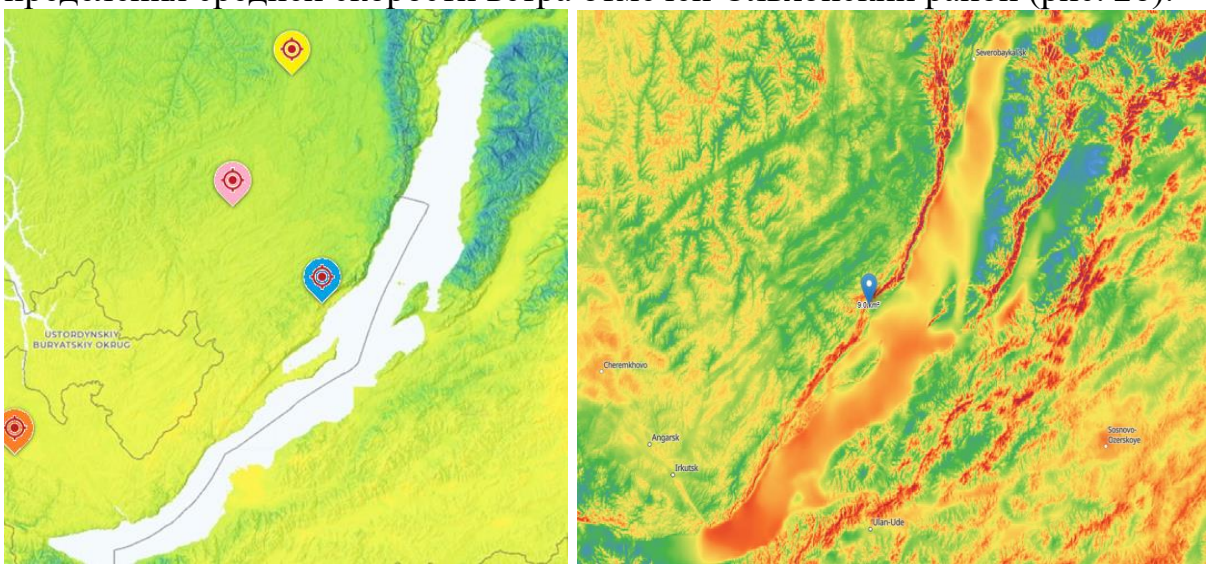
Причиной, по которой осложняется интеграция децентрализованных ДЭС с энергосистемой Иркутской области, является запрет, установленный Постановлением Правительства РФ № 2399 на проведение сплошных рубок

лесных насаждений, которые неизбежны при сетевом строительстве вследствие особенностей местного ландшафта. В то же время, в данном перечне отсутствует запрет на производство энергии с использованием генерирующих объектов, функционирующих на основе таких возобновляемых источников энергии, как энергия солнца и ветра [5].

Принимая во внимание особенности эксплуатации ДЭС, сложную логистику поставок топлива, высокую себестоимость производства электроэнергии на объектах генерации в ИТТ, отсутствие перспектив на интеграцию удаленных потребителей в энергосистему Иркутской области можно прийти к выводу, что одним из потенциально эффективных методов является частичная или полная замена энергетических мощностей (ДЭС) на энергетические объекты на основе ВИЭ [0].

Отличным примером внедрения и эксплуатации электростанций на ВИЭ в труднодоступных населенных пунктах служит Республика Саха. В 2015 году в посёлке Батагай была введена в эксплуатацию солнечная электростанция (СЭС) с установленной мощностью 1 МВт [1], функционирующая синхронно с существующей ДЭС [6]. А в 2018 году введена в эксплуатацию ветряная электростанция (ВЭС) установленной мощностью 0,9 МВт в поселке Тикси. ВЭС является частью ветродизельного комплекса, включающего в себя также новую ДЭС мощностью 3 МВт, а также системы аккумулирования электроэнергии [7].

Территория Иркутской области обладает хоть и распределенным неравномерно, но достаточным потенциалом возобновляемых источников энергии для обеспечения децентрализованным электроснабжением удаленных поселений [8]. На карте распределения суммарной солнечной радиация отмечены исследуемые районы Иркутской области (рис. 2а), на карте распределения средней скорости ветра отмечен Ольхонский район (рис. 2б).



а) б)

Рисунок 2 - Карта распределения суммарной солнечной радиации и средней скорости ветра

В таблице 1 указаны показатели солнечной радиации на горизонтальную и наклонную поверхности [9].

Таблица 1

Характеристики солнечного излучения в исследуемых точках

Район Иркутской области	Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность, кВт/м^2	Солнечная радиация на наклонную поверхность, кВт/м^2
Казачинско-Ленский – желтая метка	1148,6	1511,8
Усольский – оранжевая метка	1283,7	1712,3
Ольхонский – синяя метка	1277,3	1697,5
Качугский – розовая метка	1207,7	1603,3

Исходя из анализа данных можно сделать вывод, что все вышеупомянутые районы являются благоприятными для использования СЭС в качестве дополнения к уже действующим ДЭС.

Перспективным по использованию энергии ветра является Ольхонский район, в связи с высокой средней плотностью энергии ветра (рис. 2б). Для данной точки выявлены следующие характеристики [10]:

- средняя плотность энергии – 948 Вт/м^2;
- средняя скорость ветра – 8,18 м/с.

В рамках реализаций мероприятий по модернизации (сооружению) объектов распределенной генерации в изолированных и труднодоступных территориях, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и гибридных установок [11], а также в рамках государственной праграммы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы на территории Иркутской области реализуются проекты по строительству возобновляемых источников электроэнергии.

За счёт средств областного и местного бюджетов реализованы проекты по строительству комбинированных солнечно-дизельных электростанций в с. Онгурён Ольхонского района и д. Карнаухова Казачинско-Ленского района [12], солнечной электростанции в с. Ермаки Казачинко-Ленского района.

Принимая во внимание потенциал солнечной и ветровой энергии, достаточный для эффективного функционирования на территории Иркутской области СЭС и ВЭС, можно говорить о дальнейших перспективах развития данной отрасли энергетики.

Библиографический список

1. Аналитический доклад: Объекты генерации в изолированных и труднодоступных территориях в России [Электронный ресурс] URL:

https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/analitika/генерации_в_ИТТ.pdf (дата обращения 23.10.2024).
2. Указ Губернатора Иркутской области от 29.04.2021 № 128-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2022-2026 годы» [Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/3800202105110005?index=13 (дата обращения 23.10.2024).
3. ФГБУ «Заповедное Прибайкалье», Байкальская природная территория [Электронный ресурс] URL: https://baikal-1.ru/tourism/baikal-natural-territory/ (дата обращения 23.10.2024).
4. Федеральный закон от 1 мая 1999 г. N 94-ФЗ «Об охране озера Байкал» [Электронный ресурс] URL: https://ivo.garant.ru/#/document/2157025/paragraph/15579:0 (дата обращения 23.10.2024).
5. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2399 «Об утверждении перечня видов деятельности, запрещенных в центральной экологической зоне Байкальской природной территории» [Электронный ресурс] URL: https://ivo.garant.ru/#/document/400167820/paragraph/1:0 (дата обращения 23.10.2024).
6. ПАО «Якутскэнерго», РАО ЭС Востока построило крупнейшую СЭС в Заполярье [Электронный ресурс] URL: https://web.archive.org/web/20161109021549/https://yakutskenergo.ru/About_company/press-center/news-in-detail.php?ELEMENT_ID=237 5022 (дата обращения 23.10.2024).
7. ПАО «Передвижная энергетика» ВЭУ в пос. Тикси [электронный ресурс] URL: https://web.archive.org/web/20190401055356/http://xn----7sbbfhcgaebgxg2a2bcytk6b4ppb.xn--p1ai/projects/1/ (дата обращения 23.10.2024).
8. Константинов К.А., Лукина Г.В., Подъячих С.В. Возможность использования нетрадиционных источников энергии в распределенной энергетике Прибайкалья [Электронный ресурс] URL: https://elibrary.ru/item.asp?id=38208307 (дата обращения 23.10.2024).
9. Global solar atlas, [Электронный ресурс] URL: https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.173828 (дата обращения 23.10.2024).
10. Global wind atlas, [Электронный ресурс] URL: https://globalwindatlas.info/ru (дата обращения 23.10.2024).
11. «План мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях» (утв. Правительством РФ 15.08.2019 N 7456п-П9) [Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_341417/ (дата обращения 23.10.2024).
12. Постановление Правительства Иркутской области от 11.12.2018 № 915-пп «Об утверждении государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и повышение энергоэффективности Иркутской области» на 2019-2024 годы и признании утратившими силу отдельных постановлений Правительства Иркутской области»

[Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/3800201812130009?index=6&rangeSize=1 (дата обращения 23.10.2024).

Мясников А.К. и Никитина А.А. обучающиеся, гр. ИЭм-23-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛЭП ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Овечкин И.С.

Иркутский государственный университет путей сообщения

iliaov2015@mail.ru

Послеаварийные режимы в системе внешнего электроснабжения 110-220 кВ приводят к выходу показателей качества электроэнергии (ПКЭ) за допустимые пределы, в том числе и в технологических ЛЭП железнодорожного транспорта (ЖДТ). А поскольку к данным линиям подключают потребителей первой категории особой группы, то задача улучшения ПКЭ приобретает особую актуальность [1-2]. Ее решение должно базироваться на адекватных методах и компьютерных моделях [3-6], например, построенных с использованием вейвлет-преобразования [7-10], а также параметрической идентификации [11].

По результатам анализа публикаций выявлено, что вопросы моделирования послеаварийных режимов в системах электроснабжения ЖДТ изучены недостаточно. В условиях цифровизации электроэнергетической отрасли решение этой задачи должно базироваться на использовании адекватных методов и моделей, например, предложенных в [12] и реализованных в программном комплексе (ПК) Fazonord.

Методика и результаты моделирования. На базе ПК Fazonord проведено моделирование следующих режимов работы системы внешнего электроснабжения (рис. 1): исходный (нормальный) и «две фазы - земля» (ДФЗ). В первой межподстанционной зоне учтены технологические ЛЭП ДПР 27,5 кВ и ВЛ СЦБ 6 кВ, обеспечивающие электроснабжение нетяговых потребителей.

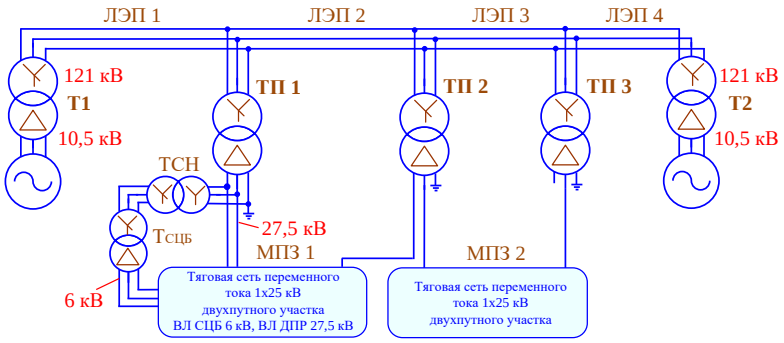


Рисунок 1 – Схема системы электроснабжения

К линиям ДПР и ВЛ СЦБ подключались комплектные подстанции (КТП). Тяговые нагрузки создавались движением двух поездов массой 3000 т в нечетном направлении и такого же числа составов 4000 т – в четном.

Ниже представлены результаты сравнения двух режимов работы сети внешнего электроснабжения: исходный и ДФЗ. На рис. 2 представлена временная зависимость напряжения на токоприемнике локомотива для четвертого поезда. Видно, что в режиме ДФЗ уровень напряжения в контактной сети не выходит за допустимые пределы.

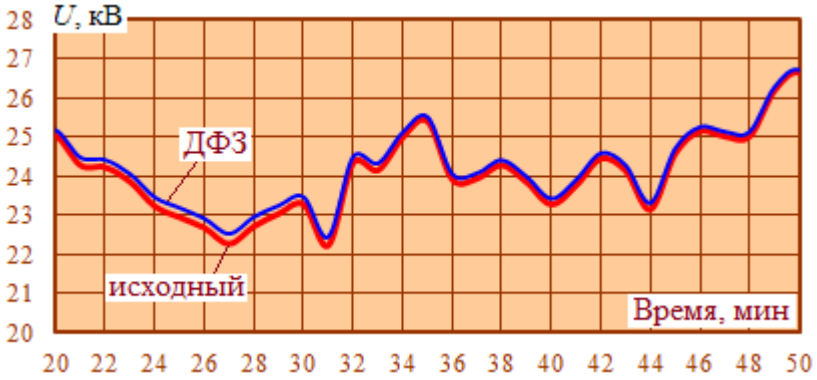


Рисунок 2 – Напряжение на токоприемнике локомотива для 4 поезда

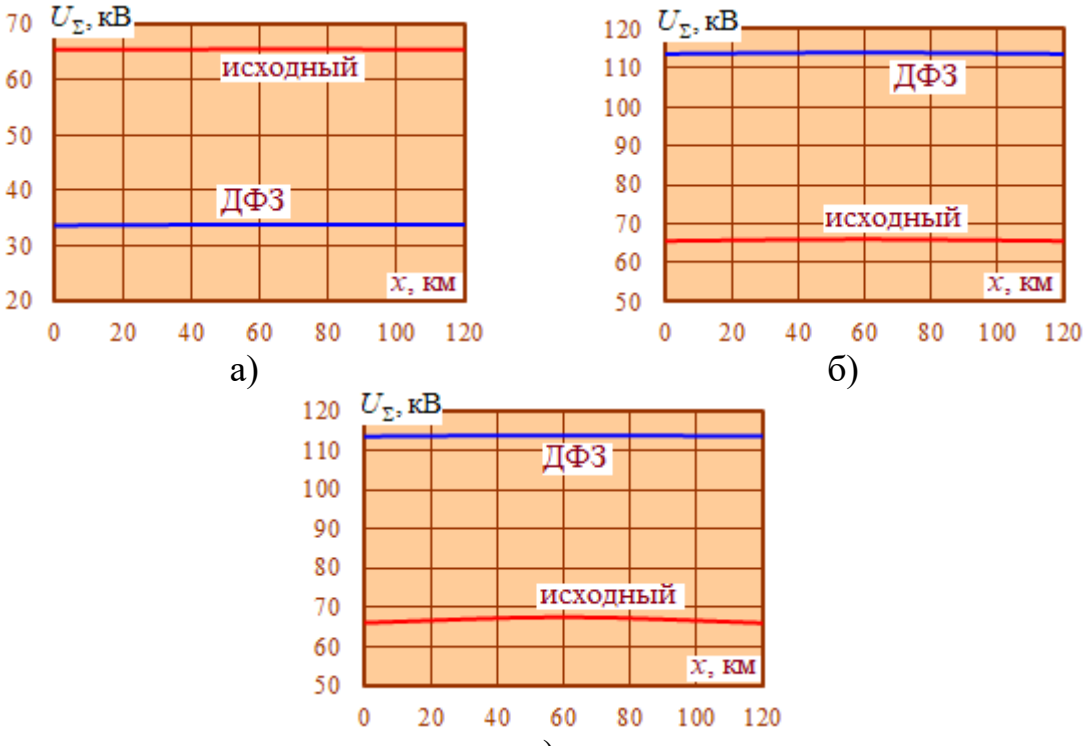


Рисунок 3 – Зависимость максимального значения эффективное напряжение фазы А (а), В (б) и С (в) от координаты места измерения в ЛЭП 110 кВ

На рис. 3 представлены зависимости максимальных значений эффективных напряжений с учетом высших гармоник (ВГ) $U_\Sigma = U_\Sigma(t)$ от координаты x места измерения в линии 110 кВ. Из него видно, что эффективное

напряжение фазы А для режима ДФЗ на 31 кВ меньше, чем для исходного. Напряжения фаз В и С относительно земли возрастают до линейного значения и равны 113 кВ.

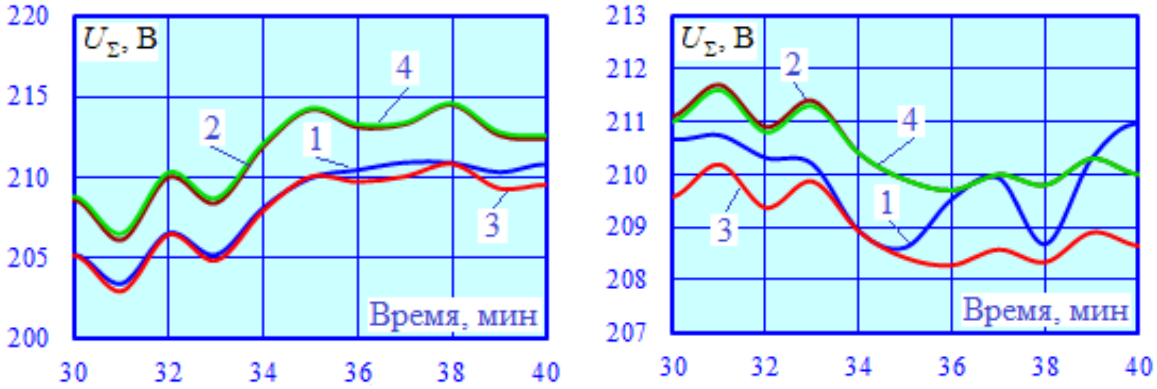


Рисунок 4 – Эффективное напряжение фазы В на стороне 0,4 кВ КТП СЦБ (а) и КТП ДПР (б): 1– исходный режим; 2 – исходный режим с учетом управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) и активных фильтров гармоник (АФГ); 3 – ДФЗ; 4 – ДФЗ с учетом ИРМ и АФГ

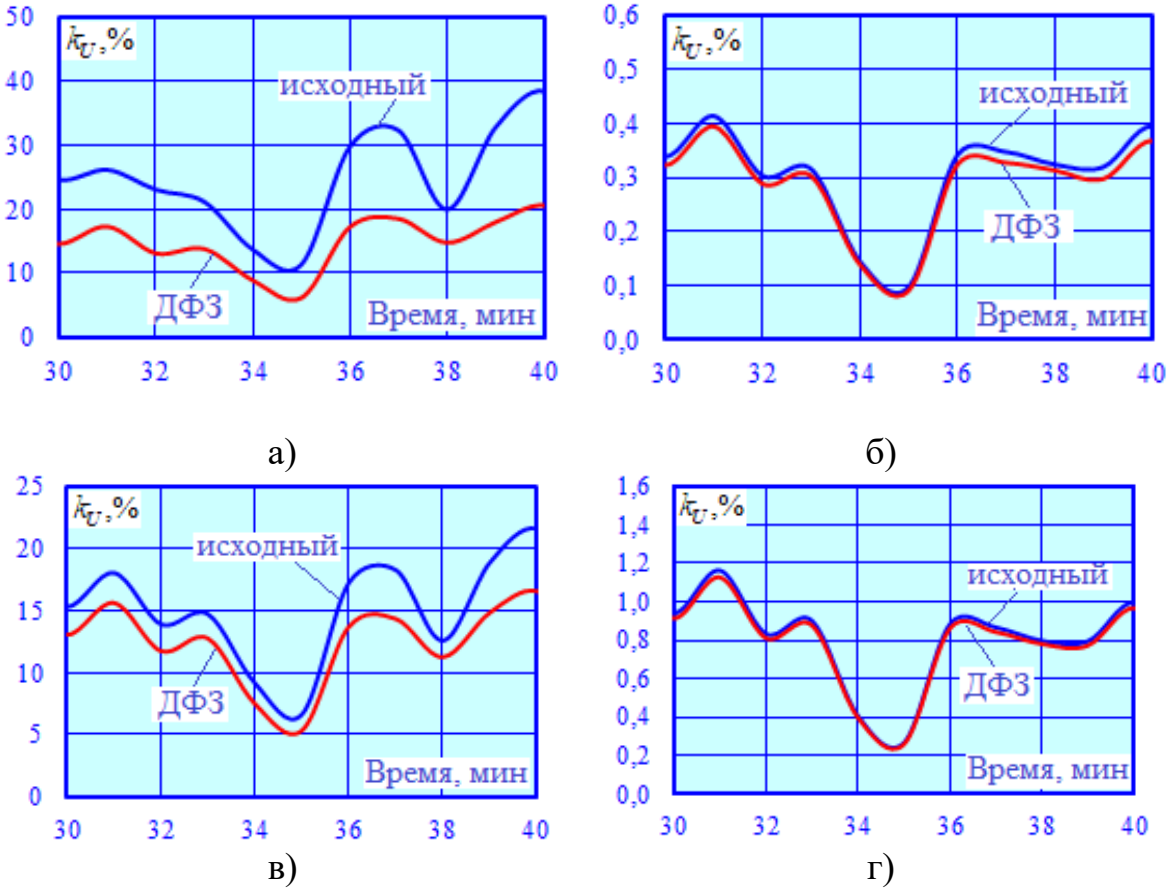
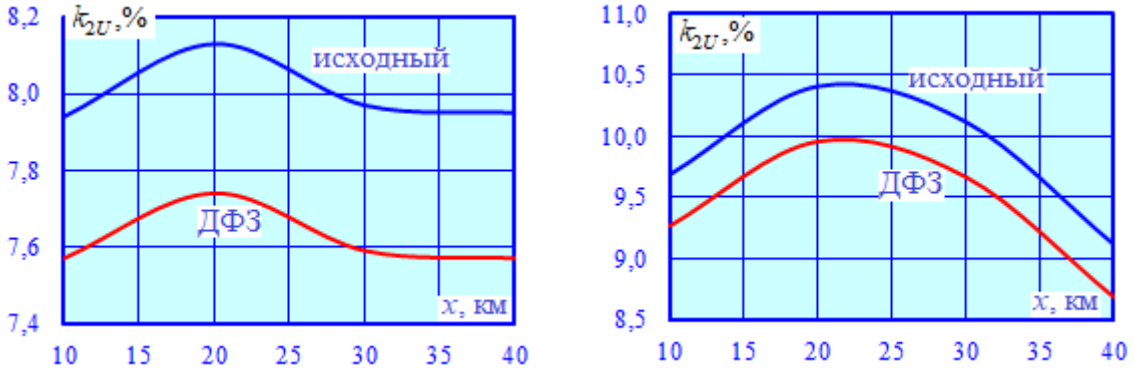


Рисунок 5 – Коэффициент гармоник напряжения фазы А без учета ИРМ и АКГ (а, в) и с их учетом (б, г) на стороне 0,4 кВ КТП СЦБ (а, б) и КТП ДПР (в, г)

На рис. 4-5 представлены зависимости эффективных напряжений $U_\Sigma = U_\Sigma(t)$ и суммарных коэффициентов гармоник $k_U = k_U(t)$ на стороне 0,4 кВ КТП, подключенных к ВЛ СЦБ и ДПР. Коэффициент гармоник напряжения для режима ДФЗ меньше, чем для исходного на 1…16 %. На рис. 6 приведены зависимости максимального значения коэффициента несимметрии $k_{2U} = k_{2U}(x)$ от координаты x места измерения на стороне 0,4 кВ КТП. Из него можно заключить, что максимальное значение k_{2U} для КТП СЦБ наблюдается для исходного режима и равно 8,2 %, а для КТП ДПР –10,5 %. Для режима ДФЗ значения k_{2U} меньше и равны 7,7 и 10 % для КТП СЦБ и КТП ДПР соответственно.



а) б)

Рисунок 6 – Коэффициент гармоник напряжения фазы С на стороне 0,4 кВ КТП СЦБ (а) и КТП ДПР (б)

Заключение. Подготовлены цифровые модели, позволяющие адекватно моделировать послеаварийные режимы работы систем электроснабжения железных дорог (СЭЖД). В них учитываются основные факторы, которые оказывают влияние на режимы, включая трехфазно-однофазную структуру СЭЖД и повышенные электромагнитные влияния со стороны тяговой сети.

Получены результаты, которые корректно описывают продольную и поперечную несимметрию ЛЭП, поскольку учитывают электромагнитные связи между проводами. Разработанная методика может использоваться на практике для планирования режимов и разработки средств повышения качества электроэнергии.

Библиографический список

1. N. Kishor, R. Singh, S.R. Mohanty, O. Yadav Evolving disturbances detection and classification in real-time for grid-connected system IEEE Trans. Ind. Elec-tron., 68 (9) (2020), pp. 8265-8273.
2. M. Shafiullah, M.A. Khan, S.D. Ahmed PQ disturbance detection and classifica-tion combining advanced signal processing and machine learning tools Power Quality in Modern Power Systems, Academic Press (2021), pp. 311-335.

3. M. Guo, X. Zeng, D. Chen, N. Yang Deep-learning-based earth fault detection using continuous wavelet transform and convolutional neural network in resonant grounding distribution systems. IEEE Sens J, 18 (2018), pp. 1291-1300.
4. Ying Du, Yadong Liu, Qingzhu Shao, Lingen Luo, Jindun Dai et. all, Single line-to-ground faulted line detection of distribution systems with resonant grounding based on feature fusion framework. IEEE Trans Power Deliv 2019;Vol. 34, No 4. doi: 10.1109/TPWRD.2019.2922480.
5. Ying Du, Qingzhu Shao, Yadong Liu, Gehao Sheng, Xiuchen Jiang. Detection of single line-to-ground fault using convolutional neural network and task decomposition framework in distribution systems. Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 23-26 Sept., 2018. doi: 10.1109/CMD.2018.8535600.
6. M.-F. Guo, N.-C. Yang Features-clustering-based earth fault detection using singular value decomposition and fuzzy c-means in resonant grounding distribution systems. Int J Electr Power Energy Syst, 93 (97-108) (2017).
7. F.B. Costa Fault-induced transient detection based on real-time analysis of the wavelet coefficient energy. IEEE Trans Power Delivery, 29 (1) (2014), pp. 140-153.
8. Li R, et al. Fault diagnosis algorithm for distribution line based on wavelet singular entropy and wavelet energy entropy. In: 2017 IEEE 2nd advanced information technology, electronic and automation control conference (IAEAC), Chongqing; 2017. p. 2395-98.
9. M.F. Guo, N.C. Yang, L.X. You Wavelet-transform based early detection method for short-circuit faults in power distribution networks. Int J Electr Power Energy Syst, 99 (2018), pp. 706-721.
10. C. Lin, W. Gao, M.-F. Guo Discrete wavelet transform-based triggering method for single-phase earth fault in power distribution systems. IEEE Trans Power Deliv, 34 (2019), pp. 2058-2068.
11. L.V. Bogdasheva, V.E. Kachesov Parametric on-line fault location methods for distribution MV networks. Proc IEEE PowerTech'2005, St-Petersburg (2005).
12. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.
13. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2014-07-01. М.: Стандартинформ, 2014. 19 с.

Овечкин И.С., аспирант каф. «Электроэнергетика транспорта», ИрГУПС

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТ УСТАНОВОК ВИЭ С ГРАВИТАЦИОННЫМ АККУМУЛЯТОРОМ ЭНЕРГИИ

Перфильев Д.Ю., Непомнящих Н.С., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
dperfilyev@mail.ru

Внедрение технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) обладает значительными преимуществами, такими как экологичность и снижение зависимости от ископаемых ресурсов. Однако оно также сопряжено с рядом проблем, среди которых ключевой является проблема хранения энергии в периоды, когда ВИЭ не способны вырабатывать электричество. Факторы, такие как безветренная погода, отсутствие солнечного света и другие неконтролируемые природные условия, делают эту задачу особенно актуальной. В связи с этим вопрос разработки эффективных методов накопления энергии становится критически важным. Одним из перспективных решений является технология гравитационного накопления энергии, которая отличается относительно простой конструкцией, низкими затратами на обслуживание и высокой экологичностью. В отличие от химических аккумуляторов, гравитационные накопители не требуют использования токсичных материалов в производстве и не создают вредных выбросов в процессе эксплуатации, что делает их идеальным дополнением к энергосистемам, основанным на ВИЭ.

В работе предлагается внедрение замкнутой энергетической системы на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для нового кампуса ИрНИТУ, строительство которого в настоящее время находится на стадии проектирования. Поскольку на данном этапе отсутствует рабочая документация, в расчетах используются усредненные параметры. Предлагаемая система предназначена для обеспечения автономного наружного освещения.

Внедрение такой системы на территории кампуса университета позволяет решить несколько ключевых задач:

– Практическое применение: система обеспечит энергоснабжение уличного освещения, что повысит комфорт и безопасность на территории кампуса;
– Экологичность: переход на ВИЭ позволит значительно снизить выбросы вредных веществ в окружающую среду, что соответствует современным трендам устойчивого развития;
– Автономность: независимость от централизованной энергосети обеспечит бесперебойную работу системы даже в случае аварийных ситуаций;
– Образовательная функция: система может стать объектом изучения для студентов, способствуя их вовлечению в исследования и разработки в

области возобновляемой энергетики. Кроме того, она может служить демонстрационной площадкой, повышая имидж университета и привлекая внимание к вопросам развития современных энергетических технологий.

В рамках исследования предлагается смоделировать теоретическую конфигурацию нового кампуса ИрНИТУ, используя в качестве основы архитектурные и планировочные характеристики уже существующих корпусов университета. На основе анализа существующих зданий была определена модель трехэтажного здания протяженностью 130 метров и шириной 30 метров.

Согласно требованиям нормативных документов [1], для зданий с подобными параметрами необходимо предусмотреть систему наружного освещения, включающую фонари с установкой на расстоянии 20-30 метров друг от друга и мощностью в диапазоне от 30 до 150 Вт, освещенностью 2 лк [3]. Для расчетов были приняты усредненные значения: 12 светильников, расположенных с шагом 26,7 метров, каждый мощностью 50 Вт. Данные параметры выбраны с учетом обеспечения оптимального уровня освещенности, соответствующего нормативным требованиям, и минимизации энергопотребления.

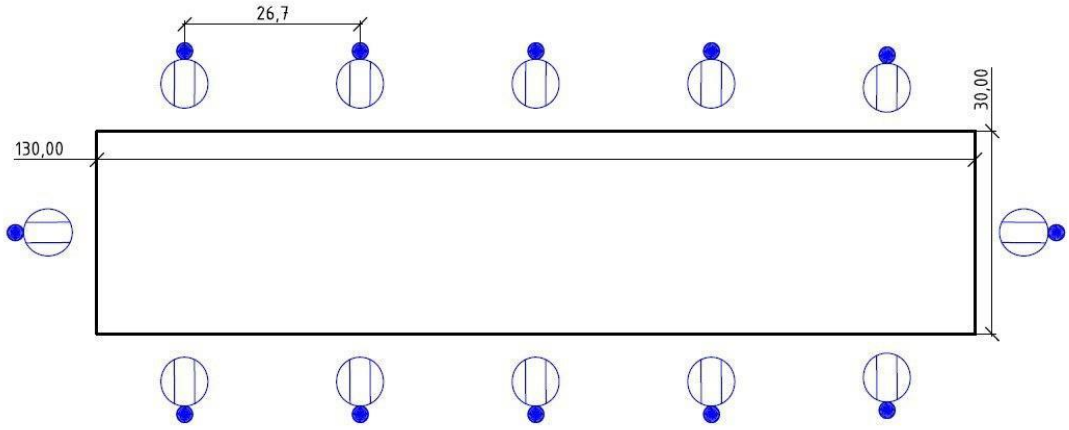


Рисунок 1 – Эскиз расположения фонарей уличного освещения

В качестве источников электроэнергии приняты солнечные батареи. Для определения необходимой мощности солнечных панелей учитывались условия зимнего периода в городе Иркутск. Среднее количество солнечных часов в день составляет 9 часов, а средний уровень зимней солнечной инсоляции – 1,25 кВт·ч/м².

Общая мощность всех фонарей:

$$12 \cdot 50\text{Вт} = 600\text{Вт}.$$

Необходимая энергия для работы в ночное время:

$$\text{Е} = P\text{общая} \cdot t = 600\text{Вт} \cdot 15\text{ч} = 9\text{кВт} \cdot \text{ч}\ .$$

Расчет площади панелей, с учетом инсоляции:

$$S = (9\text{кВт} \cdot \text{ч})/(1{,}25\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2) = 7{,}2\ \text{м}^2.$$

Получив общую площадь солнечных панелей, примем к использованию типовую солнечную панель с параметрами: мощность 300 Вт и площадью 1,6 м^2, отсюда количество панелей:

$$N = 7{,}2/1{,}6 \approx 5\ \text{шт.}$$

Далее внедряем в систему гравитационный накопитель. Для расчета мощности гравитационного накопителя энергии используем формулу потенциальной энергии:

$$E = m \cdot g \cdot h.$$

Приняв высоту 20 метров, требуемую энергию для работы в ночное время – 9 кВт·ч, что составляет $3240 \cdot 10^4$ Дж, ускорение свободного падения 9,8 $\text{м}/\text{с}^2$:

$$m = \frac{E}{gh} = 3240 \cdot \frac{10^4}{(9{,}8 \cdot 20)} = 165{,}31\ \text{т.}$$

То есть необходимая масса груза накопителя составляет 165,31 тонны. Однако примем в расчет потери на трение и преобразование механической энергии в электрическую – примем КПД системы 0,7.

Эффективная масса: m=165,31/0,7=236,16 т.

Необходимо выбрать материал груза для наиболее эффективного использования массы и пространства.

Сравним наиболее конкурентные материалы, используя усредненные параметры:

- Бетон: плотность 2400 кг/м^3, стоимость 3 000-5 000 руб/тонну.
- Чугун: плотность 7200кг/м^3, 25 000-35 000 руб/тонну.
- Сталь: плотность 7850кг/м^3, 40 000-60 000 руб/тонну.
- Гранит: плотность 2700 кг/м^3, 10 000-15 000 руб/тонну.

В работе принимается к применению бетон, как усредненно самый дешевый материал и уже применяемый в конструкциях гравитационных накопителей [2].

Объем груза для бетона: $V = \frac{236{,}16}{2400} = 98{,}4\ \text{м}^3$.

Количество накопителей было принято равным 5.

Масса груза на один накопитель: $m_{\text{накопит.}} = \frac{236{,}16}{5} = 47{,}23$ т.

Объем груза на один накопитель: $V_{\text{накопит.}} = \frac{98{,}4}{5} = 19{,}68\ \text{м}^3$.

Предположим, что груз имеет форму прямоугольного параллелепипеда. Например, при высоте 2 метра и ширине 2 метра, получим длину (L):

$$L = \frac{19{,}68}{2 \cdot 2} = 4{,}92\ \text{м.}$$

Таким образом, габариты груза примут значения: 4,92×2×2 м.

Предложенная система демонстрирует высокий потенциал для интеграции с возобновляемыми источниками энергии, обеспечивая экологич-

ность, автономность и надежность энергоснабжения. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию конструкции накопителя, снижение энергопотерь и разработку пилотного проекта для тестирования системы в реальных условиях.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 55928-2235 Освещение наружное утилитарное. Классификация и нормы. Введен 2014-07-01.
2. Величко Д.А. Гравитационный накопитель электрической энергии. Патент РФ № 2 796 715, опубл. 29.05.2023.
3. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» (актуализированная редакция СНиП 23-05-95). Таблица 7.21.

Перфильев Д.Ю. Непомнящих Н.С. обучающиеся, гр. ЭСм-23-1; Тигунцев С.Г., к.т.н, доцент кафедры ЭСиС ИРНИТУ

УДК 621.311

ОБЗОР МИКРОКОНТРОЛЛЕРНЫХ ПЛАТФОРМ И ДАТЧИКОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ И ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

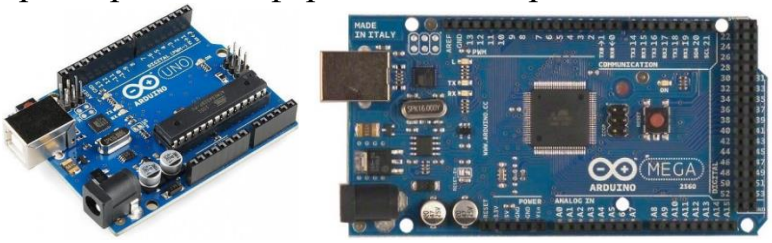
Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Бухтаев Л.С., Волынкина Д.Е., Сингатулина В.А., Сумбаева Е.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

pionkevichva@istu.edu

Современные системы распределенной генерации требуют гибких и доступных инструментов для мониторинга, управления и интеграции с энергетическими системами. Микроконтроллеры (Arduino, ESP32) и микрокомпьютеры (Raspberry Pi) в сочетании с датчиками тока, напряжения, скорости и коммуникационными модулями являются универсальными доступными платформами для решения задач подобного рода, в том числе их можно применять для решения данных задач в учебном процессе. В работе рассматривается анализ современных микроконтроллерных платформ и датчиков, их особенности и программная реализация [1].

Микроконтроллерная платформа Arduino представлена на рис. 1.



а) **б)**

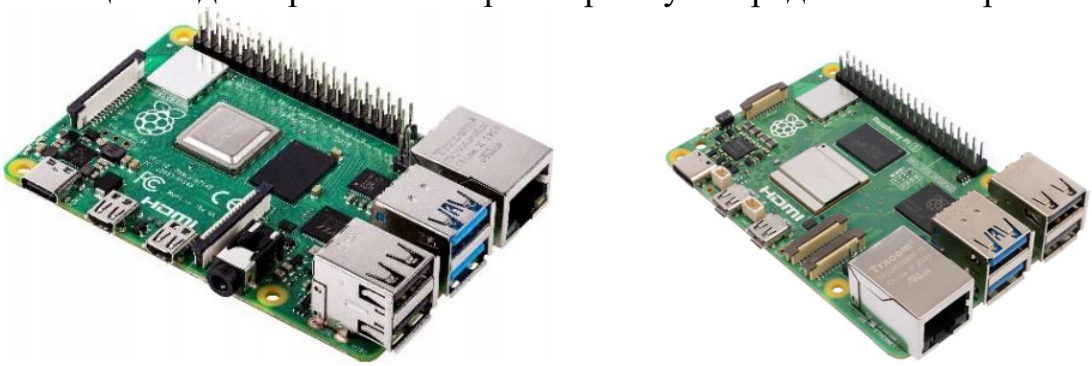
Рисунок 1 – Общий вид микроконтроллерной платформы Arduino Uno (а) и Arduino Mega (б)

Характеристики Arduino Uno [2]: ATmega328 (16 МГц, 14 цифровых GPIO, 6 аналоговых входов, 6 ШИМ выходов).

Основными достоинствами являются: низкая стоимость, открытая архитектура, поддержка языка программирования C++ в среде разработки Arduino IDE, широкий выбор шилдов (Ethernet, Wi-Fi, GSM).

В качестве примера применения можно осуществить управление нагрузкой через релейные модули, сбор данных с датчиков напряжения и тока.

Общий вид микрокомпьютера Raspberry Pi представлен на рис. 2.



а) **б)**

Рисунок 2 – Общий вид микрокомпьютера Raspberry Pi версии 4 (а) и версии 5 (б)

Raspberry Pi 4 имеет 64-битный процессор с тактовой частотой 1,2–1,5 ГГц, 1-4 ГБ ОЗУ, HDMI, Ethernet, Wi-Fi, Bluetooth, 40 GPIO (I2C, SPI, UART) [3].

Достоинства: имеет высокую производительность, поддержка ОС Linux, интеграция с MATLAB/Simulink, позволяет подключать датчики тока, напряжения и пр. Применяется для сложных алгоритмов управления, облачных технологий.

Общий вид микроконтроллера ESP32 представлен на рис. 3.

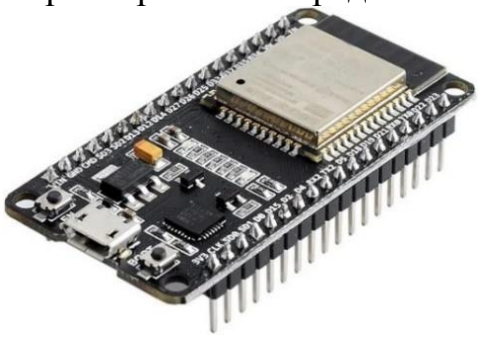


Рисунок 3 – Общий вид микроконтроллера ESP32

ESP32 имеет двухъядерный процессор Xtensa LX6 (240 МГц), Wi-Fi/Bluetooth, 12-битный АЦП, 34 GPIO. Низкое энергопотребление (спящий режим: < 5 мкА) [4]. Основными достоинствами являются: встроенная беспроводная связь, поддержка FreeRTOS, совместимость с Arduino IDE. Применяется для удаленного мониторинга через Wi-Fi/MQTT, управление нагрузкой через BLE.

Сравнение параметров микроконтроллеров и микрокомпьютеров представлено в таблице 1.

Таблица 1

Параметры микроконтроллеров и микрокомпьютеров

Параметр	**Arduino Uno**	**Raspberry Pi**	**ESP32**
Производительность	Низкая	Высокая	Средняя
Беспроводная связь	Через шилды	Wi-Fi/BT	Встроенная
Аналоговые входы	10 бит	Требует АЦП	12 бит
Энергопотребление	Умеренное	Высокое	Очень низкое

Для решения задач мониторинга энергетических систем и систем электроснабжения применяются датчики тока и напряжения.

Датчик тока INA219 (I2C) с возможностью измерения тока величиной до 3,2 А, датчик может быть подключён к контроллеру Arduino/ESP32 (рис. 4).

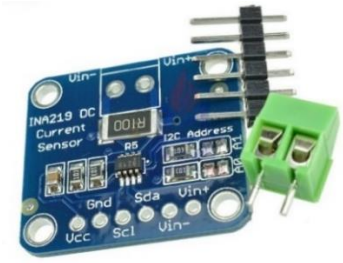


Рисунок 4 – Датчик тока INA219 (I2C)

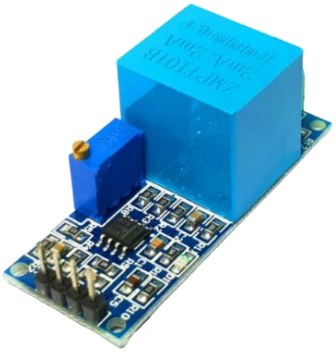


Рисунок 5 – Датчик напряжения A01B

Датчик напряжения A01B (см. рис. 5) с возможностью измерения напряжения переменного тока до 250 В, имеет гальваническую развязку.

Для измерения скорости и механических параметров используются фотоэлектрические датчики частоты вращения.

Фотоэлектрический датчик частоты вращения (см. рис. 6) имеет щелевой принцип действия, цифровой выход (подключение к GPIO).

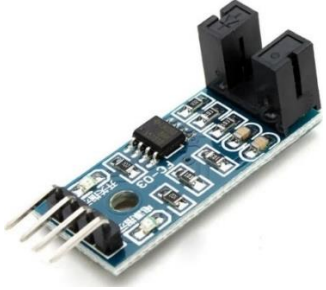


Рисунок 6 – Фотоэлектрический датчик частоты вращения

Для измерения скорости ветра используется Анемометр RS-485 (см. рис. 7), работающий по протоколу Modbus.



Рисунок 7 – Анемометр RS-485

Для программирования используются стандартные команды языка C++ в среде Arduino IDE, которые позволяют считывать данные, интегрироваться с языками программирования Python, MATLAB. ESP32 отличается от Arduino тем, что ESP32 имеет встроенную поддержку Wi-Fi, в то время как Arduino не оснащена этой функцией.

Коммуникационные модули. Наиболее удобным способом работы с различными сетями является использование готовых шилдов – плат расширения. Например, Ethernet Shield для платформы Arduino, который позволяет подключить микроконтроллер к проводной сети с другими устройствами и сетевыми ресурсами [5]. На таких модулях уже выполнены все необходимые обвязки, шилд просто вставляется в соответствующие разъемы платы, и остается только загрузить программу (скетч). К плате могут быть подключены и другие устройства.

GSM и GPRS модуль в проектах Arduino позволяет подключаться к удаленным автономным устройствам через обычную сотовую связь. GSM модуль используется для расширения возможностей обычных плат Arduino – отправка смс, совершение звонков, обмен данными по GPRS. Существуют различные виды модулей, наиболее часто используемые – SIM900, SIM800L, A6, A7 [6].

У ESP32 есть встроенный Wi-Fi, а также модуль LAN8720 для работы с Ethernet подключением [4].

Заключение. Arduino представляет собой устройство, которое позволяет управлять электрическими нагрузками, подключать датчики и обладает рядом преимуществ – это низкая стоимость, простота освоения.

Raspberry Pi – более сложное устройство, которое позволяет работать с операционной системой, подключать датчики, выполнять сложные вычисления и интегрировать программы с профессиональными инструментами.

ESP32 оптимален для IoT-решений (Интернет вещей, Internet of Things) с особыми требованиями к беспроводной связи и энергоэффективности.

Любая из представленных выше платформ позволяет работать с датчиками тока, напряжения, частоты вращения для решения задач управления источниками распределённой генерации.

Сочетание этих платформ позволяет решить широкий спектр задач в области распределенной генерации – от локального управления до глобального мониторинга.

Библиографический список

1. Пионкевич В.А. Инструменты для обучения современным средствам цифровых систем автоматического управления нетрадиционными источниками электрической энергии на основе микроконтроллеров // Вестник ИрГТУ. – 2016. – № 6(113). – С. 136-145.
2. Arduino – история создания, разработчики, первый выпуск [Электронный ресурс] URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Arduino (дата обращения 09.03.2025).
3. Raspberry Pi [Электронный ресурс] URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki/Raspberry_Pi (дата обращения 13.03.2025).
4. ESP32 [Электронный ресурс] URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki/ESP32 (дата обращения 09.03.2025).
5. Arduinomaster [Электронный ресурс] URL: https://arduinomaster.ru/datchiki-arduino/w5100-modul-arduino-ethernet/ (дата обращения 09.03.2015).
6. Arduinomaster [Электронный ресурс] URL: https://arduinomaster.ru/datchiki-arduino/gsm-gprs-modul-arduino/ (дата обращения 09.03.2015).

Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ; Бондаренко С.И. доцент кафедры ЭиЭ; Бухтаев Л.С., Волынкина Д.Е. Сингатулина В.А., обучающиеся гр. ЭПб-21-1; Сумбаева Е.С. обучающаяся гр. ЭПб-22-1 ИрНИТУ

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРКОВ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ РАБОТЫ С ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Елисеев А.Е., Карасёва В.С., Шмарловская А.В., Быченкова С.А.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

pionkevichva@istu.edu

Энергетическая отрасль находится в процессе трансформации, направленной на снижение выбросов парниковых газов и повышение энергетической безопасности. Ветроэнергетика, как зрелый и экономически привлекательный источник возобновляемой энергии, играет важную роль в этом процессе. Строительство крупных ветропарков увеличивает их долю в общей генерации электроэнергии, однако интеграция в централизованные электроэнергетические системы (ЦЭЭС) связана с техническими и экономическими вызовами, вызванными переменчивостью ветрового потока. Для успешной интеграции требуются точные модели и методы исследования работы ВЭУ в составе ЦЭЭС.

Переход к возобновляемым источникам энергии, включая ветроэнергетику, является приоритетной задачей энергетической политики многих стран. Высокая доля ветрогенерации предъявляет новые требования к

надежности и устойчивости ЦЭЭС. Переменчивость ветрового потока вызывает колебания генерируемой мощности, что может влиять на стабильность напряжения и частоты. Размещение ветропарков и особенности их подключения к сети могут создавать локальные перегрузки.

Моделирование и исследование работы ВЭУ в составе ЦЭЭС позволяет:

- Оценить влияние ветрогенерации на устойчивость и надежность системы.
- Разработать стратегии управления режимами работы ВЭУ для обеспечения стабильности напряжения и частоты.
- Оптимизировать размещение ВЭУ и конфигурацию электрических сетей для минимизации потерь мощности.
- Разработать методы прогнозирования ветрогенерации для планирования режимов работы энергосистемы.
- Оценить экономическую эффективность интеграции ВЭУ в ЦЭЭС.

Современные ВЭУ играют важную роль в переходе к устойчивой энергетике, требуя тщательного моделирования для обеспечения стабильности и эффективности. В данной работе рассматривается моделирование парка ВЭУ мощностью 9 МВт. В модели установлены шесть асинхронных генераторов (АГ) мощностью 1,5 МВт каждый с возможностью управления углом тангажа лопастей, распределительная сеть 25 кВ/120 кВ, конденсаторные батареи и статический компенсатор реактивной мощности (STATCOM). Дополнительно выполнен анализ переходных процессов при изменении скорости ветра и компенсации реактивной мощности.

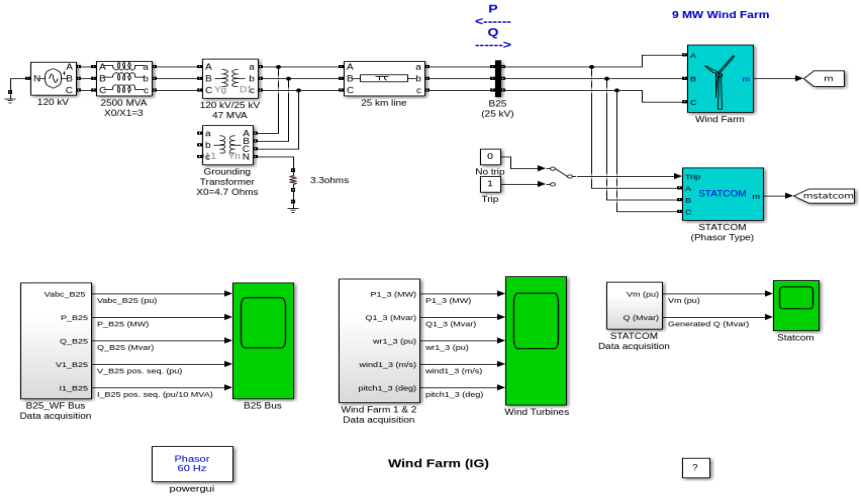


Рисунок 1 – Модель парка ВЭУ [2]

Выполнен анализ реакции системы на изменение скорости ветра в пределах до 11 м/с, возникновение аварийных режимов и отключение компенсирующих устройств. Модель, разработанная Ришаром Ганьоном (Hydro-Quebec) [1], включает настройку начальных условий. Результаты моделирования демонстрируют работоспособность системы и устойчивость к

аварийным режимам, подчеркивая важность комплексного подхода к проектированию ветровых электростанций.

Ветропарк мощностью 9 МВт на основе шести ВЭУ мощностью по 1,5 МВт каждая соединен с сетью напряжением 120 кВ с помощью воздушной линии протяжённостью 25 км на напряжении 25 кВ. ВЭУ используют АГ (IG).

Реактивная мощность компенсируется батареями конденсаторов на шинах низкого напряжения (400 кВАр для каждой пары ВЭУ на 1,5 МВт) и устройством STATCOM мощностью 3 МВАр. В блоке «Wind Farm» моделируется механический момент для скорости ветра от 4 до 10 м/с. Номинальная скорость ветра 9 м/с соответствует 1 о.е. (3 МВт). Исследование проводится в интервале 20 с. Скорость ветра для каждой ВЭУ задаётся от «Wind 1» до «Wind 3». Изначально скорость ветра установлена на 8 м/с, затем увеличивается до 11 м/с за 3 с. В момент времени равный 15 с. происходит временный отказ на терминалах низкого напряжения (575 В) «Wind Turbine 2».

При запуске моделирования можно просмотреть параметры, такие как активная и реактивная мощность, скорость генератора, скорость ветра, угол тангажа для каждой ВЭУ в осциллографе «Wind Turbines». Для каждой пары ВЭУ произведенная активная мощность начинает увеличиваться плавно, и достигает номинального значения 3 МВт в момент времени 8 с. Скорость турбины увеличивается с 1,0028 о.е до 1,0047 о.е. Угол тангажа увеличивается с 0 до 8 градусов, чтобы вернуть мощность к номинальному значению. Потребление реактивной мощности увеличивается при возрастании генерируемой активной мощности. Каждая ВЭУ потребляет 1,47 МВАр. При скорости ветра 11 м/с суммарная генерируемая мощность составляет 9 МВт, устройство STATCOM поддерживает напряжение на уровне 0,984 о.е. путем генерации реактивной мощности 1,62 МВАр.

При отключении фазы в блоке «Three-Phase Fault» напряжение на шине «B25» снижается до 0,91 о.е. из-за отсутствия достаточного значения реактивной мощности. Что приводит к перегрузке АГ ВЭУ «Wind Turbine 1».

Работа в установившемся режиме для скорости ветра: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 м/с;

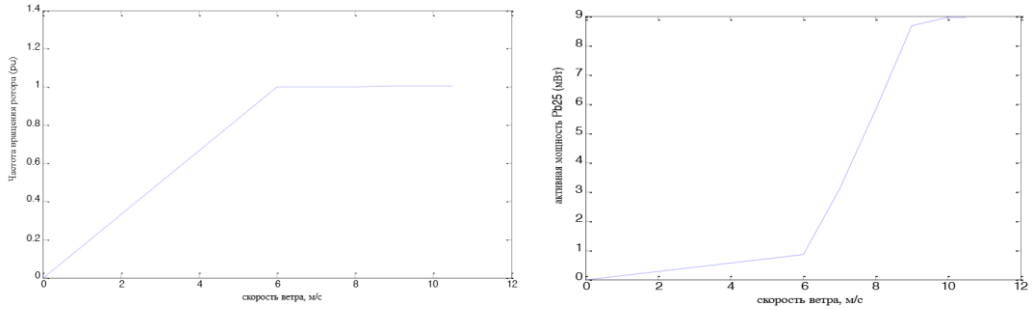


Рисунок 2 – Графики зависимости показателей от скорости ветра в установившемся режиме [2]

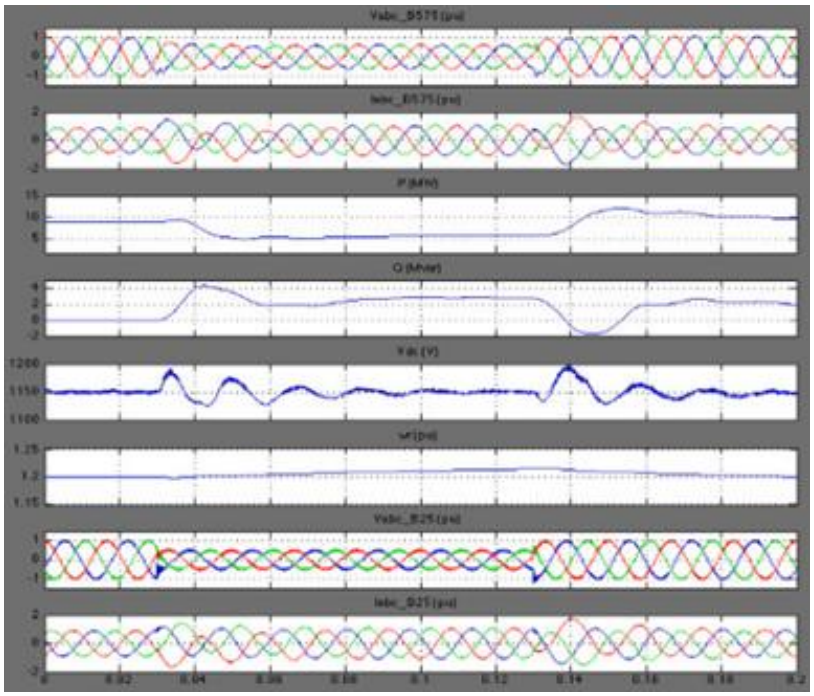


Рисунок 3 – Графики зависимости показателей от скорости ветра в установившемся режиме

Динамические характеристики при скорости ветра от 6 до 9,5 м/с;

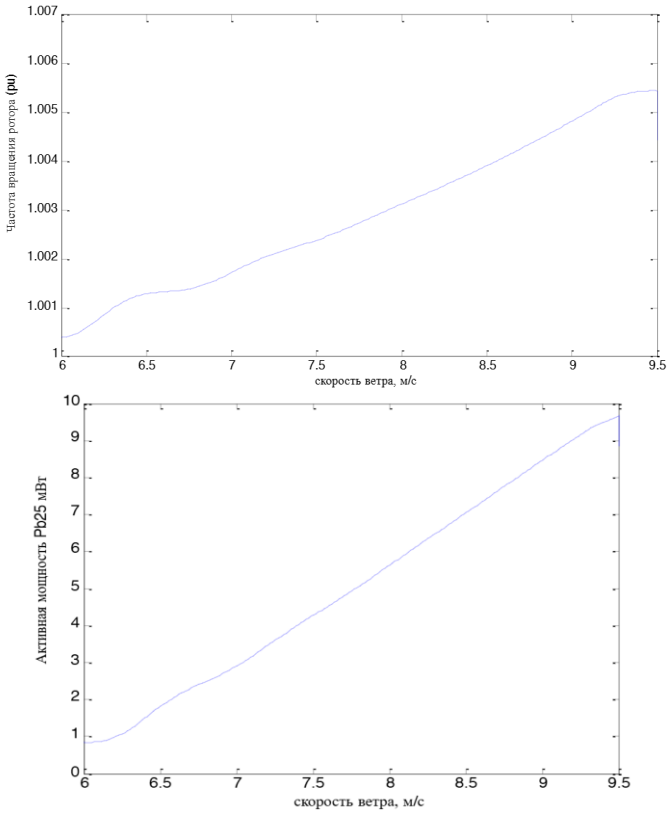


Рисунок 4 – Графики зависимости показателей от скорости ветра в динамическом режиме

Скорость ветра была задана выражением 5+5sin(2*pi*10) м/с в динамическом режиме.

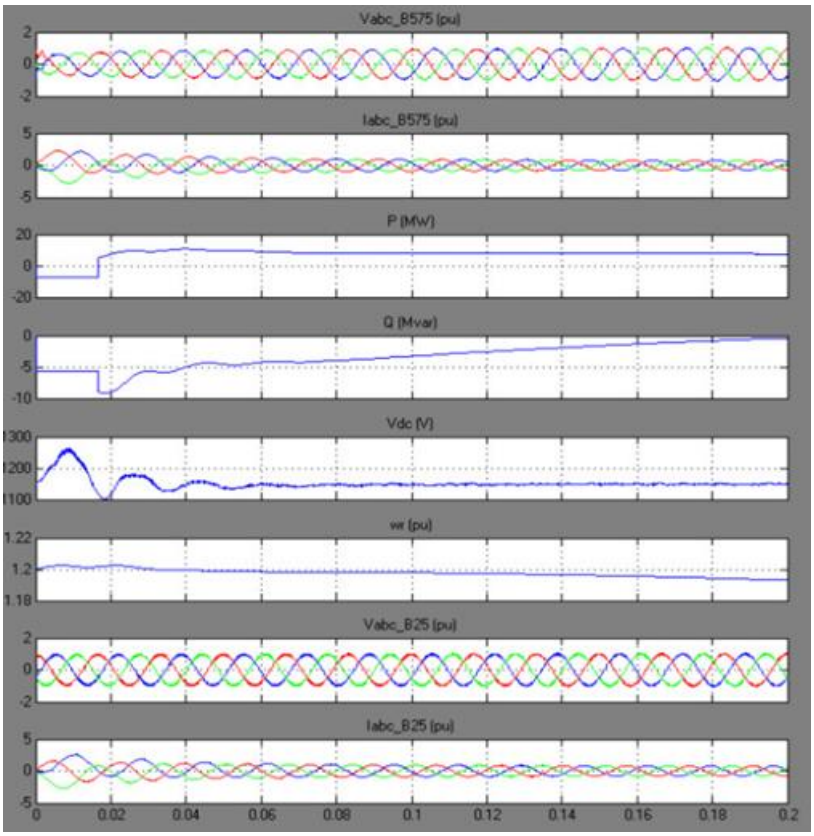


Рисунок 5 – Графики зависимости показателей от скорости ветра в динамическом режиме

Заключение. Моделирование ветропарков и их взаимодействие с ЦЭЭС необходимы для безопасной интеграции ветрогенерации в энергосистему. Разработка точных моделей и методов управления, модернизация сетей помогут реализовать потенциал ветроэнергетики.

Моделирование ветропарка мощностью 9 МВт с АГ и системой управления углом тангажа показала эффективность модели в условиях динамических нагрузок. Регулирование угла тангажа поддерживает вырабатываемую мощность 3 МВт для каждой ВЭУ при скорости ветра до 11 м/с. Напряжение в узле B25 регулируется с помощью конденсаторных батарей и устройством STATCOM, которое генерирует 1,62 МВАр реактивной мощности в режиме пиковой нагрузки.

Анализ переходных процессов при порывах ветра и аварийных отключениях выявил достаточную надежность системы. Однако отключение устройства STATCOM привело к падению напряжения до 0,91 о.е., что подтверждает его ключевую роль в поддержании устойчивости сети. Модель Ришара Ганьона (Hydro-Quebec) подтверждает возможность интеграции ВЭУ с АГ в современные энергосистемы. Управление углом тангажа, компенсация реактивной мощности и многоуровневая защита оптимизируют

выработку электрической энергии и повышают устойчивость к возмущениям. Полученные результаты могут служить основой для проектирования ВЭУ при переменных нагрузках и нестабильных климатических условиях.

Библиографический список

1. Ришар Ганьон (Hydro-Quebec) подробная модель // Mathworks [Электронный ресурс] URL: https://docs.exponenta.ru/R2020a/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-detailed-model.html?ysclid=m87el2vhcl32742093 (дата обращения: 09.03.25).
2. Wind Farm – Induction Generator // Mathworks [Электронный ресурс] URL: https://www.mathworks.com/help/sps/ug/wind-farm-ig.html?refresh=true (дата обращения: 09.03.25).

Пионкевич В.А. доцент кафедры ЭиЭ, Бондаренко С.И. доцент кафедры ЭиЭ; Елисеев А.Е., Карасёва В.С., Шмарловская А.В., Быченкова С.А. обучающиеся гр. ЭПб-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ СОВРЕМЕННОГО НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ В СОСТАВЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Шерстов В.И., Терсков А.В., Овчинников Д.О., Соловьев К.С.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

pionkevichva@istu.edu

В условиях растущей потребности в надежном и энергоэффективном электроснабжении как промышленных, так и бытовых объектов, оптимизация управления электрическими нагрузками приобретает критическое значение. Данная работа посвящена анализу возможностей современных низковольтных устройств, предназначенных для управления электрическими нагрузками в централизованных системах электроснабжения.

В рамках работы рассмотрены современные устройства, способствующие повышению надежности и автоматизации систем электроснабжения на напряжении до 1 кВ: устройство управления резервным питанием F&F AVR-02-G, обеспечивающее стабильную работу источников питания и защиту от перебоев; реле контроля уровня F&F PZ-830 с зондами, позволяющее осуществлять точный мониторинг и управление параметрами уровня жидкостей; а также частотный преобразователь AMV мощностью 2,2 кВт на напряжение 220 В для регулирования частоты вращения асинхронных электродвигателей переменного тока для оптимизации энергопотребления. Ком-

плексное применение данных решений способствует созданию современных систем электроснабжения, способных эффективно реагировать на изменения нагрузки и условия эксплуатации.

Устройство управления резервным питанием F&F AVR-02-G (рис. 1) предназначено для работы в составе блоков (шкафов) управления автоматическим включением источников резервного питания (АВР) для бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергии. Например, устройство AVR-02-G может применяться для включения резервного источника питания – бензинового генератора с автозапуском при нарушении работы основного источника питания – централизованной электрической сети.



Рисунок 1 – Общий вид устройства управления резервным питанием F&F AVR-02-G

К основным функциональным возможностям устройства управления резервным питанием AVR-02-G относятся: формирование напряжения питания цепей контроля и управления силовыми аппаратами; формирование сигнала «Авария»; формирование сигнала запуска генератора; управление контакторами и моторными приводами; контроль положения силового аппарата; контроль состояния аварийных цепей силового аппарата; работа от внешнего источника питания постоянного тока; работа с однофазными генераторами; возможность работы от внешней аккумуляторной батареи напряжением 12 В, емкостью 1,2 А/ч, и ее поддержка в заряженном состоянии; сервисный пусконаладочный режим; ограничение доступа к настройкам вводом PIN-кода.

На рис. 2 представлена электрическая схема включения устройства управления резервным питанием AVR-02-G под названием «N1+N2 с контакторами». В данной схеме ввод 1 – основной, ввод 2 – резервный, S1 – выключатель блокировки работы, S2 – выключатель аварийного отключения вводов, SB1 – кнопка сброса, HL1 – лампа аварийной сигнализации. Устройство управления резервным питанием AVR-02-G имеет следующие зажимы: зажимы фаз ввода 1 – A1, B1, C1; зажимы фаз ввода 2 – A2, B2, C2; 9 – для подключения источника бесперебойного питания для поддержания работы устройства; 1, 10 и 11 – для подключения контактов реле K5 для формирования напряжения питания цепей управления и контроля состояния силовых

аппаратов U_0; 12 – вход для подключения клемм внешнего источника питания постоянного тока; 13, 14 и 15 – входы контроля положения контактов силового аппарата; 16 – вход блокировки автоматического режима работы; 17 (AL) – выход сигнала аварии; 18, 19 и 20 – входы контроля состояния аварийных цепей силового аппарата; 21 – сброс аварии по входам 18, 19, 20 при аварийном отключении вводов; 22 – объединённый вход контактов реле управления силовыми аппаратами К1-К3; 23, 24 – контакты реле К1, управляющего вводом 1; 25, 26 – контакты реле К2, управляющего вводом 2; 27, 28 – контакты реле К3, управляющего секционным выключателем; 29, 30 – контакты реле К4, подающего сигнал запуска генератора.

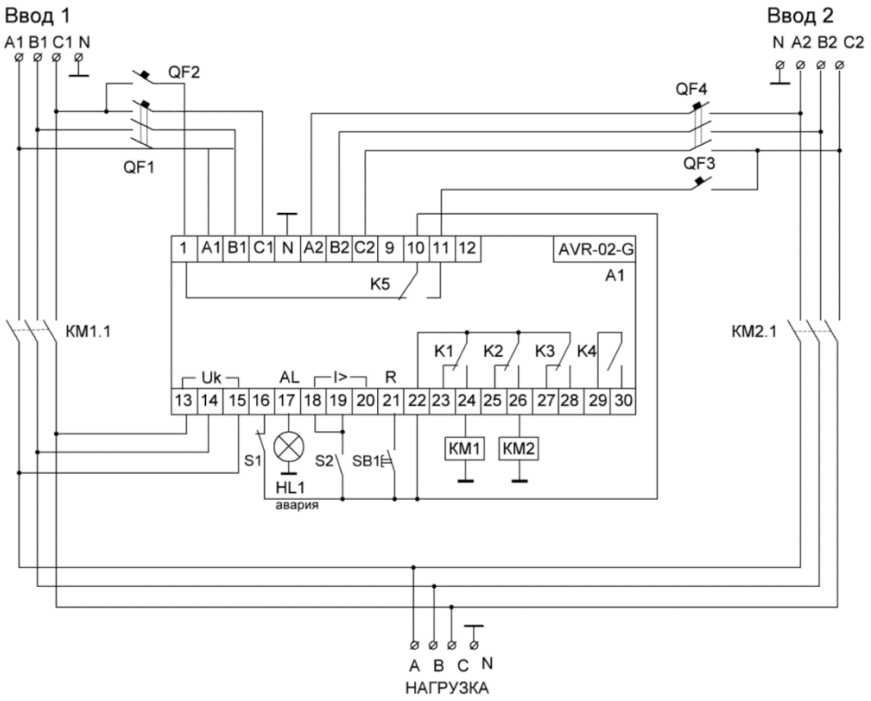


Рисунок 2 – Схема N1+N2 с контакторами

При нарушении электроснабжения данная схема работает следующим образом. При неисправности ввода 1 через время задержки $T_{зад}$ контакт К1 силового аппарата отключает ввод 1. Через время переключений $T_п$ включается К2, и нагрузка подключается к вводу 2. Условия переключения на резервный ввод 2: напряжение ввода 2 в допустимых пределах; отключение ввода 1 (отсутствие напряжения на зажимах 13, 14, 15); отсутствует сигнал срабатывания токовой защиты (отсутствие напряжения на зажимах 18, 19). При восстановлении питания ввода 1 через время восстановления $T_в$ К2 отключается, и через время переключений $T_п$ включается К1, и нагрузка подключается к вводу 1. Условия переключения на основной ввод 1: напряжение ввода 1 в допустимых пределах; отключение ввода 2 (отсутствие напряжения на зажимах 13, 14, 15); отсутствует сигнал срабатывания токовой защиты (отсутствие напряжения на зажимах 18, 19).

Также существуют следующие типы схем подключения:

1. Схема включения «N1+G с контакторами». Два ввода, одна нагрузка. Ввод 1 – основной, ввод 2 – резервный ввод от генератора;

2. Схема включения «N1+N2+S с контакторами». Два равнозначных ввода, две нагрузки, с секционным выключателем;

3. Схема включения «N1+N2+S с автоматическими выключателями с моторопривода-ми».

Реле контроля уровня F&F PZ-830 (рис. 3, а) с зондами (рис. 3, б) предназначено для контроля и поддержания заданного уровня токопроводящих жидкостей в резервуарах, бассейнах, водонапорных башнях, и управления электродвигателями насосных установок. Для контроля уровня реле использует кондуктометрический способ. Например, реле контроля уровня F&F PZ-830 с зондами может применяться для управления насосом в скважине или колодце для заполнения накопительного бака в частных домах, для управления насосными станциями первого и второго подъема, для контроля уровня воды в резервуарах чистой воды, для управления насосами в канализационных насосных станциях (КНС) для перекачки сточных вод, для предотвращения переполнения приемных резервуаров КНС, для сигнализации об аварийных ситуациях (затопление, неисправность насоса), для автоматического откачивания воды из подвалов, котлованов.

Принцип работы кондуктометрических датчиков основан на том, что при достижении жидкостью в емкости определенного уровня, рабочая жидкость замыкает электрод зонда (MAX, MIN, ALARM) с электродом зонда COM, в цепи протекает электрический ток, приводя к срабатыванию реле. Настройки чувствительности зондов под конкретный тип жидкости осуществляется регулировкой входного сопротивления реле (регулятор SENS. на лицевой панели изделия). Зонды уровня питаются переменным напряжением, имеют гальваническую развязку от сети питания и контактов управления нагрузкой.



а) **б)**

Рисунок 3 – Общий вид реле контроля уровня F&F PZ-830 (а) и зонды (б)

К основным функциональным возможностям реле уровня F&F PZ-830 с зондами относится: контроль уровня жидкости – осуществляет мониторинг уровня жидкости с помощью трех зондов (COM, MIN, MAX); управление насосом (или клапаном) – включает/выключает насос или управляет клапаном на основе показаний зондов; регулируемые уровни – настройка уровней включения и выключения насоса для оптимальной работы; защита от «сухого хода» – предотвращает работу насоса при отсутствии жидкости, защищая его от повреждений; защита от переполнения – предотвращает переполнение емкости; регулируемая задержка по времени – настраиваемая задержка времени включения/выключения насоса для предотвращения ложных срабатываний; функция самодиагностики – реле может обнаруживать обрыв зондов или короткое замыкание и сигнализировать об этом; выход сигнализации – наличие выхода сигнализации для передачи информации о состоянии системы на удаленный диспетчерский пункт или другое устройство.

На рис. 4 представлена схема режима наполнения с защитой от переполнения резервуара. В данной схеме L1, L2, L3 – подключение фаз питания реле, N – подключение нейтрали питания реле, АВАРИЯ – клемма для подключения к аварийному индикатору, KM1 – контактор малогабаритный. Реле контроля уровня F&F PZ-830 имеет следующие клеммы: 1, 3 – подключение фазы питания реле; 5 – подключение зонда COM (общий); 6 – подключение зонда MIN (минимальный уровень); 7 – подключение зонда MAX (максимальный уровень); 8 – подключение зонда ALARM (аварийный уровень); 9, 10 – перемычка для подключения зонда аварии (ALARM) к клемме 8; 12 – клемма для подключения к аварийному индикатору; 13 – нормально замкнутый контакт реле управления насосом подключается к нейтрали; 14 – нормально замкнутый контакт реле управления насосом подключается цепь управления включением контактора насоса; 19 – нормально разомкнутый контакт реле сигнализации аварийного уровня (ALARM).

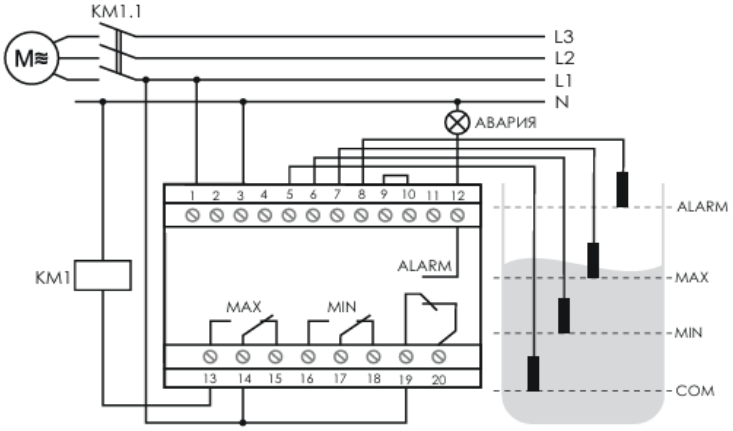


Рисунок 4 – Схема режима наполнения с защитой от переполнения резервуара

Для контроля аварийного уровня ALARM (выше уровня MAX), нужно установить внешнюю перемычку между 9 и 10 клеммами и подключить

зонд аварии (ALARM) к клемме 8. При подаче питания через 2 секунды реле входит в рабочий режим. Если уровень жидкости ниже зонда MIN, контакты реле 14-13 замкнуты, насос включается и происходит наполнение резервуара. Контакты 19-12 разомкнуты. При достижении жидкостью уровня MAX контакты 14-13 размыкаются, насос выключается. В случае превышения жидкостью уровня MAX и достижении уровня ALARM замыкаются контакты 19-12, включается индикатор АВАРИЯ. При снятии питания реле контакты 14-13, 19-12 размыкаются, управление нагрузкой не происходит.

Частотный преобразователь AMV мощностью 2,2 кВт на напряжение 220 В предназначен для управления скоростью и крутящим моментом асинхронных электродвигателей. Он изменяет частоту и напряжение на выходе, что позволяет: плавно запускать и останавливать двигатель; регулировать скорость вращения в широком диапазоне; повысить энергоэффективность и продлить срок службы электродвигателя; обеспечить защиту от перегрузок и других нештатных режимов работы. Такие устройства часто применяются в системах вентиляции, насосном оборудовании, компрессорах и других промышленных и бытовых установках.

Частотный преобразователь AMV 2,2 кВт 220 В – это универсальное устройство для регулирования работы электродвигателей мощностью до 2,2 кВт при однофазном питании 220 В. Рассмотрим основные возможности и преимущества такого оборудования:

1. Управление скоростью и моментом. Преобразователь изменяет частоту и, соответственно, напряжение на выходе, что позволяет точно настраивать скорость вращения двигателя.

Способы управления: устройство поддерживает как скалярное (U/f), так и векторное (sensorless vector control – SVC) управление. Это обеспечивает как простое регулирование для стандартных задач, так и более точное управление для сложных установок.

2. Плавный пуск и остановка. Плавный пуск снижает ударные нагрузки на механизмы и уменьшает риск повреждения оборудования. Оптимизация работы: возможность тонкой настройки параметров разгона и торможения способствует более эффективной эксплуатации двигателя и продлению его срока службы.

3. Защитные функции. Встроенные схемы защиты позволяют предотвратить повреждения двигателя и преобразователя при перегрузках. Автоматический контроль температуры и защита от коротких замыканий обеспечивают стабильную работу устройства даже в неблагоприятных условиях.

4. Компактность и универсальность. Компактный корпус (примерно 180×100×150 мм, вес около 2,5 кг) позволяет устанавливать преобразователь в ограниченном пространстве. Устройство подходит для широкого спектра применения – от насосов, вентиляторов и компрессоров до различного оборудования в производственных и бытовых системах.

5. Интерфейсы и возможности подключения. Преобразователь оснащен как аналоговыми, так и цифровыми входами/выходами, что позволяет интегрировать его в систему управления. Возможность подключения по RS485 или другим интерфейсам облегчает удалённый мониторинг и настройку устройства.

Частотный преобразователь AMV 2,2 кВт 220 В (рис. 5) сочетает в себе функции регулирования скорости, надежные защитные схемы и компактный размер. Это делает его эффективным решением для оптимизации работы электродвигателей в самых разнообразных областях, улучшая энергоэффективность и увеличивая срок службы оборудования.



Рисунок 5 – Общий вид частотного преобразователя AMV 2,2 кВт 220 В

На рис. 6 представлена схема подключения частотного преобразователя.

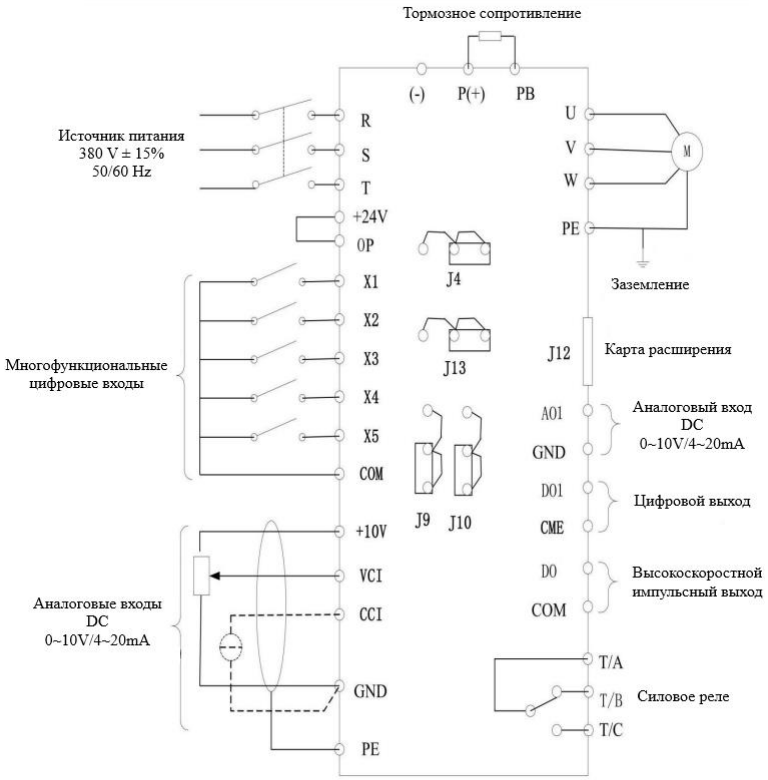


Рисунок 6 – Схема подключения частотного преобразователя AMV 2,2 кВт 220В

Частотный преобразователь AMV 2,2 кВт 220 В широко применяется для управления различными типами электродвигателей, что позволяет адаптировать их работу под конкретные технологические задачи. Основные области применения: промышленное оборудование, к которому относят насосы, компрессоры, вентиляторы, конвейерные линии, станки и другое оборудование, где требуется точное регулирование скорости для оптимизации технологического процесса и экономии энергии. Системы вентиляции и кондиционирования: для обеспечения плавного пуска/остановки и регулирования скорости вентиляторов для поддержания оптимального микроклимата. Преобразователь помогает не только улучшить энергоэффективность, но и продлить срок службы электродвигателей за счёт плавного пуска и защиты от перегрузок.

Проведенное исследование демонстрирует, что интеграция современных низковольтных устройств, таких как устройство управления резервным питанием F&F AVR-02-G, реле контроля уровня F&F PZ-830 и частотный преобразователь AMV 2,2 кВт 220 В значительно повышает эффективность и надежность управления электрическими нагрузками в централизованных системах электроснабжения.

Использование представленных решений позволяет значительно повысить надежность электроснабжения за счет автоматического управления нагрузками, точного контроля параметров и эффективного распределения электроэнергии. Автоматическое переключение на резервное питание с помощью устройства управления резервным питанием F&F AVR-02-G обеспечивает бесперебойную работу критически важных систем, предотвращая их выход из строя при отключениях основного электроснабжения. Реле контроля уровня F&F PZ-830 с зондами дает возможность точно контролировать уровень жидкостей и управлять насосными установками, что особенно важно для систем водоснабжения и канализации, снижая риск переполнения или работы насосов всухую. Частотный преобразователь AMV 2,2 кВт 220 В позволяет регулировать скорость и нагрузку электродвигателей, обеспечивая их оптимальный режим работы, что способствует снижению износа оборудования и уменьшению потребления электроэнергии. Результаты исследования подтверждают целесообразность дальнейшего развития и внедрения подобных технологических подходов, что в перспективе может привести к созданию гибких и энергоэффективных систем электроснабжения.

Библиографический список

1. Руководство пользователя AVR-02-G [Электронный ресурс] URL: https://tde-fif.ru/data/files/item_173.ru.pdf?ysclid=m7x3egf8yz224725435 (дата обращения: 06.03.2025).
2. Руководство пользователя PZ-830 [Электронный ресурс] URL: https://tde-fif.ru/data/files/item_129.ru.pdf?ysclid=m7x9eg3evs453143930 (дата обращения: 06.03.2025).

3. Руководство пользователя AMV 2,2 кВт 220 В [Электронный ресурс] URL: https://amv650s.ru/#manuals (дата обращения: 06.03.2025).

Пионкевич В.А., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ, Бондаренко С.И., доцент кафедры ЭиЭ; Шерстов В.А., Терсков Т.С., Овчинников Д.О. Соловьев К.С. обучающийся гр. ЭПб-21-1 ИРНИТУ

УДК 621.3:656.56

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ ЧАСТОТЫ В АВТОНОМНЫХ СИСТЕМАХ

Подшивалов Е.С., Крюков О.В., Гуляев И.В.
ООО «ТСН-электро», г. Нижний Новгород;
НИУ Мордовский государственный университет, г. Саранск
o.v.kryukov@mail.ru

В настоящее время в Российской Федерации эксплуатируются тысячи изолированных систем электроснабжения (СЭС) с автономными генераторными установками (рис. 1), обеспечивающими население и предприятия, расположенные, в основном, в удалённых районах Сибири и Дальнего Востока [1]. Такие районы характеризуются не только удалённостью от ЕЭС России, но и дорогостоящей логистикой при снабжении материалами, оборудованием и топливом с себестоимостью электроэнергии до 20-250 руб./кВт·ч, что кратно выше средней по РФ.



Рисунок 1 – Энергокомплекс с резервированием от газопоршневых генераторов

Одной из характерных особенностей автономных энергосистем (ЭС) нефтегазодобывающих и других предприятий является соизмеримость номинальных мощностей электростанций (до десятков МВт) и наиболее крупных электропотребителей [5-8]. При этом изменения режима работы даже при выполнении нормальных технологических операций приводят к значительным и резким изменениям режимных параметров, относя нагрузку к резкопеременной [3]. Резкие сбросы и наброс нагрузки более 20-30 % от

мощности электростанции приводят к ударным изменениям частоты, опасным для генераторных агрегатов и сокращающим моторесурс основного технологического оборудования и электрогенераторов [4].

Основу современной автономной энергетики составляют дизель-генераторные установки (ДГУ), главным недостатком которых является дороговизна топлива, причём при резкопеременной нагрузке, характерной для СЭС промышленных объектов, потребление топлива дополнительно возрастает. Автономные ЭС нефтегазодобывающих предприятий (НГП) в последние десятилетия активно оснащаются газопоршневыми (ГПУ) и газотурбинными (ГТУ) установками (рис. 1), работающими на попутном или природном газе [5]. Однако из-за инерционности топливного тракта для ГПУ задача поддержания частоты при работе на резкопеременную нагрузку оказывается более сложной, чем для ДГУ. Кроме того, при отклонениях частоты более чем на 1,0-1,5 Гц в течение 0,2 с происходит отключение ГПУ технологическими защитами. Во избежание этого и для поддержания требуемого уровня частоты распространена практика завышения установленной мощности автономных электростанций за счёт дополнительных агрегатов, что приводит к росту капитальных затрат и снижению коэффициента использования установленной мощности.

Альтернатива такому решению – установка на автономных электростанциях систем накопления электрической энергии (НЭ) [6, 7] для сглаживания бросков мощности нагрузки, уменьшения амплитуды отклонений частоты и скорости её изменения.

Наиболее востребованными автономными СЭ в настоящее время являются автономные гибридные энергоустановки (АГЭУ), включающие в свой состав традиционные генераторы, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и НЭ [8]. Стохастический характер генерации ВИЭ осложняет задачу регулирования частоты в условиях резкопеременной нагрузки и ограничивает область применения АГЭУ. Функции НЭ в составе АГЭУ в настоящее время, как правило, сводятся только к согласованию графиков генерации и потребления активной мощности.

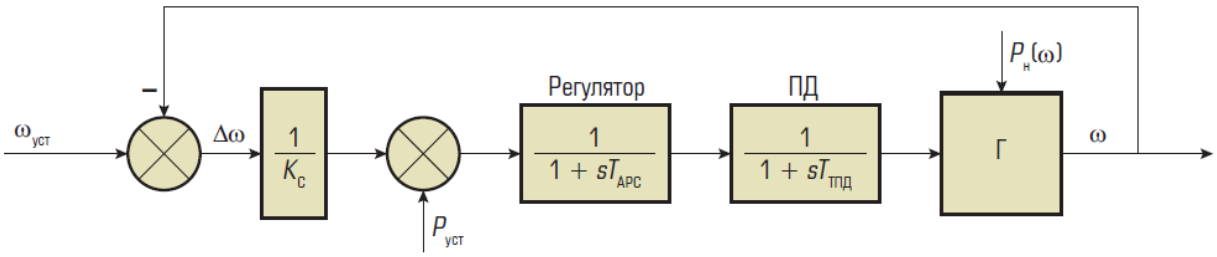


Рисунок 2 – Имитационная модель генератора, автономно работающего на нагрузку: $\omega_{уст}$, ω, Δω – соответственно задание на скорость, выходная скорость и их разность; $K_С$ – коэффициент статизма контура скорости, $P_{уст}$ – задание на мощность, $T_{АРС}$ и $T_{ТПД}$ – постоянные времени контура САР и первичного двигателя, ПД и Г – первичный генератор

Во всех описанных выше случаях, учитывая многофункциональность и быстродействие НЭ [9], целесообразно использовать их для участия в регулировании частоты, прежде всего, в автономных ЭС с резкопеременной нагрузкой. Для этого необходима система автоматического регулирования (САР) (рис. 2) по частоте тока, реализующую алгоритмы управления, согласованные с параметрами НЭ.

Согласно ГОСТ 32144-2013, отклонение частоты в изолированных СЭС не должно превышать ±1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ±5 Гц в течение 100 % времени. Такие «мягкие» требования по сравнению с синхронизированными СЭС объясняются технической сложностью обеспечения более высокого качества электроэнергии для автономных ЭС, что обусловлено соизмеримостью мощностей электростанции и крупных потребителей.

С учётом того, что в 2021 г. суммарные установленные параметры НЭ составляли 27 ГВт, 56 ГВт·ч, а в 2023 г. в мире установлены НЭ мощностью 43 ГВт и энергоёмкостью 91 ГВт·ч, то к 2030 г. совокупные параметры достигнут 508 ГВт, 1 432 ГВт·ч. При этом 55 % проектов СНЭЭ направлено на участие в регулировании частоты (рис. 3).

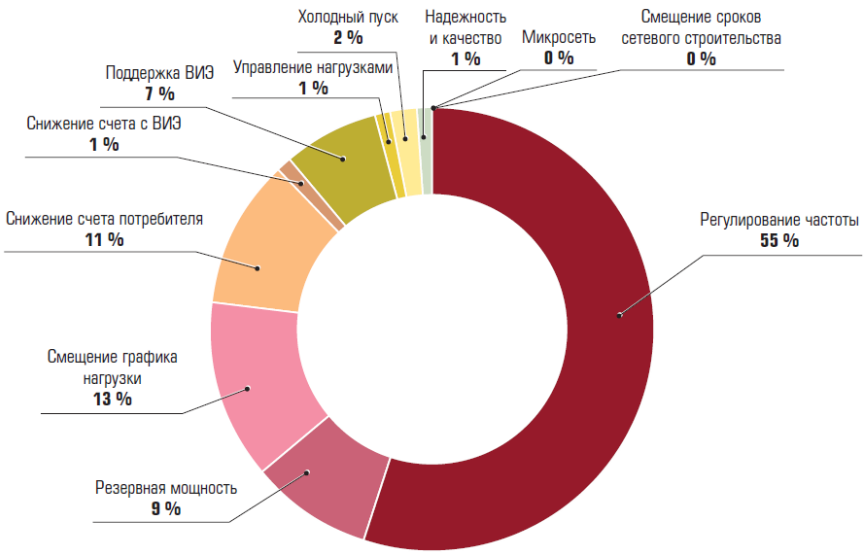


Рисунок 3 – Структура целевого использования накопителей электроэнергии

Среди вновь вводимых проектов НЭ задача регулирования частоты имеет по-прежнему достаточно высокую долю 16 %. Условия для участия в регулировании частоты НЭ прежде других были созданы в ведущих энергетических странах Евразии. Для НЭ предоставлен специальный сегмент рынка системных услуг быстрореагирующего оборудования. Так 1 МВт быстро реагирующего резерва, которым является электрохимическая НЭ, может заместить 1,72 МВт резерва мощности гидроэлектростанций или 29 МВт мощностей паросиловых станций. Это создает преимущества для наиболее маневренных источников мощности, каких как системы НЭ. Ряд

мер, на федеральном уровне стимулирующих применение ВИЭ, сегодня также они распространены на НЭ (инвестиционный налоговый вычет и ускоренная амортизация).

В настоящее время реализовано несколько проектов, где системы с НЭ участвует в регулировании частоты косвенным образом, сглаживая резкопеременную нагрузку в энергосистеме с ГПУ в Тюменской области и Ханты-Мансийском автономном округе (Югра). Один проект находится на стадии реализации в Новосибирской области для удаленных НГП.

Для оценки эффективности работы данной установки и определения степени гибридизации системы с НЭ построена компьютерная модель СЭС промышленного объекта в программном комплексе PSCAD с применением гибридных накопителей электроэнергии (рис. 4). Данная модель позволяет методом имитационного моделирования определить наиболее рациональную степень гибридизации составляющих НЭ (батарей аккумуляторов и суперконденсаторов) в зависимости от характера и мощности нагрузок, режимов работы сети и совокупного графика нагрузки производственного объекта НГП.

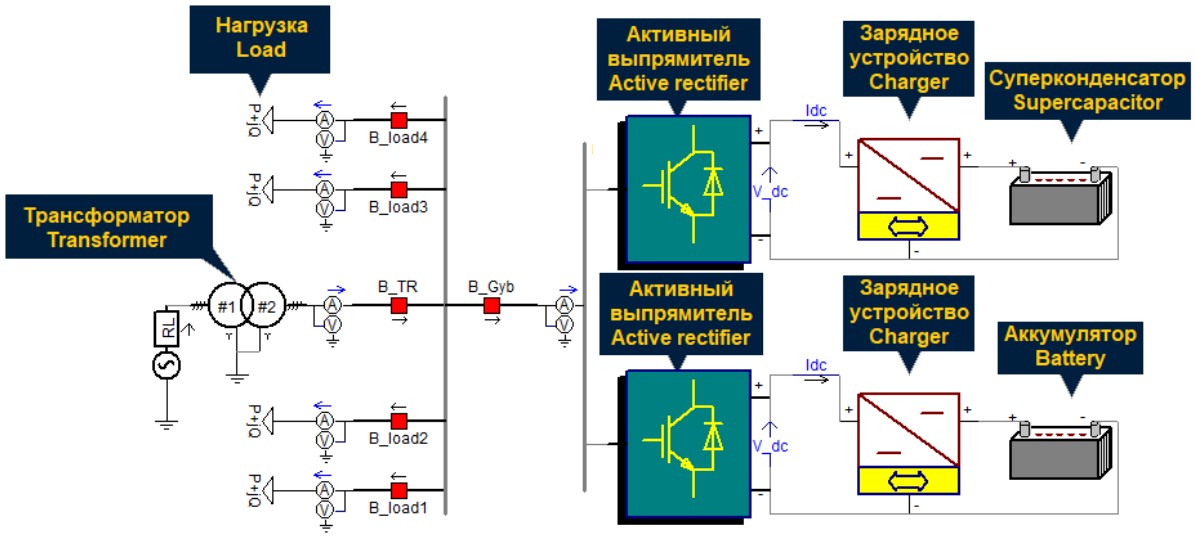


Рисунок 4 – Имитационная модель автономной ЭС с применением гибридного НЭ

В результате проверки работоспособности систем с накопителями электроэнергии при различной степени гибридизации в условиях компьютерного моделирования, определены основные параметры и конфигурации батарей аккумуляторов и суперконденсаторов. Кроме того, получены основные зависимости параметров установки от режимов работы и строения сети. На основе этого построены диаграммы работы данной установки в различных режимах, по которым проведена оценка общей энергоэффективности применения гибридных накопителей в СЭС промышленных объектов НГП.

Проведенный анализ также показал, что для оптимизации гибридных систем с накопителями электроэнергии наиболее перспективными являются

интеллектуальные системы управления, построенные по принципам нечеткой логики или на базе искусственных нейронных систем (ИНС) [10]. Это связано с тем, что применение данных методов исключает недостатки в системах накопления электроэнергии и позволяет построить систему в среде с неполной информацией и высокой сложностью объекта управления. Дальнейшее развитие таких систем управления позволит увеличить энергоэффективность накопителей электроэнергии и сделать их более доступными для использования в различных отраслях.

Таким образом, можно констатировать, что поскольку частота тока является ключевым параметром режима энергосистемы, то для поддержания необходимого значения частоты генераторные агрегаты должны оснащаться автоматическими регуляторами скорости. Возложив на НЭ функции стабилизации частоты, можно без серьёзного увеличения капиталовложений повысить качество электроэнергии и удовлетворить требования потребителей, имеющих высокотехнологичное оборудование, чувствительное к отклонениям частоты, в особенности к её ударным изменениям, происходящим с высокой скоростью.

Библиографический список

1. Kryukov O.V., Serebryakov A.V. Energy efficient power supply systems of oil and gas pipelines electric drives // Bulletin of South Ural State University. Series: Power Engineering. – 2017. – Т.17. – № 3. – С.102-110.
3. Воронков В.И., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Электроснабжение и электрооборудование линейных потребителей магистральных газопроводов // Газовая промышленность. – 2010. – № 3 (643). – С. 32-37.
4. Крюков О.В., Гуляев И.В., Подшивалов Е.С. Энергосбережение с использованием гибридных НЭ // В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии Сибири. ВНПК. – 2023. – С. 391-395.
5. Крюков О.В., Васенин А.Б. Функциональные возможности энергетических установок при питании удаленных объектов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 2. – С. 50-56.
6. Степанов С.Е., Васенин А.Б., Путера А.Е. Превентивный прогноз потребления электроэнергии при использовании систем аккумулирования // Автоматизация и IT в энергетике. – 2022. – № 9 (158). – С. 34-44.
7. Подшивалов Е.С., Крюков О.В. Параметризация и конфигурация гибридных накопителей электроэнергии // В сборнике: XXII Бенардосовские чтения. Материалы МНТК. Иваново, – 2023. – С. 88-91.
8. Vasenin A.B., Kryukov O.V. Adaptive control algorithms of autonomous generator complexes // В книге: Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты МКЭЭЭ-2016. – С. 133-135.
9. Саушев А.В., Волков А.С., Крюков О.В. Интеллектуализация энергетики – главный вектор развития систем электроснабжения // Автоматизация и IT в нефтегазовой области. – 2023. – № 3 (53). – С. 7-17.

10. Kryukov O.V. Methodology and tools for neuro-fuzzy prediction of the status of electric drives of gas-compressor units // Russian Electrical Engineering. – 2012. – Т. 83. – С. 516-520.

Подшивалов Е.С., инженер ООО «ТСН-электро»; Крюков О.В., зам. директора по науке ООО «ТСН-электро»; Гуляев И.В., руководитель НОЦ НИУ «МГУ им. Н.П. Огарева».

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ ДВОЙНЫХ ЗАМЫКАНИЙ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Потемкин М.Н., Илькина А.А., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
maxlordwood@mail.ru, ilkinastya@gmail.ru, stiguncev@yandex.ru

В электрических сетях с изолированной нейтралью самым распространенным видом повреждения являются однофазные замыкания на землю.

При возникновении однофазного замыкания на землю напряжения двух неповрежденных фаз значительно возрастают. Это может привести к пробоям в местах с ослабленной изоляцией, а затем к переходу к двойному замыканию на землю.

Определение места повреждения на ЛЭП при двойном замыкании на землю является сложной задачей, так как точки замыкания могут находиться как на одной, так и на разных линиях.

Двойное замыкание на землю может привести к серьезным последствиям, включая перерывы электроснабжения потребителей, повреждение оборудования и угрозу для жизни и здоровья людей. Эффективное определение места повреждения является критически важным для быстрого восстановления нормального функционирования сети. Также разработка и внедрение новых методов и алгоритмов для определения мест повреждений позволит повысить эффективность диагностики и минимизировать время простоя линий электропередачи, что в свою очередь снизит экономические потери.

Однофазные замыкания на землю являются несимметричными режимами. Для расчета несимметричных режимов наиболее распространенными являются метод симметричных составляющих и метод фазных координат.

Метод симметричных составляющих основан на трех схемах замещения: прямой, обратной и нулевой последовательностей с дальнейшим суммированием их решений. Недостатком этого метода является то, что он не учитывает взаимоиндукцию между проводами, что уменьшает точность расчета.

Использование фазных координат целесообразно при необходимости учета различий в пофазных параметрах линии, для расчетов режимов ком-

бинированных однофазных и трехфазных сетей, при наличии трансформаторов с особыми схемами соединений обмоток, а также при расчетах взаимных электромагнитных влияний ЛЭП.

Расчет режима замыканий в фазных координатах является наиболее предпочтительным для сетей 6-35 кВ, так как позволяет рассчитывать все виды коротких замыканий и замыканий на землю.

В [1] рассматривается определение места повреждения при двойном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью с помощью метода наложения, в котором аварийный режим разделяется на нагрузочную и аварийную составляющие. Из уравнений аварийного режима вычитают уравнения доаварийного режима и получают выражения чисто аварийного режима и схему. Схема содержит одну ЭДС, расположенную в месте замыкания и представляющую в неискаженном виде всю необходимую информацию для распознавания повреждения.

Недостатками данного метода являются неучет проводимости линии и допущения, снижающие точность расчета при эквивалентировании схем с ответвлениями.

В [2] представлен способ определения места повреждения при двойном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью. Сначала устанавливают поврежденные фазы. Затем по измеренным фазным токам и напряжениям в предшествующем режиме определяют нагрузку контролируемой линии электропередачи. Далее находят чисто аварийный ток для каждой фазы как разность измеренного фазного тока и тока соответствующей фазы модели неповрежденной сети для контролируемого участка при действии на ее входах измеренных фазных напряжений в режиме двойного замыкания и с помощью целевых функций определяют первое место замыкания.

Для определения второго места замыкания вычисляют фазный ток справа от первого места замыкания. Выделяют промежуточную составляющую в виде безнулевой составляющей или составляющей нулевой последовательности чисто аварийного тока поврежденной фазы слева от источника тока. Определяют ток второго замыкания. Формируют целевую функцию для второй поврежденной фазы и определяют место второго замыкания.

Недостатками данного способа является его сложность и большой объем расчетов.

Для решения задачи принят метод фазных координат. Сформирована схема замещения условной сети 10 кВ (рис. 1), состоящая из питающего трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТДН-10000/110/10, четырех фидеров и нагрузок.

Каждая линия 10 кВ представлена трехфазными участками по 1 километру, каждая нагрузка представлена фазными сопротивлениями, соединенными в «звезду». Марка провода АС-35 на опорах ПБ-2 (рис. 2).

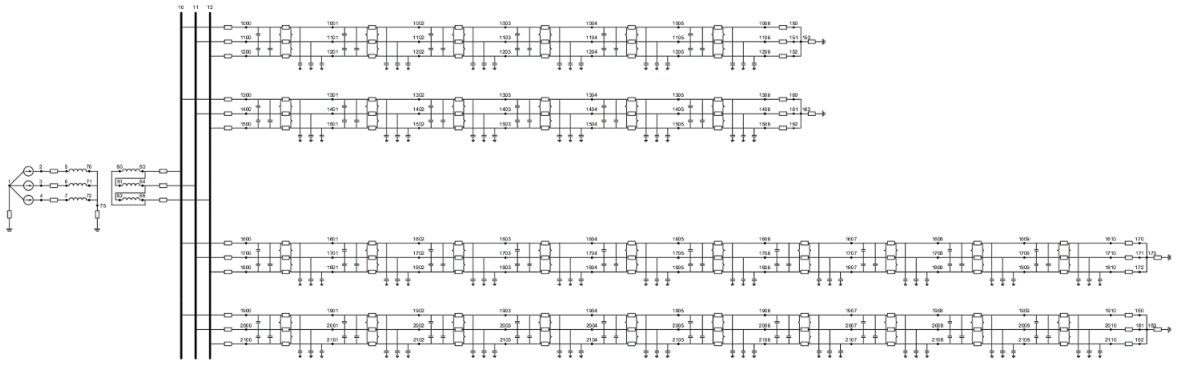


Рисунок 1 – Схема замещения сети 10 кВ

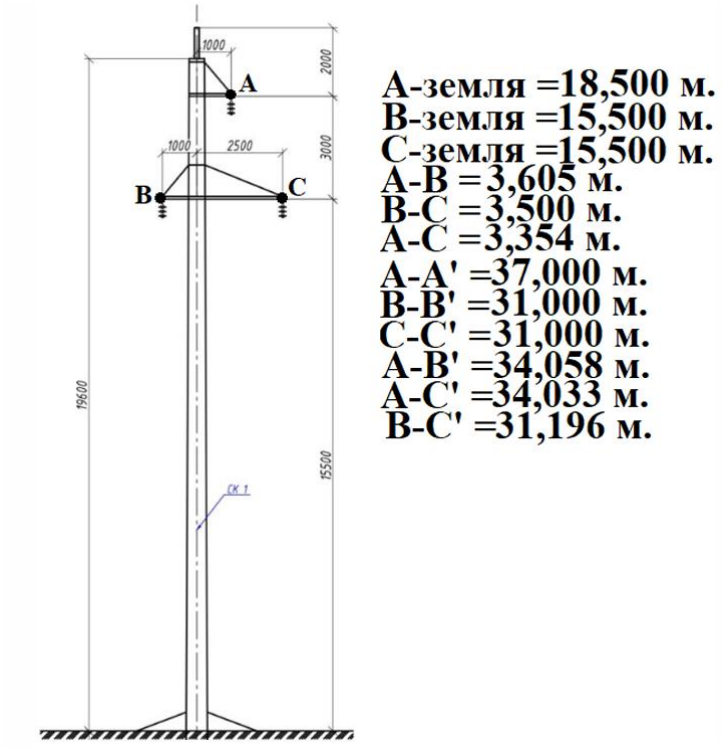


Рисунок 2 – Опора ПБ-2

Расчеты проводились в программно-вычислительном комплексе «Расчет режимов в фазных координатах», разработанном на кафедре «Электрические станции, сети и системы» ИРНИТУ.

Были рассчитаны режимы однофазного замыкания на землю. Точка замыкания на землю моделировалась через активное сопротивление величиной 10 Ом.

Результаты расчета показаны в табл. 1 и табл. 2.

Таблица 1

Однофазное замыкание на землю на фидере 1 в фазе А в начале линии

	$3I_0$, А	$3U_0$, В
Фидер 1	0,731	18585,938
Фидер 2	0,147	18585,947

Окончание табл. 1

	$3I_0$, А	$3U_0$, В
Фидер 3	0,244	18585,948
Фидер 4	0,244	18585,948

Таблица 2

Однофазное замыкание на землю на фидере 1 в фазе А в конце линии

	$3I_0$, А	$3U_0$, В
Фидер 1	0,731	18593,322
Фидер 2	0,147	18593,331
Фидер 3	0,244	18593,332
Фидер 4	0,244	18593,332

Из табл. 1, 2 видно, что при ОЗЗ на шинах 10 кВ подстанции увеличилось напряжение нулевой последовательности до 18,5 кВ.

Также был рассчитан режим при двойном замыкании на землю.

В табл. 3, 4 представлены результаты расчета при двойном замыкании на землю фаз А и С фидера 1.

В табл. 5, 6 представлены результаты расчета при двойном замыкании на землю фазы А фидера 1 и фазы А фидера 3.

В табл. 7, 8 представлены результаты расчета при двойном замыкании на землю фазы А фидера 1 и фазы С фидера 3.

Таблица 3

Значения токов в фидере 1 при двойном замыкании на землю в фазе А и С

	I, А	I_a, А	I_p, А
I_A, А	404,696	-386,66	119,468
I_B, А	0,104	-0,101	0,021
I_C, А	405,211	387,16	-119,596

Таблица 4

Двойное замыкание на землю на фидере 1 в фазе А и С

	$3I_0$, А	$3U_0$, В
Фидер 1	0,412	10434,535
Фидер 2	0,083	10434,54
Фидер 3	0,137	10434,54
Фидер 4	0,137	10434,54

Таблица 5

Значения токов при замыкании на землю фазы А на фидере 1 и фазы А на фидере 3

		I, А	I_a, А	I_p, А
Фидер 1	I_A, А	0,607	0,325	-0,512
	I_B, А	44,163	6,64	43,661

Окончание табл. 5

		I, A	I_a, A	I_p, A
Фидер 1	I_C, A	44,022	-6,702	-43,509
Фидер 3	I_A, A	0,381	0,091	-0,37
	I_B, A	42,997	6,247	42,541
	I_C, A	42, 732	-6,384	-42,252

Таблица 6

Замыкание на землю фазы А на фидере 1 и фазы А на фидере 3

	$3I_0$, A	$3U_0$, B
Фидер 1	0,446	18740,314
Фидер 2	0,148	18740,32
Фидер 3	0,094	18740,318
Фидер 4	0,246	18740,321

Таблица 7

Значения токов при замыкании на землю фазы А на фидере 1 и фазы С на фидере 3

		I, A	I_a, A	I_p, A
Фидер 1	I_A, A	346,048	-317,533	137,556
	I_B, A	45,449	8,17	44,709
	I_C, A	45,377	-8,247	-44,622
Фидер 3	I_A, A	41,314	-38,427	-15,172
	I_B, A	41,124	38,253	15,095
	I_C, A	346,585	318,06	-137,69

Таблица 8

Замыкание на землю фазы А на фидере 1 и фазы С на фидере 3

	$3I_0$, A	$3U_0$, B
Фидер 1	346,154	11473,425
Фидер 2	0,091	11469,968
Фидер 3	346,456	11466,507
Фидер 4	0,151	11469,969

Из табл. 3, 4 видно, что ток нулевой последовательности при двойном замыкании на землю на одной линии имеет малую величину, так как активные и реактивные составляющие тока в поврежденных фазах компенсируют друг друга. Это говорит о том, что если точки замыканий на землю расположены на одной линии в разных фазах, то данный вид повреждения можно рассматривать как двухфазное короткое замыкание.

В табл. 5, 6 показано, что при двойном замыкании на землю одинаковых фаз в разных линиях токи в поврежденных фазах и токи нулевой последовательности имеют малую величину.

Из табл. 7, 8 видно, что при замыкании на землю фазы А на фидере 1 и фазы С на фидере 3 величина токов в поврежденных фазах и тока $3I_0$ боль-

шие. Следовательно, если точки замыканий на землю находятся на значительном расстоянии друг от друга, то данное повреждение можно рассматривать как совокупность двухфазного КЗ через переходное сопротивление участка земли и двух однофазных замыканий на землю.

Библиографический список

1. Куликов, А. Л. Определение местоположения двойных замыканий на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью / А. Л. Куликов, В. Ю. Осокин // Интеллектуальная электротехника. – 2024. – № 1(25). – С. 58-69.
2. Патент № 2737234 C1 Российская Федерация, МПК G01R 31/08. Способ определения мест двойного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью : № 2020111296 : заявл. 18.03.2020 : опубл. 26.11.2020 / М. В. Убасева, В. С. Петров, В. И. Антонов, В. А. Наумов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ЭКРА».

Потемкин М.Н., обучающийся, гр. ЭСм-24-1; Илькина А.А., обучающийся, гр. УЭСм-24-1; Тигунцев С.Г., к.т.н, доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.331

РАЗРАБОТКА МЕР ПО УСИЛЕНИЮ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБХОДНОГО ПУТИ НА УЧАСТКЕ АНГАРАКАН-ОКУСИКАН

Пузина Е.Ю.
Иркутский государственный университет путей сообщения
lena-rus05@mail.ru

В ближайшей перспективе на 2030 год планируется существенное увеличение грузооборота по Восточному полигону, и, в частности по Байкало-Амурской железной дороге (БАМ). Поскольку эта дорога имеет достаточно сложный профиль пути с подъемами, достигающими 16-17 промилей, и множество тоннелей в горных массивах между станциями, на отдельных ее участках возникает проблема ограничения пропускной способности системы тягового электроснабжения при пропуске тяжеловесных поездов.

Для организации бесперебойного движения поездов по участкам данной дороги в случае вывода в ремонт имеющихся, особенно протяженных, тоннелей, и также, учитывая рост количества и масс поездов в перспективе, актуальной задачей является разработка мер оптимизации режимов работы системы тягового электроснабжения подобных участков [1-6].

Система тягового электроснабжения (СТЭ) обходного пути Северомуйского тоннеля включает в себя пять тяговых подстанций (ЭЧЭ): Янчукан, Ангаракан, Перевал, Окусикан, Ульги, причем первая и последняя ЭЧЭ включены в расчет с целью полноценной нагрузки подстанций Ангаракан и

Окусикан. Таким образом, общая протяженность исследуемого участка составляет 133 км. По всей длине участка отсутствуют посты секционирования. И также отметим тот факт, что на межподстанционных зонах (МПЗ) Янчукан – Ангаракан, Ангаракан – Перевал и Перевал – Окусикан используется СТЭ 1×25 кВ и трехфазные тяговые силовые трансформаторы (СТ). На МПЗ Окусикан – Ульги используется СТЭ 2×25 кВ и однофазные тяговые трансформаторы.

План мероприятий по увеличению пропускной и провозной способности Восточного полигона на первом и втором этапах включает в себя реализацию мероприятий по усилению СТЭ БАМа, в том числе и на участке обходного пути Северомуйского тоннеля. Среди них:

а) установка устройства продольной компенсации (УПК) на ТП Янчукан мощностью 9,6 МВАр;

б) строительство однотрансформаторной тяговой подстанции Ульги;

в) установка дополнительного тягового трансформатора и УПК мощностью 14,4 МВАр на ТП Окусикан.

Учтем эти средства усиления при оценке пропускной способности СТЭ исследуемого участка.

Согласно «Методики определения пропускной и провозной способностей инфраструктуры железнодорожного транспорта общего пользования», при определении минимальных интервалов в интенсивный час на однопутном участке используется частично-пакетный график - при безостановочном пропуске пакета из трех поездов повышенного веса (7100 т) с интервалом 10 мин в направлении наибольшего токопотребления (четное) и скрещении этого пакета со встречными поездами графиковой массы (5708 т – согласно письму №ИСХ-1389/ИЭРТ от 04.08.2021) на всех раздельных пунктах с путевым развитием.

Результаты расчета режима работы, существующей СТЭ на участке Янчукан - Ульги, полученные путем имитационного моделирования в ПВК Кортэс, представлены в табл. 1.

Как видим из результатов расчета, лимитирующей зоной является МПЗ Ангаракан-Перевал. Ограничивающий параметр – минимальное напряжение на токоприемнике электровоза, равное 16,82 кВ (при допустимом значении не менее 21 кВ).

Таблица 1

Основные характеристики рабочего режима СТЭ участка Янчукан-Ульги

Наименование параметра	Коэффициент нагрузки СТ	Температура масла СТ, °С	Напряжение в КС, кВ		Температура нагрева КС, °С	Температура нагрева отсасывающей линии, °С
			минимальное	среднее 3-х-минутное		
Значение параметра	1,05 (ЭЧЭ Перевал)	66 (ЭЧЭ Окусикан)	16,77 (перегон Ангаракан-Перевал)	16,82 (перегон Ангаракан-Перевал)	90 (ЭЧЭ Перевал)	72 (ЭЧЭ Перевал)

Возможно использовать несколько мер оптимизации работы устройств электроснабжения, которые в дальнейшем будут способствовать и повышению надежности функционирования железных дорог в целом:

- применение усиливающего провода и увеличение сечения несущего троса;
- оптимизация схемы питания;
- применение устройств компенсации реактивной мощности;
- увеличение сечения отсасывающего провода.

Результаты моделирования СТЭ исследуемого участка с учетом перечисленных средств усиления показали определенную эффективность устройств компенсации реактивной мощности и увеличения сечения отсасывающего провода. Рассмотрим это подробнее.

Для компенсации реактивной мощности в СТЭ используется два вида устройств – устройства продольной компенсации (УПК) и устройства поперечной компенсации (регулируемые – УКРМ, нерегулируемые – КУ) [7-8].

Все виды установок – УПК, УКРМ и КУ – приводят к улучшению имеющихся параметров системы тягового электроснабжения. Так, УПК уменьшает реактивное сопротивление, а, следовательно, и полное сопротивление тяговой сети и, тем самым, вызывает уменьшение падения напряжения в ней, что существенно влияет на рост уровня напряжения на токоприемнике электровоза. УКРМ и КУ, будучи параллельно подключенными к тяговой нагрузке, приводят к уменьшению реактивного, а, следовательно, и полного тока в СТЭ, что приводит к более, чем значительному – в квадратичной зависимости от тока – снижению потерь электроэнергии. При этом УКРМ еще и позволяют плавно управлять величиной реактивной мощности.

По 1-му и 2-му этапам развития БАМа на исследуемом участке уже используются УПК на следующих тяговых подстанциях: на ЭЧЭ Янчукан и на ЭЧЭ Окусикан, соответственно, номинальной мощностью 9,6 и 14,4 МВар.

Выполнено моделирование СТЭ исследуемого обходного участка при монтаже дополнительных компенсирующих устройств: УКРМ на посту секционирования в межподстанционной зоне Ангаракан – Перевал и УПК на ЭЧЭ Ангаракан и ЭЧЭ Перевал. Наибольшую эффективность показало применение УПК, причем рассмотрено использование УПК на подстанциях Ангаракан и Перевал, по отдельности и совместно с номинальной реактивной мощностью 9,6 МВАр на сопротивление 3,75 Ом.

В табл. 2 проиллюстрированы результаты расчета при монтаже УПК.

Результаты, приведенные в табл. 2, позволяют сделать следующие выводы:

- применение УПК на ЭЧЭ Ангаракан поднимает напряжение в контактной сети до 18,62 кВ, но одновременно повышается температура нагрева отсасывающего провода на ЭЧЭ Ангаракан с 62 до 89 °С;
- монтаж УПК на ЭЧЭ Перевал вызывает рост напряжения до

19,64 кВ, но существенно возрастает температура отсасывающего провода на ЭЧЭ Перевал – до 132 °С;

- включение УПК одновременно на ЭЧЭ Ангаракан и ЭЧЭ Перевал решает проблему недостаточного уровня напряжения в КС, поскольку его величина достигает минимально допустимого значения – 21,12 кВ, но приводит к перегреву отсасывающей линии на ЭЧЭ Перевал – до 117 °С.

Следовательно, целесообразно рассмотреть применение этого варианта усиления с увеличением сечения отсоса на ЭЧЭ Перевал – с 3хА-185 до 3хА-240. Результаты представлены в табл. 3.

Таким образом, монтаж УПК на ЭЧЭ Ангаракан и Перевал при одновременном увеличении сечения отсоса на ЭЧЭ Перевал позволяет справиться с проблемами низкого напряжения (повышается с 16,82 кВ до 21,12 кВ) и перегрева отсасывающей линии на ТП Перевал. Данную меру оптимизации возможно рекомендовать к применению.

Таблица 2

Основные характеристики рабочего режима СТЭ участка Янчукан-Ульги при установке УПК

Наименование параметра	Коэффициент нагрузки СТ	Температура масла СТ, °С	Напряжение в КС, кВ		Температура нагрева КС, °С	Температура нагрева отсасывающей линии, °С
			минимальное	среднее 3-х-минутное		
Значение параметра	Монтаж УПК мощностью 9,6 МВАр в отсосе тяговой подстанции Ангаракан					
	1,16 (ЭЧЭ Ангаракан)	67 (ЭЧЭ Ангаракан)	18,54 (перегон Ангаракан-Перевал)	18,62 (перегон Ангаракан-Перевал)	90 (ЭЧЭ Ангаракан)	89 (ЭЧЭ Ангаракан)
	Монтаж УПК мощностью 9,6 МВАр в отсосе тяговой подстанции Перевал					
	1,40 (ЭЧЭ Перевал)	71 (ЭЧЭ Перевал)	19,52 (перегон Ангаракан-Перевал)	19,64 (перегон Ангаракан-Перевал)	117 (ЭЧЭ Перевал)	132 (ЭЧЭ Перевал)
	Монтаж УПК мощностью 9,6 МВАр в отсосе тяговых подстанций Ангаракан и Перевал					
	1,27 (ЭЧЭ Перевал)	68 (ЭЧЭ Перевал)	21,05 (перегон Ангаракан-Перевал)	21,12 (перегон Ангаракан-Перевал)	98 (ЭЧЭ Перевал)	117 (ЭЧЭ Перевал)

Таблица 3

Основные характеристики рабочего режима СТЭ участка Янчукан-Ульги при установке УПК на ЭЧЭ Ангаракан и Перевал и увеличении сечения отсоса на ЭЧЭ Перевал

Наименование параметра	Коэффициент нагрузки СТ	Температура масла СТ, °С	Напряжение в КС, кВ		Температура нагрева КС, °С	Температура нагрева отсасывающей линии, °С
			минимальное	среднее 3-х-минутное		
Значение параметра	1,27 (ЭЧЭ Перевал)	68 (ЭЧЭ Окусикан)	21,05 (перегон Ангаракан-Перевал)	21,12 (перегон Ангаракан-Перевал)	98 (ЭЧЭ Перевал)	90 (ЭЧЭ Перевал)

Реализация разработанных мер оптимизации обеспечит надежное функционирование СТЭ исследуемого участка в случае капитального ремонта Северомуйского тоннеля и также при увеличении грузопотока по Восточному полигону, значительная часть которого будет переориентирована в направлении Байкало-Амурской магистрали.

Библиографический список

1. Крапивин М.И., Куцый А.П., Пузина Е.Ю. Разработка технических решений по увеличению пропускной способности системы тягового электроснабжения участка Восточного полигона // Проблемы электроэнергетики и телекоммуникаций Севера России. Сборник научных трудов V Международной научно-практической конференции. Москва, – 2024. – С. 180-186.
2. Бардушко А.Ю., Куцый А.П. Повышение пропускной способности электрифицированного участка железной дороги Якурим – Киренга на перспективу // Молодая наука Сибири. – 2023. – № 4 (22). – С. 182-193.
3. Крапивин М.И., Пузина Е.Ю. Разработка предложений по устранению лимитирующих межподстанционных зон при развитии Восточного полигона // Исследование и развитие рельсового и автомобильного транспорта. Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Екатеринбург, 2024. – С. 61-65.
4. Cherpanov A., Kutsyi A. Modeling of Tractive Power Supply Systems for Heavy-Tonnage Trains Operation // International Russian Automation Conference (RusAutoCon). Sochi, 2018. P. 1-5. DOI 10.1109/RUSAUTOCON.2018.8501734.
5. Крапивин М.И., Пузина Е.Ю. Моделирование системы тягового электроснабжения с целью обоснования мероприятий по снятию ограничений в пропускной способности // Актуальные проблемы электроэнергетики. Сборник научно-технических статей X Всероссийской (XLIII Региональной) научно-технической конференции. Нижний Новгород, 2024. С. 162-167.

6. Girnik A.S., Fedyanin A.L. Simulation of Auxiliary Induction Motors with Asymmetric Power and Circuit Rotor in Using on the Locomotives // Proceeding – 2012 7th International Forum on Strategic Technology, IFOST 2012. – 2012. – С. 6357674.
7. Морозов Е.А., Фаренык В.В., Востриков М.В., Тихомиров В.А. Учет влияния устройств фильтрации и компенсации на показатели качества электрической энергии СТЭ при пропуске поездов повышенной массы. Молодая наука Сибири. – 2022. – № 4 (18). – С. 94-108.
8. Овечкин И.С., Пузина Е.Ю. Снижение несимметрии напряжения воздушных линий, питающих устройства автоблокировки // Вестник Уральского государственного университета путей сообщения. – 2023. – № 4 (60). – С. 84-95.

ПузинаЕ.Ю., к.т.н., доцент каф. ЭТ ИРГУПС

УДК 621.311: 519.8

ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОУРОВНЕВОГО И ДВУХУРОВНЕВОГО ПОДХОДОВ

Северина Я.Д., Шакиров В.А.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Иркутский национальный исследовательский технический университет
yan.sewerina2910@yandex.ru

Введение. В настоящее время более 60% территории России находится в зоне децентрализованного электроснабжения, где потребители получают питание от автономных дизельных электростанций. К таким районам относятся изолированные и труднодоступные территории Сибирского и Дальневосточного Федеральных округов [1].

В связи с суровыми климатическими условиями, низким уровнем развития транспортной инфраструктуры, а также рассредоточенности большого количества потребителей малой мощности для повышения надежности, экономической и экологической эффективности целесообразно развитие энергетических систем таких территорий на основе использования местных и возобновляемых энергоресурсов. Эффективным направлением является развитие дизельных электростанций дополнением их генерирующими установками на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и накопителями, тем самым формируя гибридные энергокомплексы (ГЭК).

Планирование развития ГЭК сопряжено с необходимостью решения оптимизационной задачи, в рамках которой требуется детализированное почасовое моделирование функционирования ГЭК из-за стохастического характера ВИЭ.

Методы оптимизации для решения задач в энергетике. Для повышения эффективности поиска лучшего решения применяются классические

методы оптимизации, такие как линейное и смешанное целочисленное линейное программирование, и эвристические методы оптимизации, такие как генетический алгоритм, рой частиц, стая сальп и другие, принцип действия которых основан на имитации поведения «живых» систем [2, 3].

Преимуществом классических методов оптимизации является получение оптимального решения с высокой точностью, а недостатком – сложность вычисления при увеличении числа одновременно оптимизируемых параметров. Эвристические методы оптимизации, напротив, позволяют осуществить быстрый поиск решения и не требовательны к формальной постановке задачи, но они направлены на поиск только близких к оптимальному, решений.

В исследованиях, связанных с решением задачи выбора конфигурации ГЭК, следует выделять два основных подхода:

- Одноуровневый подход, который предполагает решение задачи линейной оптимизации, где переменными выступают как установленные мощности оборудования, так и почасовое функционирование оборудования в течение года;
- Двухуровневый подход, который использует имитационное моделирование для описания функционирования ГЭК на нижнем уровне, и производит оптимизацию установленных мощностей ГЭК, преимущественно эвристическими методами, на верхнем уровне.

Одноуровневый подход требует больших вычислительных ресурсов и имеет сложности в формализации разнообразных технологических ограничений и взаимосвязей, но обеспечивает получение оптимального решения. Двухуровневый подход, напротив, требует меньше вычислительных ресурсов, так как решение задачи функционирования обеспечивает имитационная модель. Основным ограничением для применения имитационной модели является сложность описания условий функционирования оборудования ГЭК, так как с увеличением состава оборудования повышается неоднозначность в приоритете использования генерирующих установок и накопителей. Поиск установленных мощностей эвристической моделью обеспечивает определение лишь решений близких к оптимальному.

Таким образом, в связи с проблемой выбора эффективного подхода в статье представлен сравнительный анализ рассмотренных выше подходов.

Сравнительный анализ методов оптимизации. Сравнительный анализ подходов к оптимизации состава оборудования ГЭК осуществлялся на примере планирования развития энергорайона «Новиково», расположенного в юго-западной части о. Сахалин на территории Тонино-Анивского полуострова.

Исходные данные для моделирования включали часовые значения скорости ветра и солнечной радиации, профиль электропотребления рассматриваемой территории за годовой период и технико-экономические характеристики оборудования.

В рамках исследования эффективности двухуровневой модели была сформирована следующая структура. На верхнем уровне проводится формирование и выбор лучшей конфигурации генетическим алгоритмом, а на нижнем уровне проводится имитационное моделирование функционирования каждой конфигурации, что позволяет оценить каждый вариант решения по ряду критериев. Имитационная модель функционирования ГЭК была представлена в работе [4]. Оптимизация проводилась по одному критерию – нормированная стоимость производства электроэнергии LCOE (Levelized Cost of Energy), которая находится по формуле:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

где I_t – инвестиционные затраты в t-ый год; M_t – эксплуатационные затраты в t-ый год, F_t – затраты на топливо в t-ый год, E_t – производство электроэнергии в t-ый год, r – ставка дисконтирования, n – жизненный цикл ГЭК, равный 25 лет.

При решении задачи оптимизации на верхнем уровне рассматривались: ветровая (ВЭС) и солнечная (СЭС) электростанции, так как исследуемая территория располагает высоким ветроэнергетическим и гелиоэнергетическим потенциалом, а также дизель-генераторная установка (ДГУ) и блок аккумуляторных батарей (АКБ) для обеспечения бесперебойного электроснабжения. Моделирование осуществлялось для каждой из конфигураций ГЭК в течение расчетного периода 8760 часов.

Двухуровневый подход был реализован в среде Python с привлечением библиотеки PyGAD [5]. Разработанная программа позволяет провести оптимизацию конфигурации ГЭК и определить рекомендуемые значения установленных мощностей СЭС, ВЭС, ДГУ и АКБ, при которых значение LCOE будет минимальным.

На рисунке 1 представлен график покрытия нагрузки энергорайона «Новиково» одним из вариантов ГЭК в течение периода моделирования, равного 100 часов.

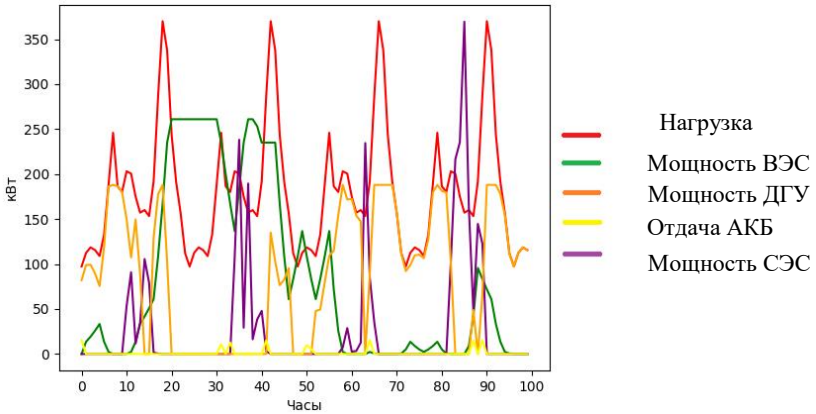


Рисунок 1 – График покрытия нагрузки энергорайона «Новиково» при использовании генетического алгоритма

Как видно из графика, основными источниками энергии являются ВЭС и СЭС, так как рассматриваемая территория обладает высоким ветроэнергетическим и гелиоэнергетическим потенциалом. В часы отсутствия или низкого уровня солнечной радиации и скорости ветра нагрузка покрывается за счет энергии АКБ, накопленной в часы максимальной выработки ВИЭ. Если для покрытия нагрузки не хватает электроэнергии, накопленной АКБ или выработанной ВИЭ, то нагрузка покрывается ДГУ. Конфигурации, получаемые с использованием предлагаемого подхода, обеспечивают LCOE в пределах от 0,18 до 0,195 долл./кВт·ч. Рекомендуемые значения установленных мощностей источников при решении задачи эвристическим методом оптимизации для первых трех итераций представлены в таблице 1.

В рамках одноуровневого подхода поиск оптимального решения проводится как для состава оборудования, так и для его почасового функционирования с учетом заданных ограничений и заданной целевой функции. В качестве целевой функции была задана также нормированная стоимость электроэнергии (LCOE).

Предложенный подход был реализован в среде Python с привлечением библиотеки Pyomo и решателя GLPK [6]. Данная программа позволяет произвести оптимизацию конфигурации и функционирования ГЭК и определить рекомендуемые значения установленных мощностей СЭС, ВЭС, ДГУ и АКБ, при которых значение LCOE будет минимальным.

На рисунке 2 представлен график покрытия нагрузки энергорайона «Новиково» оптимальным вариантом конфигурации ГЭК в течение периода моделирования, равного 100 часов.

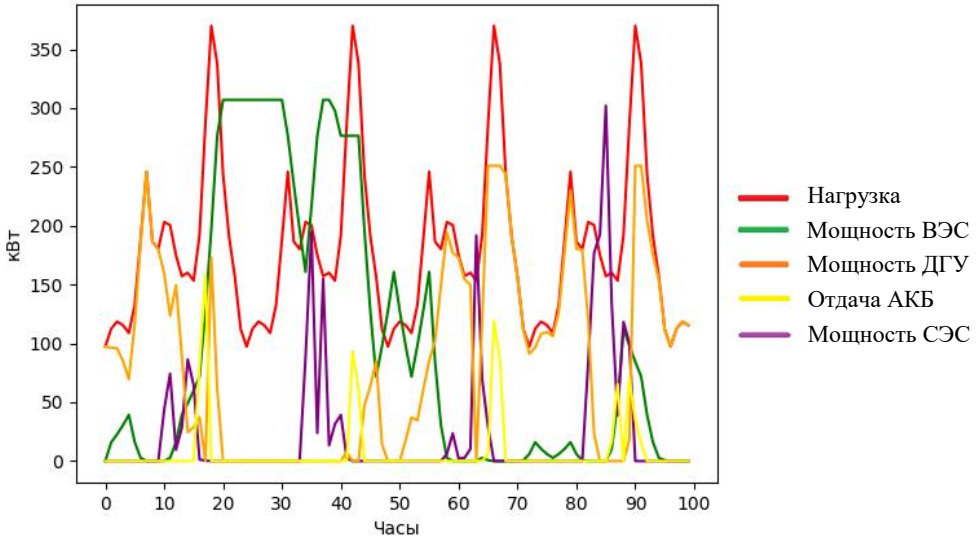


Рисунок 2 – График покрытия нагрузки энергорайона «Новиково» при использовании линейной оптимизации

Из полученного графика видно, что основными источниками энергии также являются ВЭС и СЭС, а в часы отсутствия или низкого уровня солнечной радиации и скорости ветра нагрузка также покрывается за счет энергии АКБ или ДГУ. В результате использования предлагаемого подхода в

оптимальной конфигурации обеспечивается значение LCOE, равное 0,158 долл./кВт·ч. Рекомендуемые значения установленных мощностей источников при решении задачи методом линейной оптимизацией представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты точного и эвристического методов оптимизации

Номер итерации	Мощность ВЭС, кВт	Мощность СЭС, кВт	Мощность ДГУ, кВт	Мощность АКБ, кВт	Значение LCOE
Метод линейной оптимизации					
1	394	307	251	300	0,158
Эвристический метод оптимизации (генетический алгоритм)					
1	315	477	181	15	0,1891
2	338	239	198	36	0,1893
3	255	404	241	75	0,191

Заключение. В результате исследования был произведен сравнительный анализ двух подходов к выбору состава оборудования ГЭК – одноуровневого и двухуровневого. График покрытия нагрузки имеет одинаковой характер при использовании данных методов, а значения LCOE различаются на 16%, что связано с разной установленной мощностью оборудования и особенностью их функционирования в каждом из подходов. Следует отметить, что применение оптимизации к задаче функционирования существенно повышает эффективность использования оборудования. При использовании генетического алгоритма получается решение, близкое к оптимальному, в то время как линейная оптимизация позволяет достичь одного точного решения. Таким образом, при выборе подхода для решения задачи определения конфигурации ГЭК следует учитывать возможное разнообразие состава оборудования, требования к точности решений и имеющиеся вычислительные ресурсы.

Библиографический список

1. Холкин Д., Чаусов И., Губанов М., Мельников П., Коломыц Л. Новые бизнес-модели развития локальной энергетики // Энергетическая политика, сенябрь 2024 г. [Электронный ресурс] URL: https://energypolicy.ru/novye-biznes-modeli-razvitiya-lokalnoj-energetiki/energetika/2024/10/04/ (дата обращения 20.02.2025).
2. Hasan Sakib, Taiyeb, Ashik Ahmed, Md. Arif Hossain et al. Optimal sizing of an HRES with probabilistic modeling of uncertainties − a framework for techno-economic analysis // Energy Conversion and Management. – 2024. – V. 318.
3. Roy, Dibyendu, Shunmin Zhu, Ruiqi Wang, Pradip Mondal et al. Techno-economic and environmental analyses of hybrid renewable energy systems for a remote location employing machine learning models // Energy. – 2024. – V. 361.

4. Северина Я.Д., Шакиров В.А. Оптимизация конфигурации гибридного энергокомплекса с использованием генетического алгоритма // IV Всероссийская с международным участием молодежная конференция «Бутаковские чтения», г. Томск, 10-12 декабря 2024 г.
5. Ahmed Fawzy Gad. PyGAD: An Intuitive Genetic Algorithm Python Library // arXiv. – 2021.
6. Pyomo [Электронный ресурс] URL: https://www.pyomo.org/ (дата обращения 20.02.2025)

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

Северина Я.Д., аспирант 1 курса научной специальности 2.4.5 Энергетические системы и комплексы, ИСЭМ СО РАН; ассистент кафедры ЭиЭ, ИРНИТУ; Шакиров В.А., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ, ИРНИТУ; с.н.с., ИСЭМ СО РАН.

УДК 621.311.001

АНАЛИЗ СТАНДАРТОВ НА НОРМИРОВАНИЕ ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Суров К.Н., Селезнев А.С.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
kirill.surov.2013@mail.ru

Современные электрические сети, отличающиеся высокой степенью интеграции различных видов потребителей и источников энергии, все чаще сталкиваются с проблемой возрастания уровня гармонических искажений. Основной причиной этого является увеличение доли нелинейных нагрузок, таких как устройства, основанные на силовой электронике, преобразователи частоты и другие высокотехнологичные приборы. Гармонические искажения оказывают негативное воздействие на стабильность и эффективность работы энергосистем, а также ухудшают качество электрической энергии. В связи с этим особую важность приобретает создание четких нормативов, устанавливающих допустимые уровни гармонических составляющих, их контроль и методы снижения.

Нормирование гармонических составляющих является ключевым фактором обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) оборудования и электрических сетей. Своевременная диагностика и минимизация таких искажений позволяет предотвращать перегрев оборудования, продлевать срок службы компонентов, избегать потерь производительности электротехнических систем и обеспечивать высокое качество электрической энергии. Кроме того, гармоники могут вызывать электромагнитные помехи, которые влияют на работу чувствительного оборудования, что подчеркивает необходимость строгого соблюдения стандартов.

На сегодняшний день международные и национальные стандарты, такие как ГОСТ 32144-2013, IEC 61000 и IEEE 519, задают нормативные уровни гармонических искажений, описывают методы их измерения и контроля. Однако подходы к нормированию в разных странах часто имеют свои особенности, что создает сложности при их интерпретации и применении. Учитывая быстрое развитие технологий, возникает потребность в постоянном пересмотре и актуализации стандартов. Анализ существующих нормативных документов позволяет выявить их слабые стороны, определить направления для доработки и сформулировать универсальные подходы к управлению гармоническими составляющими в электрических сетях.

Особенно актуальным этот вопрос становится в условиях активного внедрения возобновляемых источников энергии, развития интеллектуальных энергосистем (Smart Grid) и увеличения общего энергопотребления. Каждый из этих факторов способствует росту количества источников гармонических искажений, усложняя их контроль. Таким образом, исследование стандартов на нормирование гармонических составляющих направлено на их систематизацию, оценку эффективности и выработку рекомендаций по совершенствованию. Это имеет важнейшее значение для обеспечения надежности энергосистем, их устойчивого развития и повышения общей безопасности электроснабжения.

Качество электрической энергии играет ключевую роль в обеспечении надежной и эффективной работы электрооборудования. Оно оказывает непосредственное влияние на долговечность оборудования, его межремонтные интервалы, производительность, а также на качество продукции, изготавливаемой с его использованием. Показатели качества электрической энергии становятся критически важными для производственных предприятий, где стабильность параметров энергии напрямую связана с технологическими процессами.

В Российской Федерации требования к качеству электрической энергии регламентируются системой стандартов, которые устанавливают нормируемые значения показателей и методы их оценки. С 1 июля 2014 года был отменен национальный стандарт ГОСТ Р 54149-2010, а взамен введен межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013. Этот стандарт стал основным нормативным документом, определяющим уровень качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, а также методы измерения и оценки ключевых параметров [9, с.115].

Одним из центральных аспектов, рассматриваемых в ГОСТ 32144-2013, является анализ гармонических составляющих. Гармонические искажения тока, генерируемые потребителями, являются основной причиной возникновения гармонических составляющих напряжения в питающих электрических сетях. Однако в ранних версиях стандартов гармонические искажения рассматривались исключительно со стороны напряжения, тогда

как влияние тока со стороны потребителей не нормировалось. Такой односторонний подход ограничивал полноту оценки качества электрической энергии.

Современный стандарт ГОСТ 32144-2013 направлен на устранение этих недостатков. Его внедрение требует комплексного решения технических и организационных задач, связанных с измерением, анализом и контролем показателей качества в системах электроснабжения. Это особенно важно для обеспечения соответствия международным практикам, которые уделяют особое внимание взаимодействию между потребителями и источниками энергии.

Для сравнения, международный стандарт IEEE 519-1992 вводит более универсальный подход к анализу нелинейных гармонических искажений. Он предусматривает двустороннее рассмотрение этих явлений: со стороны потребителей, генерирующих гармонические токи, и со стороны источников, создающих гармоническое напряжение в сети. Такой подход становится все более актуальным в условиях увеличения доли потребителей с нелинейными вольт-амперными характеристиками, которые вызывают дополнительные искажения [2, с.12].

Применение стандарта IEEE 519-1992 позволяет учитывать сложные взаимодействия в системах электроснабжения, включая гармонические искажения, возникающие как из-за потребителей, так и из-за источников питания. Этот подход соответствует мировой практике и способствует повышению стабильности сетей электроснабжения, что особенно важно в условиях роста числа пользователей, использующих оборудование с нелинейными характеристиками.

Гармонические составляющие, возникающие в энергосистемах, представляют собой важный параметр, который влияет на стабильность работы оборудования и качество электрической энергии. Современные стандарты, такие как МЭК 61000-2-2, IEEE Standard 519-1992 и ГОСТ 32144-2013, устанавливают требования к уровню этих искажений и определяют методы их оценки.

Международные стандарты МЭК 61000-2-2 и IEEE Standard 519-1992 регламентируют контроль гармоник до 50-го порядка, в то время как ГОСТ 32144-2013 ограничивается 40-м порядком. Одним из ключевых показателей для оценки гармонических искажений является суммарный коэффициент гармонических составляющих (Total Harmonic Distortion, THD), который вычисляется как для напряжения, так и для тока.

Российский стандарт ГОСТ 32144-2013 вводит аналогичные показатели, адаптированные для национальных условий [1, с.211]. Эти стандарты служат основой для оценки качества электрической энергии, предотвращая превышение допустимых уровней гармонических искажений, которые могут повредить оборудование или снизить его эффективность.

Сравнение между ГОСТ 32144-2013 и международными стандартами показывает, что гармонические искажения в отечественных энергосистемах анализируются в более узком диапазоне (до 40-го порядка), что может быть недостаточным для современных энергосистем с высоким уровнем нелинейных нагрузок. Однако такие ограничения компенсируются четкими методами расчета и строгими требованиями к суммарным показателям.

Эти формулы и подходы играют важную роль в создании устойчивых энергосистем. Учет гармонических искажений на практике помогает предотвращать перегрузки оборудования, минимизировать тепловые потери и увеличивать общий срок службы компонентов энергосистемы.

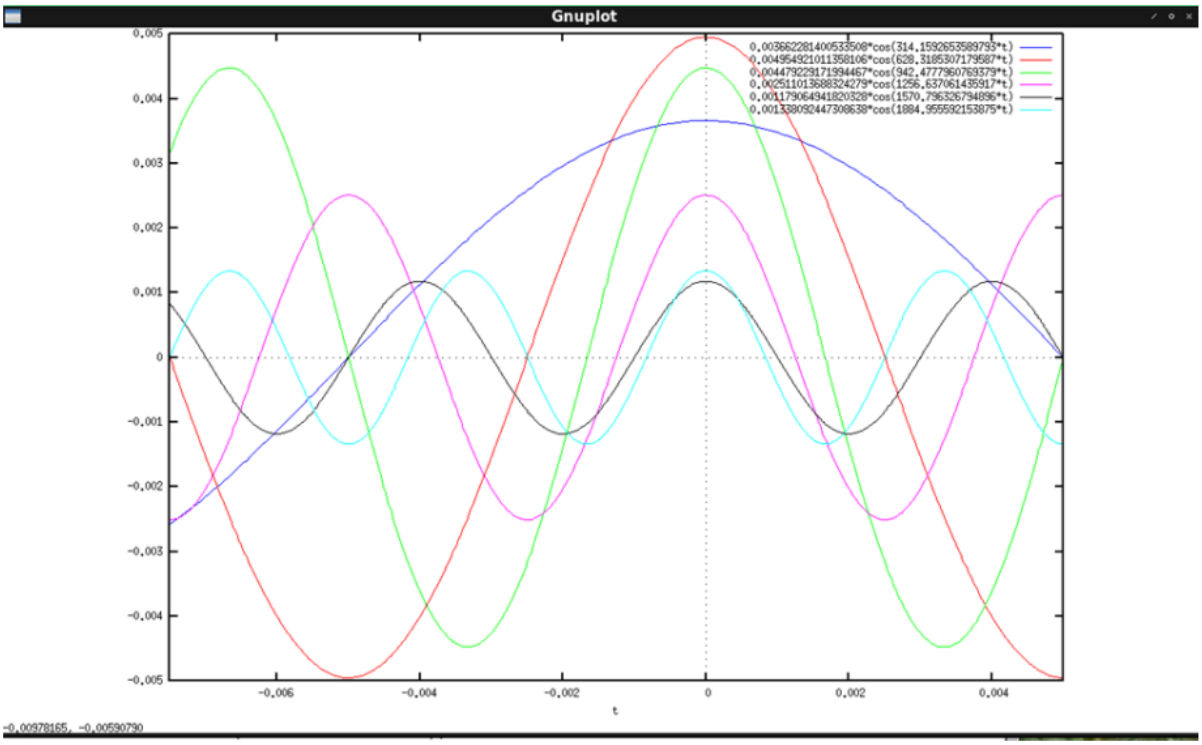


Рисунок 1 – Гармоники тока, создаваемые работой выпрямителя в питающей сети, со второй по десятую

Широкое распространение силовых полупроводниковых элементов стало важным этапом в эволюции электрооборудования. Активное развитие этого направления привело к созданию и внедрению силовых полупроводниковых устройств, которые нашли применение как в бытовой технике, так и в промышленном оборудовании. Устройства на основе полупроводников стали основой для множества современных технологий, что обусловило значительное увеличение их использования в энергосистемах по всему миру [3].

Силовые полупроводниковые устройства изменили структуру потребления электрической энергии. Увеличение числа нелинейных нагрузок привело к росту уровня гармонических искажений тока и напряжения в питающих сетях [8, с.17]. Этот процесс становится особенно заметным в условиях глобальной индустриализации, когда высокие темпы производства и

применения электронных устройств сопровождаются ростом потребления энергии. В России и других странах мира увеличение доли нелинейных потребителей становится значимой проблемой для управления качеством электрической энергии.

Динамика развития полупроводниковой промышленности подтверждает ее важность для современного энергетического и технологического ландшафта. За последние два десятилетия этот сектор демонстрирует стабильный среднегодовой рост около 13%, что подчеркивает его стратегическое значение, несмотря на высокую волатильность рынка. Такой успех обусловлен как увеличением спроса на бытовую электронику и промышленное оборудование, так и ростом популярности новых технологий, таких как системы хранения энергии, электромобили и интеллектуальные энергосети.

Растущая доля полупроводниковых устройств в энергосистемах поднимает вопрос о необходимости разработки более эффективных методов регулирования гармонических искажений. Гармоники, создаваемые такими устройствами, могут оказывать негативное влияние на работу сетей, вызывать перегрузки, снижать КПД оборудования и увеличивать износ электрических компонентов. Решение этой проблемы требует, как совершенствования самих устройств, так и внедрения более продвинутых технологий управления энергосистемами.

Таким образом, развитие полупроводниковых технологий является ключевым фактором, формирующим современные энергосистемы. Прогресс в этой области открывает новые возможности для повышения эффективности и надежности электрооборудования, но одновременно требует учета новых вызовов, связанных с гармоническими искажениями и управлением качеством электрической энергии.

Библиографический список

1. Баранов В. И. Качество электрической энергии и электромагнитная совместимость: учебное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. М.: Энергия, 2017. 344 с.
2. Борисов П. М., Кузнецов В. Л. Электромагнитные помехи в энергосистемах и методы их подавления. Новосибирск: Наука, 2019. 320 с.
3. ГОСТ 21083-2016. Полупроводниковые приборы. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 24 с.
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. – Введен в действие с 01.07.2014. – М.: Стандартинформ, 2014.
5. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии. Национальный стандарт Российской Федерации. – Утратил силу с введением ГОСТ 32144-2013. – М.: Стандартинформ, 2010.

6. ГОСТ Р 51317.3.2-2006 (МЭК 61000-3-2:2005). Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы на гармонические составляющие тока, создаваемые оборудованием с потребляемым током не более 16 А на фазу. – М.: Изд-во стандартов, 2006.
7. ГОСТ Р 51317.3.12-2007 (МЭК 61000-3-12:2004). Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы на гармонические составляющие тока, создаваемые оборудованием с потребляемым током более 16 А и не более 75 А на фазу. – М.: Изд-во стандартов, 2007.
8. Ильин А. А., Павлов В. И. Анализ гармонических искажений в системах электроснабжения // Электротехника и энергетика. 2018. №3. С. 12–18.
9. Сухов А.С. Полупроводниковые преобразователи электрической энергии: учебное пособие. СПб.: Лань, 2015. 256 с.
10. Селезнев А.С. Нормализация несинусоидальных режимов в электрических сетях / А.С. Селезнев, С.А. Кондрат, А.Н. Третьяков // ВЕСТНИК ИрГТУ, – 2014. – №8 (91). – С. 155-161.
11. Селезнев А.С. Снижение уровня высших гармоник в электрических сетях высокого напряжения/ А.С. Селезнев // ВЕСТНИК ИрГТУ, – 2014. – №4 (87). – С. 143-148.
12. Селезнев А.С. Исследование взаимосвязи гармонических составляющих при передаче электрической энергии в сетях высокого напряжения / А.С. Селезнев // ВЕСТНИК ИрГТУ. – 2017. – Т. 21, – № 10. – С.106-121.

Суров К. Н., обучающийся гр. УЭСм-23-1; Селезнев А. С., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.3

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СОСТАВА ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Суслов А.К., Кизян Е.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ»
antonsuslov05@yandex.ru

В силу географического положения России, в частности, огромного количества удаленных территорий, не имеющих централизованного электроснабжения от единой энергетической системы, имеется острая необходимость развития энергообеспечения таких территорий. Эти системы, не имеющие прямого подключения к общей энергетической сети, сталкиваются с уникальными вызовами, связанными с обеспечением надежного и эффективного энергоснабжения. Одним из ключевых аспектов проектирования таких систем является выбор состава генерирующих источников, которые обеспечат оптимальное сочетание надежности, экономичности и экологичности [1,2].

Выбор состава генерации для изолированных энергосистем является важной задачей, которая требует учета множества факторов, таких как

надежность, экономическая эффективность, экологические аспекты и доступность ресурсов. Изолированные системы, в отличие от систем, подключенных к единой энергосистеме, не имеют возможности импортировать электроэнергию в случае ее дефицита, поэтому к составу генерации и ее функционированию предъявляются особые требования.

Выбор состава генерации для изолированных систем требует комплексного подхода, учитывающего специфику региона, характеристики потребления энергии, доступность природных ресурсов и возможности для интеграции различных технологий [3-5]. В условиях ограниченных ресурсов и необходимости минимизировать риски перерыва в электроснабжении, важно найти баланс между различными источниками энергии: возобновляемыми, традиционными и гибридными.

Данная статья рассматривает основные принципы и подходы к выбору состава генерации для изолированных систем, а также анализирует существующие методы и технологии, которые могут быть использованы для обеспечения надежного и устойчивого энергоснабжения в условиях ограниченных ресурсов.

Рассмотрим основные аспекты выбора состава генерации для таких систем.

Прежде всего, стоит отметить особенности территорий, для которых используются изолированные системы электроснабжения [4]:

- территории имеют большую площадь с достаточно низкой плотностью электрических нагрузок;
- недостаточная освоенность данных территорий, наличие преимущественно небольших поселений, что подразумевает невысокий уровень потребления электроэнергии;
- энергетика отдаленных территорий, в основном, базируется на привозном жидком топливе со сложным, трудоемким и сезонным способом доставки, т.е. с высокой транспортной составляющей;
- невысокий технический уровень энергохозяйств с высокой степенью износа оборудования;
- сложные и, в основном, суровые природно-климатические условия этих регионов.

Основными критериями выбора состава генерации для изолированных систем являются: надежность, экономическая эффективность, экологичность, доступность ресурсов, масштабируемость и простота эксплуатации.

Надежность подразумевает, прежде всего, обеспечение бесперебойного энергоснабжения потребителей, расположенных на таких территориях. Экономическая эффективность - необходимо учитывать для минимизации стоимости электроэнергии, что очень актуально, особенно с учетом того, что используется дорогое привозное топливо. Экологичность – снижение выбросов CO_2 и других вредных выбросов. Доступность ресурсов – наличие

топлива, солнечной инсоляции, ветра и т.д. Важный критерий – это масштабируемость, т.е. возможность расширения системы при увеличении нагрузки потребителей. И, простота эксплуатации, т.е. возможность обслуживания местными специалистами (к сожалению, не всегда высокой квалификации).

Таким образом, выбор состава генерации – это сложный и многокритериальный выбор

В изолированных СЭС в качестве основных генерирующих мощностей могут быть использованы:

- дизельные или бензиновые генераторы;
- мини- и микро- ГЭС;
- системы когенерации;
- накопители электрической энергии;
- электростанции на биомассе;
- ветроэнергетические установки;
- солнечные электростанции;
- мини-АЭС;
- газотурбинные установки;
- газопоршневые установки;
- геотермальные станции.

Предполагается что изолированные системы можно условно разделить на три вида [5]:

- с использованием исключительно одного вида генерирующих источников (например, только дизельный генератор, только ветрогенераторы и т.д.);
- комбинированная (гибридная) система;
- система с использованием накопителей электрической энергии.

Система с применением исключительно дизельных генераторов имеет ряд достоинств, прежде всего, является наиболее надежной и позволяет легче управлять генерацией, но имеет ряд недостатков, в частности:

- высокая стоимость топлива и сложность эксплуатации;
- низкий КПД при пониженной нагрузке, как правило, она должна быть не ниже 80% от номинальной; при снижении номинальной нагрузки до 50% КПД существенно снижается [7];
- сложность работы при колебаниях нагрузки, что весьма характерно для изолированных систем (даже установка нескольких генераторов не может полностью исключить данную проблему, что также повышает стоимость эксплуатации);
- негативное влияние на экологию.

Очевидно, что система исключительно с одним видом генерации с использованием ВИЭ также является ненадежной ввиду изменчивости климатических условий. Например, применение исключительно солнечных электростанций приводит к зависимости от длины светового периода суток.

Объединение различных типов генераторов в одну систему позволяет сделать ее более устойчивой.

Выбор состава генерации для изолированных систем требует комплексного подхода и учета местных условий. Оптимальное решение часто заключается в комбинации различных источников энергии, что позволяет обеспечить надежность, экономичность и экологичность электроснабжения. В более северных регионах, так же нельзя забывать о необходимости снабжения тепло-энергией. Одним из перспективных направлений является объединение тепло и электроснабжения в единую систему. Это открывает новые возможности для энергетической гибкости.

Конкурентоспособность различных типов генерирующих установок, в том числе на возобновляемых энергоресурсах, зависит от конкретных условий (климатическая характеристика, длина светового дня, стоимость топлива и т.д.).

Наличие накопителей позволяет в изолированной СЭС повысить надежность такой системы, а также оптимизировать работу генерирующих источников [8]. Нестационарный характер генерации при использовании ВИЭ также оказывает существенное влияние на выбор источников генерации. Использование накопителей электрической энергии позволяет сгладить колебания при выработке электроэнергии с помощью возобновляемых источников энергии.

При выборе параметров накопителей для изолированных систем электроснабжения необходимо отталкиваться от графиков нагрузок потребителей различного типа. Несмотря на то, что основными потребителями электроэнергии на таких территориях является население, график потребления зачастую отличается от типового. При наличии даже небольших производств или объектов промышленности, пики потребления сдвигаются и изменяются по продолжительности. При анализе графиков нагрузки по каждому из типов потребителей становится возможным верно выбрать емкость накопителей и номинальную мощность каждого из видов генерирующего оборудования и распределить время его работы для эффективного действия всей системы электроснабжения.

Библиографический список

1. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды. модели, механизмы и практики управления – Иркутск, 2020.

2. Илюшин П.В. Анализ влияния распределённой генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. – 2018. – № 7. – С. 21-26.
3. Stotzer M., Styczynski Z., Gronstedt P., Buchholz B.M., Suslov K.V., Glaunsinger W. Demand side integration-a potential analysis for the German power system // IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012.
4. Коновалова, Л.П. Электроснабжение децентрализованных потребителей Томской области с использованием возобновляемых источников энергии: автореф. дис. …. канд. техн. наук, 05.09.03 / Коновалова Людмила Петровна – Томск, 2007. – 22 с.
5. Суслов К.В. Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения - диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. Иркутск, 2020.
6. Tan, Y. Meegahapola L., Muttaqi K.M.A review of technical challenges in planning and operation of remote area power supply systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – Vol.38. – P.876-889.
7. Arriaga, M. Canizares C.A., Kazerani M. Renewable energy alternatives for remote communities in Northern Ontario, Canada // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2013. – Vol.4. – P.661-670.
8. Lombardi P., Sokolnikova T., Suslov K.V., Styczynski Z. Optimal storage capacity within an autonomous micro grid with a high penetration of renewable energy sources // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2012. С. 6465706.

УДК 621.311

АКУСТИКО-ЭМИССИОННЫЙ МЕТОД ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Теллин Д.А., Чумаков Г.И.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
6606151@mail.ru

Акустико-эмиссионный метод (АЭМ) является одним из современных способов диагностики трансформаторов, позволяющим выявлять дефекты на ранних стадиях эксплуатации. Данный метод основан на регистрации упругих волн, возникающих при разрушении структуры материала или при развитии электрических разрядов. Это позволяет контролировать процессы, происходящие внутри трансформатора, без его разборки или остановки.

Принципы работы АЭМ основан на улавливании и анализе сигналов акустической эмиссии, возникающих при механических напряжениях, локальных перегревах или электрических разрядах в изоляционных материалах трансформатора. Источники акустической эмиссии включают:

- частичные разряды, приводящие к постепенному разрушению изоляции;
- механические напряжения, возникающие при термических деформациях;
- внутренние повреждения обмоток, которые могут привести к короткому замыканию;
- разрушение бумажной и масляной изоляции.

Методика диагностики Процесс диагностики трансформаторов с применением АЭМ включает несколько этапов:

1. Размещение датчиков акустической эмиссии на корпусе трансформатора в стратегически важных точках.
2. Регистрация акустических сигналов в различных режимах работы трансформатора.
3. Первичная обработка данных с использованием фильтров и алгоритмов шумоподавления.
4. Анализ параметров сигналов (амплитуды, частоты, формы волны) для выявления аномалий.
5. Интерпретация результатов и локализация потенциальных дефектов.

Современные системы диагностики АЭМ включают в себя компьютерное моделирование и автоматизированную обработку данных, что повышает точность выявления дефектов.

Оборудование акустико-эмиссионного контроля для проведения АЭМ применяются следующие основные компоненты:

- Пьезоэлектрические датчики акустической эмиссии, фиксирующие механические колебания в диапазоне ультразвуковых частот.
- Усилители сигналов, обеспечивающие точную регистрацию слабых акустических волн.
- Анализаторы и программное обеспечение, осуществляющие обработку данных и построение графиков распределения сигналов.



Рисунок 1 – Размещение датчиков АЭМ на корпусе трансформатора

На рисунке 2 представлена схема работы акустико-эмиссионной системы диагностики трансформаторов.

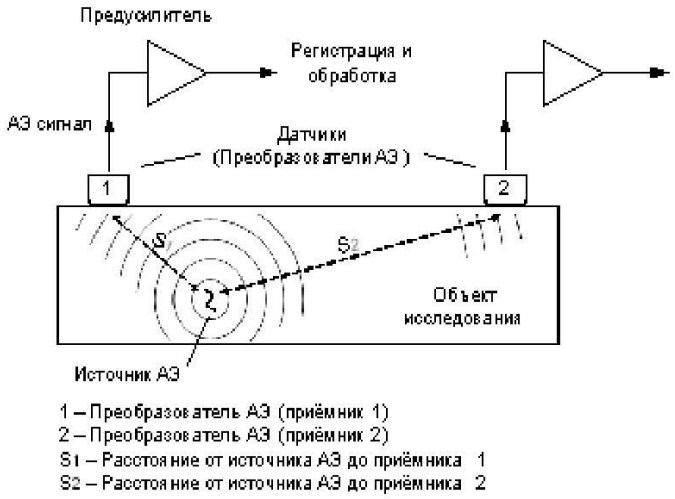


Рисунок 2 – Схема работы акустико-эмиссионной системы диагностики

Преимущества акустико-эмиссионного метода диагностики имеет ряд значительных преимуществ перед традиционными методами:

- высокая чувствительность к зарождающимся дефектам;
- возможность обнаружения повреждений в ранней стадии их развития;
- неразрушающий характер контроля;
- возможность проведения диагностики без вывода оборудования из эксплуатации;
- точное определение места возникновения дефекта;
- сокращение затрат на обслуживание и ремонт.

Применение АЭМ широко применяется в электроэнергетике для диагностики силовых трансформаторов и других элементов электрических сетей. Использование данного метода позволяет:

- продлить срок службы трансформаторов;
- минимизировать риски отказов оборудования;
- сократить расходы на внеплановые ремонты;
- повысить надежность энергосистем.

На рисунке 3 представлен процесс обработки сигналов АЭМ.

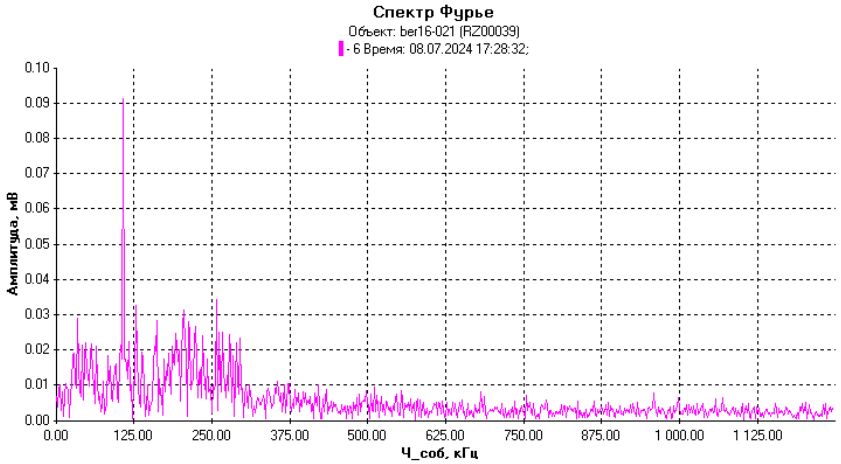


Рисунок 3 – Процесс обработки сигналов АЭМ

АЭМ также применяется в комплексном мониторинге состояния энергетического оборудования, в сочетании с методами тепловизионного контроля и газового анализа масла.

Акустико-эмиссионный метод диагностики трансформаторов является важным инструментом для повышения надежности электроэнергетических систем. Его использование позволяет своевременно обнаруживать потенциальные неисправности и принимать упреждающие меры по их устранению. Внедрение автоматизированных систем анализа данных делает метод еще более эффективным и удобным в эксплуатации.

Библиографический список

1. Буйло С.И. «Физико-механические, статистические и химические аспекты акустико-эмиссионной диагностики». – Ростов-на-Дону: Издательство ЮФУ, 2017. – 184 с.
2. ГОСТ 27655-88 «Акустическая эмиссия. Термины и определения». – Москва: Госстандарт СССР, 1988.
3. ISO 13381-1:2015 «Мониторинг состояния и диагностика машин. Прогнозирование состояния машин. Часть 1: Общие руководящие указания». – Международная организация по стандартизации, 2015.

УДК 621.311.22

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЗДАНИЯ АСКУЭ

Терсков А.В, Солонина З.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
otep@istu.edu

Смысл создания и использования АСКУЭ заключается в постоянной экономии энергоресурсов и финансов предприятия при минимальных начальных денежных затратах. Величина экономического эффекта от использования АСКУЭ достигает по предприятиям в среднем 15-30% от годового потребления энергоресурсов, а окупаемость затрат на создание АСКУЭ происходит за 2-3 квартала. На сегодняшний день АСКУЭ предприятия является тем необходимым механизмом, без которого невозможно решать проблемы цивилизованных расчетов за энергоресурсы с их поставщиками, непрерывной экономии энергоносителей и снижения доли энергозатрат в себестоимости продукции предприятия.

По мере автоматизации технологических процессов предприятия, снижения степени человеческого участия в производстве и повышения уровня его организации АСКУЭ можно вводить в обратный контур управления энергопотреблением не через энергетика-диспетчера или руководителя, а через соответствующие устройства управления нагрузками-регуляторами. До тех пор, пока в технологии производства преобладает человек со

своими случайными волевыми решениями, АСКУЭ сохранится как автоматизированная система, позволяющая, в первую очередь, выявлять все потери энергоресурсов. Уровень энергопотребления предприятия складывается из двух составляющих: базовой и организационно-технической (табл. 1).

Таблица 1

Составляющие энергопотребления предприятия

Составляющие энергопотребления предприятия	Организационно-техническая	Договорная
		Тарифная
		Режимно-тарифная
		Технологическая
		Личностная
		Бесхозная
	Базовая	

Базовая составляющая определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования.

Организационно-техническая составляющая (ОТС) определяется режимами эксплуатации оборудования, которые задаются персоналом предприятия, исходя из производственных и личных интересов и потребностей.

Изменение первой базовой составляющей энергопотребления требует замены устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций, что в условиях нашей экономики проблематично. Поэтому необходимо обратить внимание на возможности минимизации ОТС уровня энергопотребления предприятия, которая не требует крупных денежных затрат, но при реализации дает быстрый практический эффект. Заметим, что актуальность минимизации этой составляющей сохраняется и после сокращения базового энергопотребления в результате модернизации производства.

ОТС уровня энергопотребления предприятия, в свою очередь, имеет, по крайней мере, шесть основных частей:

- договорная, фиктивная составляющая связана с расчетами за энергоресурсы с поставщиками не по фактическим значениям энергопотребления, а по договорным и, как правило, существенно завышенным значениям, что приводит потребителя к финансовым потерям. Эта составляющая потерь сводится к минимуму (и даже к нулю) при организации АСКУЭ коммерческого учета;
- тарифная составляющая, связанная с расчетами за энергоресурсы с поставщиком по фактическим значениям энергопотребления, но не по самому выгодному для потребителя тарифу из-за отсутствия учета, способного реализовать этот лучший тариф. Эта составляющая потерь сводится

к нулю при организации АСКУЭ коммерческого учета, способной отслеживать любые действующие и перспективные тарифы;

- режимно-тарифная составляющая, связанная с возможностью изменения режимов работы оборудования по времени и величине энергопотребления в заданных зонах суток (пиковых зонах) с целью минимизации тарифных платежей в рамках одного и того же тарифа. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ коммерческого и технического учета с элементами прогнозирования и анализа состава нагрузок;
- технологическая составляющая, связанная с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого (до уровня цехов, участков и крупных энергоустановок) технического учета с введением хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия;
- личностная составляющая, связанная с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях. Эта составляющая потерь сводится к минимуму при организации АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на выпуск единицы продукции;
- бесхозная составляющая, связанная с незаинтересованностью, безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида. Эта составляющая сводится к минимуму при организации АСКУЭ технического учета с введением внутреннего хозрасчета по энергоресурсам между подразделениями предприятия или норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов. На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес в рамках ОТС, но в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия. Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета и являются одной из главных целей создания АСКУЭ на предприятии и его объектах [1].

В настоящее время экономия электроэнергии на предприятии является актуальной задачей. Эта задача будет актуальна и в будущем. Экономия электроэнергии на предприятии подразумевает сокращение расхода (потерь) энергетических ресурсов на каждом из этапов их использования.

Для того, чтобы реализовать данную задачу, нужно обладать достоверной информацией о текущем положении на предприятии. Для этого необходим учет ресурсов. Естественно, чтобы отслеживать показатели использования электроэнергии на предприятии используют счетчики. И, казалось бы, для получения достоверной информации будет достаточно снять с

них показания и обработать данные. Тем не менее, снять показания со всех точек учета одновременно практически невозможно и виной тому, в первую очередь, человеческий фактор. Чтобы экономия электроэнергии на предприятии была осуществима, необходима непрерывная работа системы учета ресурсов в автоматическом режиме. Более того, система учета ресурсов позволяет также производить сбор информации о генерации и потреблении энергоресурсов, то есть производить учет ресурсов с привязкой по времени [1].

Автоматизированная система учета ресурсов позволяет производить сбор данных непрерывно и автоматически. Это аппаратно-программный комплекс, в состав которого входят приборы учета, контроля, программное обеспечение и управляющие устройства (АСКУЭ). Благодаря точной оптимизации работы системы, есть возможность считывать показания одновременно с нескольких счетчиков в заданные временные интервалы (секунды, минуты, часы). А смысл создания и использования АСКУЭ подразумевает постоянную экономию энергетических и финансовых средств при минимальных начальных вложениях.

Учитывая опыт использования АСКУЭ на промышленных предприятиях различных отраслей, аналитики пришли к выводу, что экономическая эффективность АСКУЭ составляет величину 15-30 % от годового оборота энергоресурсов [2].

Используя эти данные можно рассчитывать большое число параметров, к примеру, потребляемую мощность. Система учета ресурсов дает возможность контролировать мощность, оперативно выявлять нарушения режима потребления энергии. Таким образом, автоматический учет энергоресурсов и экономия электроэнергии на предприятии – процессы взаимосвязанные. Система учета ресурсов позволяет сделать их использование более эффективным, тем самым достигается экономия электроэнергии. Прямая экономия энергии получается за счет разницы классов точности старых и новых приборов энергоучета, благодаря применению современных интеллектуальных высокоточных микропроцессорных счетчиков. Во-вторых, уменьшение расходов на метрологическую поверку счетчиков и узлов учета. В-третьих, на основании данных АСКУЭ энергетические и теплотехнические службы могут лимитировать отпуск энергоресурсов потребителям внутри предприятия, приводя в соответствие реальные и нормированные значения потребления и вынуждая руководителей подразделений экономить. В-четвёртых, благодаря оперативному контролю за отпуском или потреблением энергоносителей существенно снижается количество аварийных ситуаций, а также время на их устранение. В-пятых, снижается время и количество конфликтных ситуаций при проведении взаиморасчётов между поставщиками и потребителями энергоресурсов, как при коммерческом, так и при техническом учёте.

Библиографический список

1. Тарнижевский М.В., Афанасьева Е.И. Пути экономии электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве. Москва. Стройиздат. 2007 г. – С.274.
2. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО Союзтехэнерго. 2007 г.

Терсков А.В., обучающийся, гр. ЭПб-21-1; Солонина З.В., к.т.н., доцент кафедры ЭиЭ ИРНИТУ

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ПРОВОДИМОСТИ В СХЕМЕ ЗАМЕЩЕНИЯ ИСКАЖАЮЩЕЙ НАГРУЗКИ НА ТОЧНОСТЬ РАСЧЁТА ГАРМОНИЧЕСКИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ТОКОВ В ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Федосов Д.С., Зубова Е.В.

Иркутский национальный исследовательский технический университет

fedosov_ds@istu.edu, zubova@istu.edu

Качество электрической энергии (КЭЭ) в электроэнергетических системах (ЭЭС) характеризуется набором показателей качества электроэнергии (ПКЭ), нормы которых установлены в стандарте ГОСТ 32144-2013. Среди основных ПКЭ есть характеристики несинусоидальности напряжения – коэффициенты n-х гармонических составляющих (ГС) и суммарный коэффициент ГС. Превышение норм стандарта в части уровней ГС приводит к нарушению технологических процессов, к сокращению срока службы и выходу из строя оборудования потребителей и ЭЭС, к увеличению потерь электрической энергии, к неправильной работе устройств защиты от коротких замыканий и пр. [1, 2]. Для управления КЭЭ необходимо выполнять анализ ПКЭ, в том числе с использованием расчётных моделей электрооборудования ЭЭС и потребителей.

Распространённой схемой замещения (СЗ) для обобщённого представления группы электроприёмников и электрооборудования с целью анализа ГС является модель в виде активного двухполюсника (рисунок 1) [3, 4]. Источник тока ГС $\dot{J}$ характеризует наличие искажающих нагрузок для рассматриваемой ГС, например, электроприёмников с нелинейными вольтамперными характеристиками (ВАХ), а проводимость $\underline{Y}$ объединяет линейные неискажающие нагрузки присоединения для данной ГС [3].

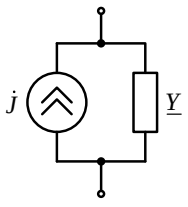
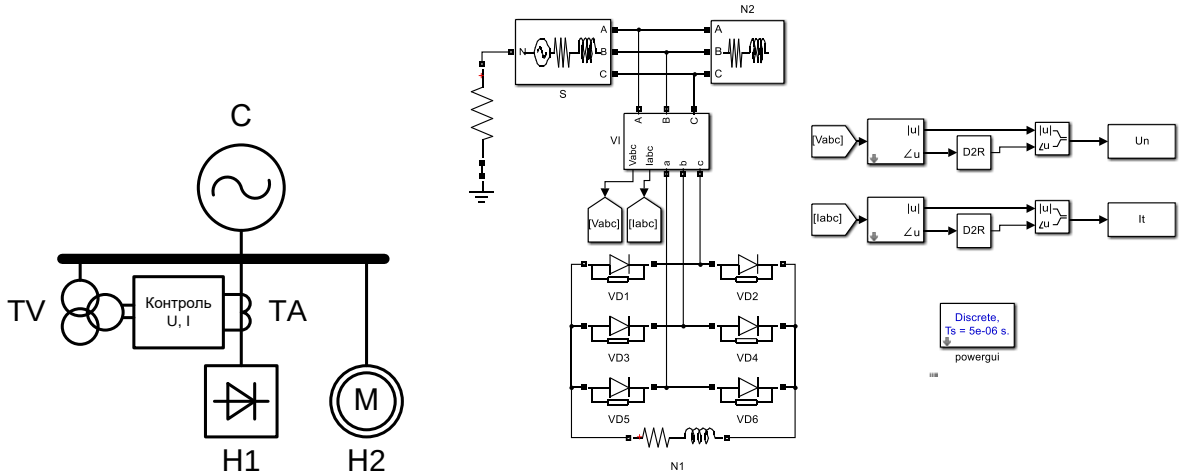


Рисунок 1 – СЗ в виде активного двухполюсника

Считается, что чисто искажающий электроприёмник (например, полупроводниковый преобразователь) должен быть представлен в СЗ в виде источника тока $\dot{J}$ без проводимости [2, 5, 6]. Это допущение позволяет использовать результаты измерений тока ГС $\dot{I}_{\text{тП}}$ на присоединении такого потребителя в качестве задающего тока ГС, взятого с обратным знаком: $\dot{J} = -\dot{I}_{\text{тП}}$. В [5] упоминается о возможном наличии такой проводимости, однако не приводятся формулы для её расчёта. Вместе с тем в [4] с помощью метода двух измерений показано, что даже искажающий электроприёмник с заведомо нелинейной ВАХ имеет в СЗ для ГС ненулевую проводимость $\underline{Y}$. В данной работе предлагается оценить, как наличие данной проводимости влияет на точность расчёта ПКЭ и иных параметров режима для ГС в точке общего присоединения (ТОП).

Рассмотрим в качестве примера схему ТОП с номинальным напряжением 10 кВ (рисунок 2а) и её имитационную модель в среде MATLAB Simulink (рисунок 2б) из [4]. У данной ТОП есть присоединение питающей ЭЭС с током трёхфазного КЗ на шинах 15 кА, присоединение нелинейной нагрузки Н1 в виде шестипульсного выпрямителя с активной нагрузкой 5 МВт и индуктивностью на стороне постоянного тока 21,95 мГн, а также присоединение линейной нагрузки Н2 в виде двигателей суммарной мощностью $5 + j2$ МВА. Стоит отметить, что полученные далее числовые характеристики погрешностей будут справедливы только для данной конфигурации ТОП и сочетания её параметров, однако качественные выводы могут быть распространены на другие типы СЗ.



а) **б)**

Рисунок 2 – Принципиальная электрическая схема рассматриваемой ТОП (а) и её имитационная модель в MATLAB Simulink (б)

Выполнен расчёт установившегося несинусоидального режима в схеме на рисунке 2. Для анализа выбрана ГС с номером $n = 5$, параметры режима и СЗ рассчитаны далее на примере фазы А, при этом индексы гар-

монической составляющей $n = 5$ и фаза A у параметров режима и параметров СЗ будут опущены. Получены следующие напряжение на шинах ТОП $\dot{U}_{\text{ТОП}}$ и ток $\dot{I}_{\text{тП}}$, протекающий от ТОП к искажающей нагрузке Н1:

$$\dot{U}_{\text{ТОП}} = 275{,}68 + j131{,}38 \text{ В} = 305{,}38e^{j25{,}48^\circ} \text{ В};$$
$$\dot{I}_{\text{тП}} = -84{,}24 + j142{,}59 \text{ А} = 165{,}61e^{j120{,}58^\circ} \text{ А}.$$

По методу двух измерений [3, 4], при имитации малых изменений параметров нагрузки Н2, а затем – нагрузки Н1 получены соответственно параметры СЗ исследуемой нагрузки Н1 (далее – с индексом П) и внешней сети, состоящей из нагрузки Н2 и ЭЭС (далее – с индексом С). Параметры нагрузки Н1 получены при малых изменениях величины нагрузки Н2 с фиксированным коэффициентом мощности $\cos\varphi_{\text{Н2}}$ по формулам:

$$\dot{J}_{\text{эксп}} = \frac{\dot{U}'_{\text{ТОП}}\dot{I}''_{\text{тП}} - \dot{U}''_{\text{ТОП}}\dot{I}'_{\text{тП}}}{\dot{U}''_{\text{ТОП}} - \dot{U}'_{\text{ТОП}}} = -2{,}23 - j82{,}35 \text{ А} = 82{,}38e^{-j91{,}55^\circ} \text{ А} = \dot{J}_{\text{П}};$$
$$\underline{Y}_{\text{эксп}} = \frac{\dot{I}''_{\text{тП}} - \dot{I}'_{\text{тП}}}{\dot{U}''_{\text{ТОП}} - \dot{U}'_{\text{ТОП}}} = -0{,}171 + j0{,}300 \text{ См} = 0{,}345e^{j119{,}66^\circ} \text{ См} = \underline{Y}_{\text{П}},$$

где параметры с одним штрихом относятся к первому измерению параметров режима, а с двумя штрихами – ко второму. Параметры внешней относительно нагрузки Н1 электрической сети, включающей в себя Н2 и ЭЭС, получены при малых изменениях индуктивной составляющей нагрузки Н1. Получены расчётные величины, являющиеся параметрами внешней сети с противоположным знаком:

$$\dot{J}_{\text{эксп}} = (2{,}67 + j1{,}65) \cdot 10^{-7} \text{ А} = 3{,}14e^{j31{,}75^\circ} \cdot 10^{-7} \text{ А} = -\dot{J}_{\text{С}};$$
$$\underline{Y}_{\text{эксп}} = -0{,}048 + j0{,}540 \text{ См} = 0{,}542e^{j95{,}09^\circ} \text{ См} = -\underline{Y}_{\text{С}}.$$

Ввиду малости модуля эквивалентного тока искажения внешней ЭЭС $|\dot{J}_{\text{С}}|$ приравняем его к нулю. Составим упрощенную СЗ по полученным параметрам (рисунок 3а) в виде двух двухполюсников и выполним расчёт напряжения в ТОП по параметрам этой СЗ:

$$\dot{U}_{\text{ТОП}} = \frac{\dot{J}_{\text{П}}}{\underline{Y}_{\text{П}} + \underline{Y}_{\text{С}}} = \frac{-2{,}23 - j82{,}35}{-0{,}171 + j0{,}300 + 0{,}048 - j0{,}540} = 275{,}68 + j131{,}38 \text{ В}.$$

Тогда ток на присоединении искажающего потребителя:

$$\dot{I}_{\text{тП}} = \dot{U}_{\text{ТОП}}\underline{Y}_{\text{П}} - \dot{J}_{\text{П}} = 305{,}38e^{j25{,}48^\circ} \cdot 0{,}345e^{j119{,}66^\circ} - 82{,}38e^{-j91{,}55^\circ}$$
$$= -84{,}24 + j142{,}59 \text{ А}.$$

Видно, что полученные напряжение и ток ГС оказались теми же, что были в исходном установившемся режиме имитационной модели на рисунке 2б. Это подтверждает корректность применения метода двух измерений и использования малых изменений параметров режима для нахождения параметров СЗ в виде активных двухполюсников. Результаты расчёта режима и полученная СЗ приведены на рисунке 3а.

Теперь зададим искажающую нагрузку только источником тока гармоники, как это принято до настоящего времени (рисунок 3б). Получим второй вариант расчёта напряжения в ТОП:

$$\dot{U}_{\text{ТОП}} = \frac{-\dot{I}_{\text{тП}}}{\underline{Y}_{\text{С}}} = \frac{-165{,}61e^{j120{,}58^\circ}}{-0{,}542e^{j95{,}09^\circ}} = 305{,}38e^{j25{,}49^\circ}\ \text{В} = 275{,}68 + j131{,}38\ \text{В}.$$

Ток на присоединении искажающего потребителя:

$$\dot{I}_{\text{тП}} = -\dot{J}_{\text{П}} = -84{,}24 + j142{,}59\ \text{А} = 165{,}61e^{j120{,}58^\circ}\ \text{А}.$$

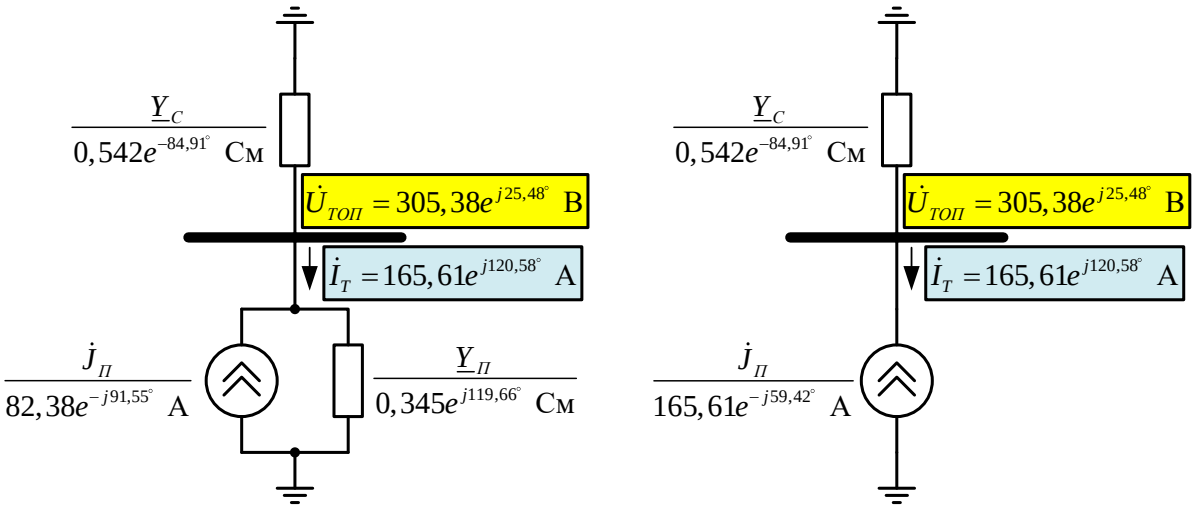


Рисунок 3 – СЗ рассматриваемой ТОП с параметрами режима при представлении искажающей нагрузки в виде источника тока и проводимости (а) и в виде только источника тока (б)

Таким образом, для рассматриваемого установившегося режима две СЗ на рисунках 3а и 3б равнозначны, поскольку интересующие нас параметры режима – напряжение в ТОП и ток на присоединении искажающего потребителя – являются в них одинаковыми. Однако при подключении любой дополнительной нагрузки к данной ТОП или при изменении параметров нагрузок Н1, Н2 либо ЭЭС результаты расчёта режима в схемах на рисунках 3а и 3б будут разными.

Для примера рассмотрим подключение к ТОП дополнительной емкостной нагрузки – конденсаторной батареи (КБ) с проводимостью по фазе А для 5-й ГС $\underline{Y}_{\text{доп.}} = j0{,}01$ См. Расчёт параметров режима без учёта проводимости искажающей нагрузки:

$$\dot{U}_{\text{ТОП(б)}} = \frac{-\dot{I}_{\text{тП}}}{\underline{Y}_{\text{С}} + \underline{Y}_{\text{доп.}}} = \frac{-165{,}61e^{j120{,}58^\circ}}{-0{,}542e^{j95{,}09^\circ} + 0{,}01e^{j90^\circ}} = 281{,}06 + j133{,}37\ \text{В}$$
$$= 311{,}10e^{j25{,}39^\circ}\ \text{В};$$

$$\dot{I}_{\text{тП(б)}} = -84{,}24 + j142{,}59\ \text{А} = 165{,}61e^{j120{,}58^\circ}\ \text{А}.$$

Расчёт параметров режима с учётом наличия проводимости у искажающей нагрузки:

$$\dot{U}_{\text{ТОП(с)}} = \frac{\dot{J}_{\text{П}}}{\underline{Y}_{\text{П}} + \underline{Y}_{\text{С}} + \underline{Y}_{\text{доп.}}} = \frac{82{,}38e^{-j91{,}55^\circ}}{-0{,}171 + j0{,}300 + 0{,}048 - j0{,}540 + j0{,}01}$$
$$= 282{,}64 + j140{,}79\ \text{В} = 315{,}76e^{j26{,}48^\circ}\ \text{В};$$

$$\dot{I}_{\text{тП(с)}} = \dot{U}_{\text{ТОП(с)}}\underline{Y}_{\text{П}} - \dot{J}_{\text{П}} = 315{,}76e^{j26{,}48^\circ} \cdot 0{,}345e^{j119{,}66^\circ} - 82{,}38e^{-j91{,}55^\circ}$$
$$= -88{,}25 + j143{,}07 \text{ А} = 168{,}10e^{j121{,}67^\circ} \text{ А}.$$

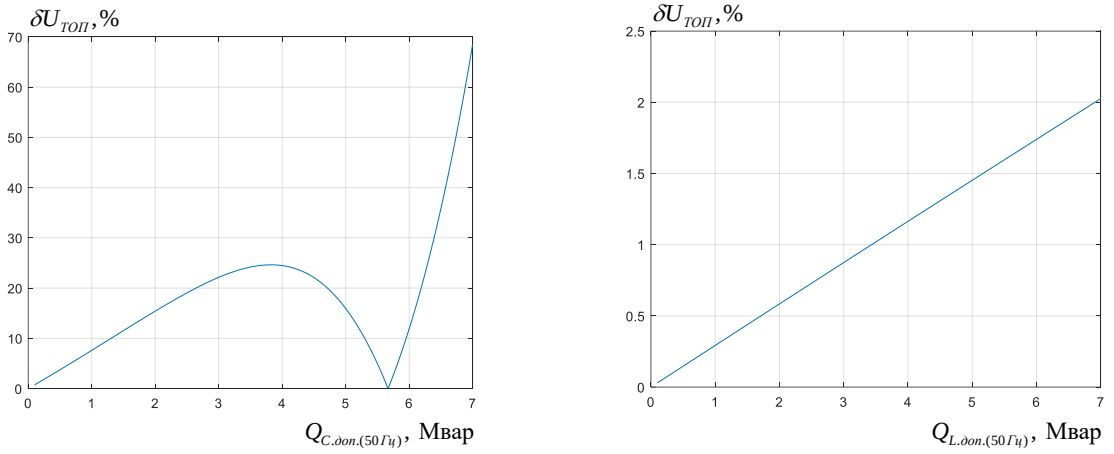
Погрешность расчёта модуля напряжения $\delta U_{\text{ТОП}}$ при сравнении этих двух вариантов составит:

$$\delta U_{\text{ТОП}} = \frac{\left|U_{\text{ТОП(с)}} - U_{\text{ТОП(б)}}\right|}{U_{\text{ТОП(с)}}} \cdot 100\% = \frac{|315{,}76 - 311{,}10|}{315{,}76} \cdot 100\% = 1{,}48\%.$$

Аналогичной будет погрешность в определении тока на присоединении искажающего потребителя $\delta I_{\text{тП}}$. Построим график зависимости погрешностей расчёта модуля напряжения ГС в ТОП из-за неучёта проводимости у искажающей нагрузки в зависимости от подключаемой к ТОП мощности КБ на частоте 50 Гц (рисунок 4а).

Из рисунка 4а видно, что при мощности КБ около 3,825 Мвар возникает резонанс между реактивными проводимостями в ТОП; погрешность от неучёта проводимости искажающей нагрузки при расчёте напряжения в этом режиме составит около 25%. При дальнейшем увеличении мощности КБ суммарная проводимость ТОП приобретает емкостной характер. Например, при мощности КБ около 5,67 Мвар наблюдается равенство модулей напряжения, однако это не говорит о совпадении напряжений – векторная разность между ними значительная. При дальнейшем увеличении мощности погрешности расчёта напряжения в ТОП, вызванные неучётом проводимости у искажающей нагрузки, растут неконтролируемо.

Аналогичные графики получены для случая подключения к ТОП дополнительной индуктивной нагрузки. Рисунок 4б показывает, что подключение индуктивной нагрузки не оказывает такого существенного влияния на погрешность, вызванную неучётом проводимости у искажающей нагрузки: погрешность не превышает 2,1% даже при подключении нагрузки в 7 Мвар.



а) **б)**

Рисунок 4 – График зависимости погрешности расчёта модуля напряжения, вызванной неучётом проводимости искажающей нагрузки, от мощности подключаемой к ТОП дополнительной емкостной (а) или индуктивной (б) нагрузки

Заключение. Исследования, проведённые в данной работе, показали, что неучёт наличия проводимости у искажающей нагрузки может приводить к значительным погрешностям при расчёте параметров несинусоидальных режимов. Влияние данной проводимости на погрешности особенно заметно при наличии в ТОП присоединений с емкостными нагрузками: в этом случае погрешности при расчёте ГС напряжений могут составлять до 25-70% и более в зависимости от соотношения мощностей индуктивных и емкостных нагрузок в ТОП. При однотипном характере реактивных проводимостей нагрузок в ТОП (чаще всего индуктивном) неучёт проводимости искажающей нагрузки не оказывает заметного влияния на точность расчётов, погрешности не превышают 3%. Таким образом, необходимо уточнение расчётных моделей искажающих нагрузок для повышения точности расчёта несинусоидальных режимов, особенно при наличии в ТОП присоединений с КБ.

Библиографический список

1. Куликов А.Л., Севостьянов А.А., Илюшин П.В. Оценка искажений напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий // Электричество. – 2024. – № 5. – С. 32-48.
2. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Воронина Е.В. Анализ процессов в системах тягового электроснабжения при наличии гармонических искажений // Системы. Методы. Технологии. – 2023. – № 4(60). – С. 63-74.
3. Кудряшев Г.С., Селезнев А.С., Федосов Д.С. Выявление источников искажения формы кривой напряжения в электроэнергетических системах // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. – 2014. – Т. 2, № 3. – С. 59-65.
4. Анненков Е.О., Зубова Е.В., Селезнев А.С., Федосов Д.С. Оценка эффективности метода двух измерений при определении параметров схем замещения элементов электрической сети для высших гармонических составляющих токов и напряжений // iPolytech Journal. – 2022. – Т. 26, № 3. – С. 401-414.
5. Долгих Н.Н., Осипов Д.С., Шепелев А.О., Шепелева Е.Ю. Исследование несинусоидальных режимов работы электрооборудования в системах электроснабжения с полупроводниковыми преобразователями // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2024. – № 3(102). – С. 7-17.
6. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.

Федосов Д.С., заведующий кафедрой ЭССиС; Зубова Е.В., ассистент кафедры ЭССиС; ИРНИТУ

УДК 621.3

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА

Филатов В.Е., Шакиров В.А.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
sade.raver@gmail.com

Распределительные сети 35-110 кВ характеризуются большой протяженностью и разветвленностью. Значительная часть сетей построена в одноцепном исполнении, характеризуются высоким износом и аварийностью. Режимы распределительных сетей во многих районах характеризуются высокими потерями мощности, напряжения, а также низким качеством электроэнергии в отношении отклонения напряжений [1]. Для повышения экономической эффективности и качества электроэнергии используют регулировку напряжений трансформаторов. Трансформаторы имеют или устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), способные проводить переключения без отключения потребителей, или устройства переключения без возбуждения (ПБВ), требующие отключения потребителей. Последнее ограничивает возможность частых переключений регулировочных ответвлений. Также для снижения потерь мощности и напряжения, снижения отклонений напряжения используют устройства компенсации реактивной мощности. Для повышения надежности применяют установки распределенной генерации (РГ) – дизельные генераторы или генерацию на основе возобновляемых источников энергии [2-3]. Выбор регулировочных ответвлений ПБВ, размещение устройств РГ и компенсирующих устройств представляет собой многокритериальную оптимизационную задачу. В исследовании предлагается подход к ее решению на основе генетического алгоритма Non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II) [4].

На рис. 1 представлена методика многокритериальной оптимизации, реализованная в среде Python. На первом этапе формируются исходные данные – конфигурация электрической сети, технические параметры линий электропередачи и трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности, установок распределенной генерации. Для подстанций необходимо задать графики активных и реактивных нагрузок. На этапах 2-6 проводится многокритериальная оптимизация параметров электрической сети с помощью алгоритма NSGA-II. В качестве оптимизируемых параметров рассматривается положение устройств ПБВ, места установки компенсирующих устройств и установок РГ. В качестве критериев используется три показателя: среднее отклонение напряжения на подстанциях; продолжительность режимов с напряжением, выходящим за допустимые пределы; суммарные потери активной мощности. Результатом оптимизации является

множество Парето-оптимальных решений, т.е. таких решений, которые лучше других по одному или более критериев.



Рисунок 1 – Методика многокритериальной оптимизации параметров распределительной электрической сети

Генетический оптимизационный алгоритм относится к классу эвристических алгоритмов, основанному на идее эволюции, селекции и механизма естественного отбора. На этапе 2 формируется начальная популяция, которая состоит из особей. Особи представляют собой варианты решения оптимизационной задачи и имеют набор генов, т.е. значений оптимизируемых переменных. После расчета режима для каждого из вариантов проводится их оценка по критериям, далее проверяется условие окончания оптимизации и выполняется изменение параметров. Для этого особи с лучшими критериальными оценками скрещиваются для образования новой популяции. Для поддержания разнообразия популяции алгоритм предусматривает механизм мутации, т.е. случайного изменения нескольких генов. Подробное описание алгоритма рассматривается в работе [4]. Следует отметить, что эвристические оптимизационные алгоритмы не обеспечивают нахождения оптимального решения, а лишь близкого к нему. Однако этот недостаток компенсируется высокой вычислительной эффективностью и простотой формализации задачи. Кроме того, высокий уровень неопределенности, связанный с характером электропотребления на подстанциях, позволяет снизить требования к точности получаемых решений.

Для расчета режима в исследовании используется программа PyPSA, имеющая широкий функционал для исследования электрических систем и сетей [5].

На 7 этапе необходимо выбрать наиболее предпочтительное решение из множества Парето. Для этого лицом, принимающим решение, может использоваться два подхода. Первый подход предполагает выделение главного критерия и задание ограничений для остальных. Таким образом можно исключить заведомо непригодные альтернативы и ранжировать оставшиеся по главному критерию. В качестве второго подхода можно рассмотреть применение методов многокритериального анализа, например, TOPSIS или VIKOR, в рамках которых задаются веса критериев [6].

Применение методики рассматривается на примере распределительных электрических сетей Тункинского и Окинского районов Республики Бурятия. Электроснабжение потребителей Окинского района производится по одноцепной воздушной линии (ВЛ) напряжением 110 кВ «Кырен – Монды – Самарта», одноцепной ВЛ напряжением 35 кВ «Монды – Сорок – Самарта», одноцепной ВЛ напряжением 35 кВ «Сорок-Орлик» [1]. ВЛ характеризуются существенным износом и частыми длительными отключениями. При повреждении на одной из ВЛ под отключение попадают несколько тысяч человек, больницы, школы, детские сады, котельные. Резервные линии электропередачи отсутствуют. Восстановительные работы осложняются горным рельефом местности и большой протяженностью линий. Районы относятся к малоосвоенным и труднодоступным местам республики Бурятия. При длительном отключении ВЛ для электроснабжения потребителей используются дизельные электростанции [1]. Рассматривая распределительные сети Окинского и Тункинского районов, необходимо отметить и проблему низкого уровня напряжения у потребителей, обусловленную большой протяженностью одноцепных ЛЭП.

В соответствии с разработанной методикой (рис. 1) был проведен расчет двух режимов: без использования устройств РПН и ПБВ трансформаторов, с использованием устройств регулирования и установкой регулировочных ответвления ПБВ на весь год. В таблице 1 представлены результаты оценок по критериям. Режим 1 не имеет оценок по критериям, так как без регулирования напряжения трансформаторов не имеет решения.

Таблица 1

Сравнение эффективности систем слежения за солнцем

Критерии	Режим 1	Режим 2
Среднее отклонение напряжения, %	-	2,3 %
Продолжительность отклонения, ч	-	3172
Суммарные потери активной энергии, МВт·ч	-	7626

На рис. 2 представлены оценки отклонения напряжения на подстанциях. Можно отметить, что практически на всех подстанциях наблюдаются периоды с недопустимым снижением напряжения. Можно сделать вывод, что необходимы дополнительные меры по обеспечению приемлемых уровней напряжения.

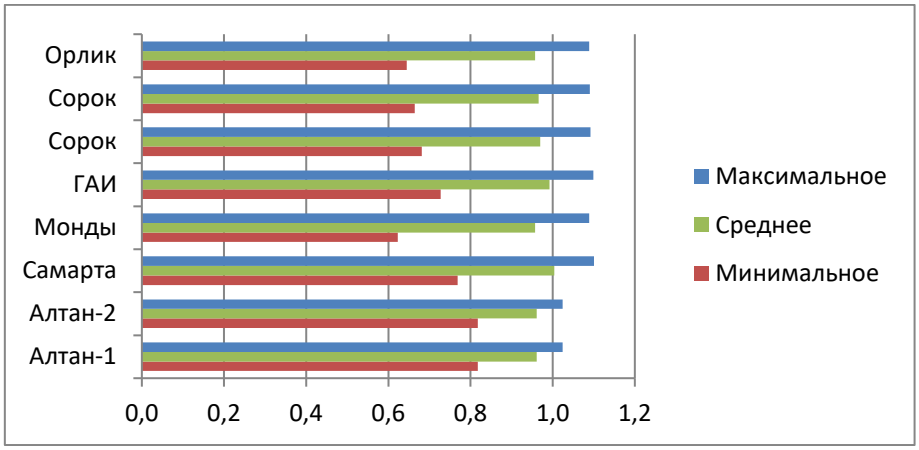


Рисунок 2 – Отклонение напряжения на подстанциях Окинского района Республики Бурятия

Предложенный подход позволил выбрать регулировочные ответвления устройств ПБВ трансформаторов и обеспечить режим со средним отклонением напряжения 2,3%. Однако режим характеризуется длительными отклонениями напряжения. В дальнейших исследованиях планируется рассмотреть целесообразность и места установки компенсирующих устройств и установок распределенной генерации.

Библиографический список

1. Ivanova I., Shakirov V., Khalgaeva N. Effects of the adoption of renewable energy sources within the "Baikal-Khövsgöl" cross-border recreation area. Energy Systems Research. – 2019. – Т.2. – № 3(7). – С. 11-20. https://doi.org/10.25729/esr.2019.03.0002.
2. Pawar, A., Viral, R.K., Bansal, M., 2024. A novel squirrel-cat optimization based optimal expansion planning for distribution system. Sustainable Computing: Informatics and Systems 43, 101017. https://doi.org/10.1016/j.suscom.2024.101017.
3. Ferminus Raj, A., Gnana Saravanan, A., 2023. An optimization approach for optimal location & size of DSTATCOM and DG. Applied Energy 336, 120797. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120797.
4. K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, T. Meyarivan, 2002. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. IEEE Transactions on Evolutionary Computation 6, 182–197. https://doi.org/10.1109/4235.996017.
5. Power system analysis. [Электронный ресурс] URL: https://pypsa.org/ (дата обращения 20.02.2025).

6. Ploskas, N., Papathanasiou, J., 2019. A decision support system for multiple criteria alternative ranking using TOPSIS and VIKOR in fuzzy and nonfuzzy environments. Fuzzy Sets and Systems 377, 1-30. https://doi.org/10.1016/j.fss.2019.01.012.

Филатов Виктор Евгеньевич, обучающийся, гр. ЭПб-22-1 ИРНИТУ; Шакиров В.А. заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники ИРНИТУ

УДК 621.31

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРЬЕРА НА ПОВЕРХНОСТИ ВЗРЫВАЮЩЕЙСЯ ПРОВОЛОЧКИ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Фроленок П.И., Нефедов И.Я., Потапов В.В., Воронин А.Н.
Иркутский национальный исследовательский технический университет

Явление электрического взрыва проводника, используется в электротехнологии получившем название электровзрывная обработка. В технологических целях используются импульс, давление электрического взрыва проволочки при прохождении через нее импульса тока с амплитудой десятки кило ампер, длительностью десятки микросекунд [1].

Анализ литературных данных показывает, что максимальный технологический эффект имеет место при использовании алюминиевой проволочки. Вместе с тем, режим разряда ударной ёмкости при котором наблюдается максимальная скорость энерговыделения на взрывающемся проводнике, имеет место при условии, Ом:

$$R = 1{,}11\sqrt{\frac{L}{C}}. \quad (1)$$

Это условие при использовании алюминиевой проволочки практически никогда не выполняется, вместе с тем при использовании алюминиевой проволочки имеет место наибольший технологический эффект.

Анализ энергетических процессов в разрядном контуре генератора, процесса энерговыделения на взрывающем проводнике и формирования импульса давления, вызывающего деформацию трубы (технологический эффект) проводится, обычно с допущением, что процесс нагрева проволочки происходит адиабатически, т.е. без передачи тепла в передающую среду. Однако температура на поверхности к моменту взрыва составляет величину порядка 1000 градусов, и таким образом, приграничные области к поверхности проволочки передающей среды будут нагреваться, при этом возможен переход материала передающей среды в другое агрегатное состояние с изменением акустических свойств, что, несомненно, должно сказаться на параметрах импульсах давления и, в конечном счете, на технологический эффект (на величине деформации трубы).

Структура промежутка проволочка-стенка трубы включает в себя чистый металлический алюминий, оксидная пленка, передающая среда

(вода) и металлическая стенка трубы, также гипотетически может присутствовать парогазовая прослойка на поверхности чистого металла проводника, либо на поверхности оксидной пленки (рис. 1).

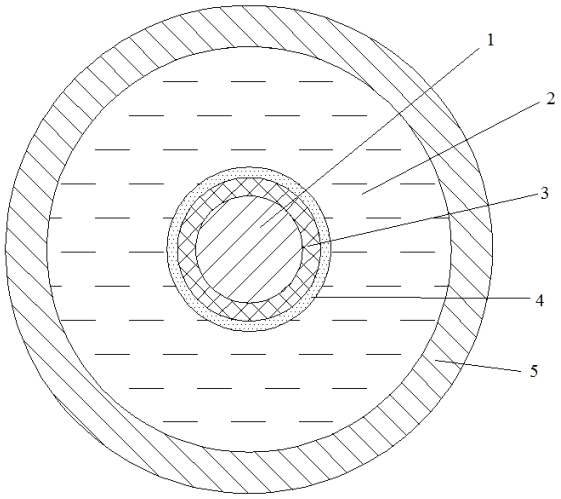


Рисунок 1 – Сечение металлической трубы с оксидной пленкой на поверхности проволочки: 1 – алюминиевая проволочка; 2 – вода; 3 – оксидная пленка; 4 – парогазовая прослойка; 5 – металлическая трубка

Для проверки гипотезы о возможном влиянии термоизоляционного барьера на поверхности взрывающегося проводника на технологический эффект был выполнен эксперимент по исследованию влияния термоизоляционного барьера на поверхности стальной проволочки.

В качестве взрывающегося проводника была использована стальная проволочка так как, на ее поверхности заведомо отсутствует какая-либо оксидная пленка. Эксперимент был выполнен на генераторе импульсов тока НИЛ ТВН ИРНИТУ, общий вид которого и упрощенная принципиальная схема представлена на рисунке 2а и 2б.





Рисунок 2а – Общий вид генератора импульсов тока

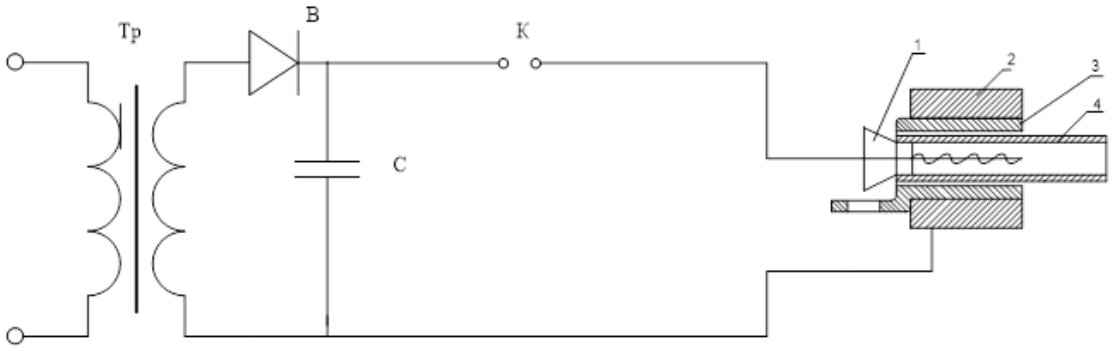


Рисунок 2б – Упрощенная принципиальная схема установки для соединения труб с трубными решётками: Тр – высоковольтный зарядный трансформатор; В – высоковольтный выпрямитель; С – ударная ёмкость; К - коммутатор (искровой разрядник); Т – технологический узел; 1 – электровзрывной картридж; 2 – стальная трубка; 3 – медный наконечник; 4 – алюминиевая трубка

Был выполнен контрольный опыт, в контрольном опыте отсутствовал на поверхности проволочки термоизоляционный барьер. Электровзрывной патрон для этого опыта представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Контрольный электровзрывной патрон

Параметры проволочки: сталь, длина 50 мм, диаметр 0,4 мм.

Электровзрывной картридж представляет собой полиэтиленовый пинал диаметром 16,5 мм, длиной 8 см (в качестве пинала, использовался корпус шприца 10 мл^3).

Для оценки технологического эффекта использовался цилиндрический крешерный индикатор (стальная труба с внутренним диаметром 170 мм, наружный 220 мм).

В опыте по оценки влияния термоизоляционного барьера на поверхность проволочки наносился слой высокотемпературного герметика (фирмы ProfiLux, высококачественный до 1500 ^{o}C) электровзрывной картридж для этого опыта представлен на рисунке 4.

В контрольном опыте измерительный величины составили: Зарядное напряжение: U = 26 кВ; Ударная емкость: C = 30 мкФ; Индуктивность: L = 3,2 мкГн.

Вид крешерного индикатора после опыта представлен на рисунке 5.



Рисунок 4 – Электровзрывной картридж с термобарьером из высокотемпературного герметика



Рисунок 5 – Крешерный индикатор после опыта

В опыте с проволочкой с нанесенным на поверхность термоизоляционным барьером, наблюдалось некоторое увеличение деформации, по которому оценивался технологический эффект. Относительное увеличение деформации по сравнению с контрольным опытом составляло единицы процентов (примерно 1 мм).

Библиографический список

1. Бурцев В.А., Калинин Н.В., Лучинский А.В. Электрический взрыв проводников и его применение в электрофизических установках. М.: Энергоиздат, 1990. – 289 с.
2. Попилов Л.Я. Справочник по электрическим и ультразвуковым методам обработки. Л., «Машиностроение», – 1971. – 105 с.

3. ГОСТ 23692-79. Требования к типовому технологическому процессу закрепления труб энергией электрического взрыва проводников. Технические требования: ГОСТ 23691-79. – 1979. – 55 с.
4. В.В. Потапов, К.В. Суслов, Л.М. Чеботнягин, С.Е. Левин. «Повышение эффективности управления электрохозяйством». Монография: – Иркутск, ИрГТУ, – 2012. – 83 с.

Фроленок П.И., Нефедов И.Я., Воронин А.Н., обучающиеся гр. ЭУм-23-1; Потапов В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры ЭиЭ; ИРНИТУ

УДК 621.3

СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ В НИГЕРЕ: ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СОЛНЕЧНОЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ И ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИЙ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО ПЕРЕХОДА.

Хабу Мусса М.М., Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
mahamanmoubarak682@gmail.com

Нигер, не имеющая выхода к морю страна с огромным неиспользованным энергетическим потенциалом (средняя прямая нормальная облучённость, DNI Direct Normal irradiation) на севере – 2500 кВт·ч/м²/год, глобальная горизонтальная облучённость (GHI Global Horizontal Irradiation) на юге – (2000 кВт·ч/м²/год), сталкивается с серьёзными энергетическими проблемами, поскольку большая часть населения не имеет доступа к электричеству [1]. Оценка технологий производства электроэнергии, в частности термодинамических солнечных электростанций и фотоэлектрических солнечных систем, имеет ключевое значение для обеспечения устойчивого энергетического перехода. Это исследование сравнивает эти две технологии по таким критериям, как техническая эффективность, капитальные затраты и эксплуатационные затраты, а также уровень скорректированных затрат на электроэнергию (Levelized Cost of Electricity LCOE).

Термодинамические электростанции, хотя и более дорогие, предлагают возможность хранения тепловой энергии с помощью расплавленных солей (теплоемкость Ср ≈ 1,5 кДж/кг·К), в то время как фотоэлектрические установки более просты и дешевле, но зависят от погодных условий. Цель состоит в том, чтобы помочь принимающим решения выбрать лучший вариант для устойчивого энергетического развития в Нигере [2].

Технология солнечной термодинамики основана на фундаментальном принципе: использовании зеркал (гелиостаты или параболы) для концентрации солнечного света на теплоносителе, обычно это масло или расплавленные соли. Этот теплоноситель, нагреваемый до высоких температур (250-600 °C), производит пар через теплообменник, приводя в движение турбину

(эффективность цикла Ренкина ≈ 35-40 %). Одним из основных преимуществ является его способность накапливать тепловую энергию (до 12 часов с помощью резервуаров с двойной оболочкой). Кроме того, эти установки демонстрируют высокий энергетический выход (η ≈ 18-25 %), что делает их конкурентоспособными. Тем не менее, первоначальные капитальные затраты остаются высокими, а их эксплуатация требует больших площадей (8-12 га/МВт) и водных ресурсов (3000 м³/МВт/год для влажного охлаждения) [1, 2, 3].

Солнечная фотоэлектрическая технология основана на прямом преобразовании солнечного света в электричество с использованием фотоэлектрического эффекта. Современные системы (модули на основе поликристаллических или монокристаллических ячеек) достигают η ≈ 12-23 %, с потерями на температуре (коэффициент температуры ≈ -0,4 %/°C). Их капитальные затраты значительно ниже, а модульность позволяет быстро развертывать системы (≤ 6 месяцев для 10 МВт). Однако их суточная прерывистость требует наличия батарей или гибридных решений с дизельными генераторами и СЭС [2, 4].

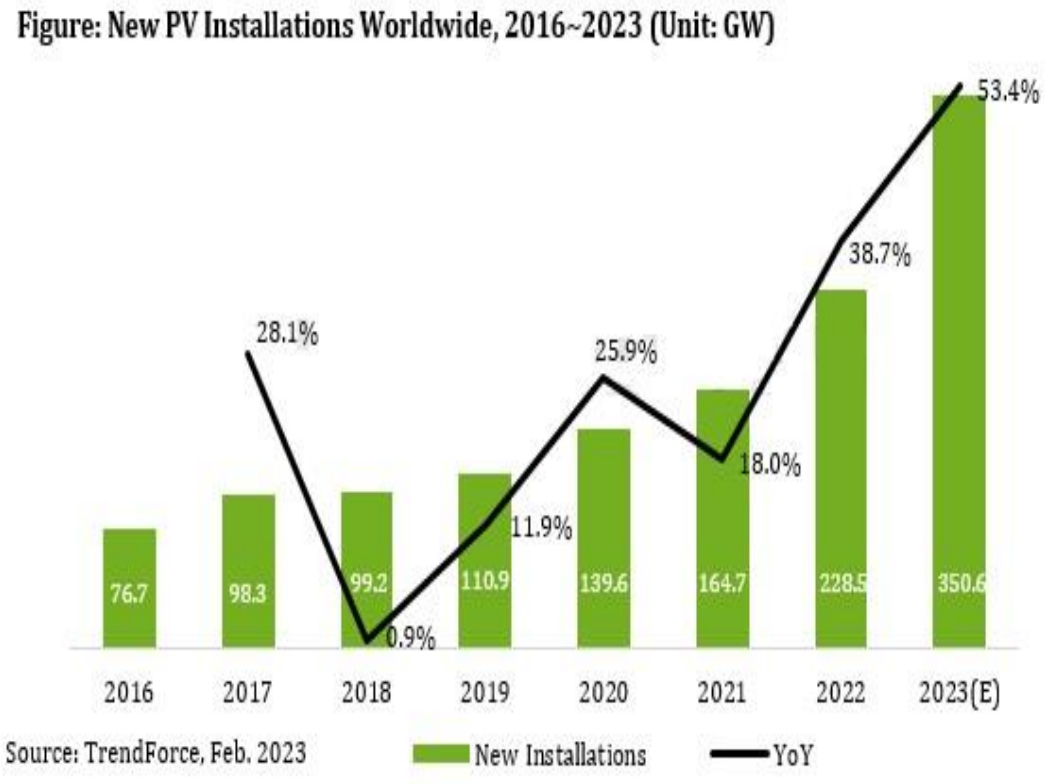


Рисунок 1 – Новые установки фотоэлектрических систем по всему миру, 2016-2023 гг. (единица измерения: ГВт)

График выше от азиатской исследовательской компании TrendForce показывает тенденции солнечных станций с 2016 по 2023 год. Например, в

2023 году в мире были введены в эксплуатацию солнечные фотоэлектрические станции общей мощностью 351 гигаватт. Это увеличение на 53,4% по сравнению с 2022 годом. Эта быстрая рост обусловлен неудовлетворенным спросом из-за проблем с поставками, вызванными пандемией, а также высокими ценами на солнечные модули (панели).

Стоимость установки солнечной термодинамической станции выше (стоимость установки в 5-7 раз выше, чем у солнечных фотоэлектрических систем), но ее LCOE в долгосрочной перспективе конкурентоспособен в районах с высоким DNI (> 2000 кВт·ч/м²/год). Фотоэлектрические станции, с периодом окупаемости (= стоимость установки / (годовой доход – эксплуатационные расходы)) от 5 до 10 лет, превосходят солнечные термодинамические станции (10-20 лет) по немедленной рентабельности. По эффективности солнечные термодинамические станции поддерживают η ≈ 18-25 % при высокой радиации, в то время как η ≈ 12-23% для СЭС, но их гибкость в хранении (эффективность теплового хранения ≈ 95 %) компенсирует суточную прерывистость (табл. 1) [2,5].

Таблица 1

Сравнительная таблица

Критерии	Термодинамическая солнечная электростанция	Фотоэлектрическая солнечная электростанция
Эффективность	18-25%	12-23%
Хранение энергии	несколько часов, даже несколько дней (термический)	несколько часов, даже несколько дней
Вода необходима	3000 м³/МВт/год (охлаждение)	Незначительный
Приспособляемость	Районы с высоким уровнем DNI (север)	Быстрая установка в любом месте

Таблица выше сравнивает наши два типа солнечных электростанций: термодинамическую и фотогальваническую. Термодинамическая станция обладает более высокой эффективностью (18-25%) по сравнению с фотогальванической (12-23%). В области хранения энергии обе технологии могут хранить энергию от нескольких часов до нескольких дней, но термодинамическая станция требует значительного объема воды для охлаждения. Что касается адаптивности, фотогальваническая станция выделяется своей способностью быстро устанавливаться в различных условиях, в то время как термодинамическая ограничена зонами с высоким уровнем прямого солнечного излучения.

В заключение можно сказать, что сравнение между термодинамическими солнечными электростанциями и солнечными фотоэлектрическими станциями подчеркивает их взаимодополняемость в случае Нигера. Таким

образом, термодинамические солнечные электростанции подходят для промышленной части на севере, обеспечивая стабильное производство, а фотоэлектрические станции с микросетями – для электрификации юга. Гибридный подход (термодинамические солнечные электростанции + фотоэлектрические) может способствовать устранению энергетического дефицита в стране, одновременно снижая углеродный след.

Библиографический список

1. IRENA (International Renewable Energy Agency): «Renewable Energy Niger».
2. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
3. [Электронный ресурс] URL: https://www.mdpi.com/2411-5134/3/2/31.
4. [Электронный ресурс] URL: www.fermesolaire.fr Centrale solaire thermique: avantages et inconvénients (дата обращения 23.10.2024).
5. Lazard LCOE 2023.

Хабу Мусса ММ., обучающийся, гр. ЭСм-24-1; Тигунцев С.Г., доцент кафедры ЭССиС; ИРНИТУ

УДК 621.3

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ СЛЕЖЕНИЯ ЗА СОЛНЦЕМ НА ПРИМЕРЕ ОТДЕЛЬНЫХ РАЙОНОВ

Шакиров В.А., Горемыко А.Д.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
agoremyko@yandex.ru

Использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) во всем мире уделяется большое внимание в связи с необходимостью уменьшения антропогенного воздействия и экономии топливных ресурсов. Наибольшее развитие получают солнечная и ветровая энергетика. Солнечная энергетика в России развивается сравнительно высокими темпами с 2015 года. Установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) в России составляет 2,55 ГВт по данным на начало 2025 года [1]. Большой вклад в развитие солнечной энергетики внесла программа договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ). Так, 75 СЭС мощностью 2,08 ГВт было введено с использованием этого механизма государственной поддержки [1]. На горизонте до 2035 года при реализации всех отобранных проектов и дальнейшем вводе объектов в рамках второго этапа программы поддержки ДПМ ВИЭ 2.0 в соответствии с плановыми показателями, утвержденными Правительством РФ для оптового рынка электроэнергии и мощности, а также при развитии ВИЭ на розничных рынках совокупная установленная мощность всех объектов ВИЭ составит 17 ГВт, что обеспечит около 6% совокупной мощности энергосистемы России [1]. Из 17 ГВт на СЭС будет приходиться до 5,4 ГВт [1].

Важным показателем эффективности функционирования объектов ВИЭ-генерации является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Средний КИУМ СЭС в 2023 году составил 14,4% [1]. При этом для солнечных электростанций наиболее высокие показатели КИУМ были достигнуты в летние месяцы: с мая по август КИУМ СЭС находился в диапазоне 20,0%-20,7%. Наиболее высокий КИУМ в рамках ДПМ ВИЭ зафиксирован для объектов солнечной генерации в Ставропольском крае, Астраханской области и Забайкальском крае (более 15% в каждом из указанных регионов) [1].

Большую роль солнечные электростанции играют в технологически изолированных территориальных энергосистемах (ТИТЭС). Установленная мощность СЭС незначительна, порядка 15 МВт [1]. Однако СЭС позволяют существенно повысить экономическую эффективность производства электроэнергии, замещая на автономных дизельных электростанциях дорогостоящее топливо. Основным механизмом внедрения СЭС в изолированных и труднодоступных районах является энергосервисный контракт, обеспечивающий окупаемость инвестиций за счет замещения топливной выработки. Активное продвижение проектов модернизации дизельной генерации на основе гибридных энергокомплексов, включающих дизельную и солнечную генерацию с накопителями энергии, ведется в Республике Саха (Якутия). Проекты реализуются в рамках сотрудничества между Правительством Якутии и компанией «РусГидро» на основе энергосервисных контрактов. По итогам 2023 года шесть пилотных проектов уже введены в эксплуатацию, дополнительно запланированы к реализации еще 66 проектов совокупной мощностью солнечной генерации 17,6 МВт [1].

Особенностью работы солнечных электростанций является зависимость их выработки от поступающей солнечной радиации. Выделяют прямую, рассеянную и отраженную составляющие солнечной радиации при оценке ее поступления на наклонно расположенные солнечные панели. Большинство электростанций имеют фиксированный угол наклона солнечных панелей, равный широте местности или приближенный к нему. Отдельные СЭС позволяют изменять угол наклона панелей для повышения суммарной выработки и КИУМ. Существенно повысить выработку позволяют системы слежения за положением солнца (ССС), обеспечивающие наиболее эффективную ориентацию панелей в течение суток круглогодично. Различают одноосевые системы и двухосевые. В последние годы наметилась тенденция использования ССС на солнечных электростанциях во всем мире [2]. В России в 2024 году построена Ачхой-Мартановская СЭС с одноосевой системой слежения мощностью 9,2 МВт в Чечне.

По различным оценкам ССС позволяют увеличить выработку электроэнергии на 15-70% [3-5]. Оценки варьируются в зависимости от распо-

ложения, климата и типа системы слежения [5]. Поэтому актуальным является исследование по сравнению выработки электроэнергии СЭС с фиксированным углом наклона, одноосевой и двухосевой ССС.

В исследовании для оценки выработки электроэнергии СЭС использовалась программа System advisor model (SAM) [6], разработанной Национальной лабораторией возобновляемой энергетики США NREL. Программа формирует исходные данные о солнечной радиации и температуре на основе типового метеорологического года из базы данных NREL. Характеристика гелиоэнергетического потенциала районов, а также оптимальный угол наклона определены с использованием информационной системы Global solar atlas [7].

В таблице 1 представлены результаты оценки выработки электроэнергии солнечной фотоэлектрической системой мощностью 1 кВт с учетом характерных для СЭС потерь на преобразование в инверторе, проводниках, а также из-за загрязнения – в совокупности 14%.

На рис. 1 представлены графики выработки электроэнергии СЭС мощностью 1 кВт с фиксированным углом наклона и с системой слежения за солнцем в Иркутске.

Таблица 1

Сравнение эффективности систем слежения за солнцем

Параметр	Иркутская область (Иркутск)	Амурская область (Благовещенск)	Краснодарский край (Краснодар)	Республика Калмыкия (Элиста)
Широта, град	52,3	50,3	45	46,3
Долгота, град	104,3	127,5	39	44,2
Средняя годовая температура Воздуха, °С	1,1	2,5	12,7	9,8
Оптимальный угол наклона панели, град	45	48	34	34
Прямая солнечная радиация, кВт·ч/м^2/год	1577	1720	1339	1331
Рассеянная солнечная радиация, кВт·ч/м^2/год	516	530	593	585
Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м^2/год	1289	1344	1369	1357
Суммарная солнечная радиация на наклоненную под оптимальным углом поверхность, кВт·ч/м^2/год	1699	1825	1584,1	1566
Годовая выработка электроэнергии СЭС под фиксированным углом, кВт·ч/кВт/год	1356	1458	1190	1167

Окончание табл. 1

Параметр	Иркутская область (Иркутск)	Амурская область (Благовещенск)	Краснодарский край (Краснодар)	Республика Калмыкия (Элиста)
Годовая выработка СЭС с одноосевой ССС, кВт·ч/кВт/год	1675	1777	1457	1409
Годовая выработка СЭС с двухосевой ССС, кВт·ч/кВт/год	1887	1971	1590	1533

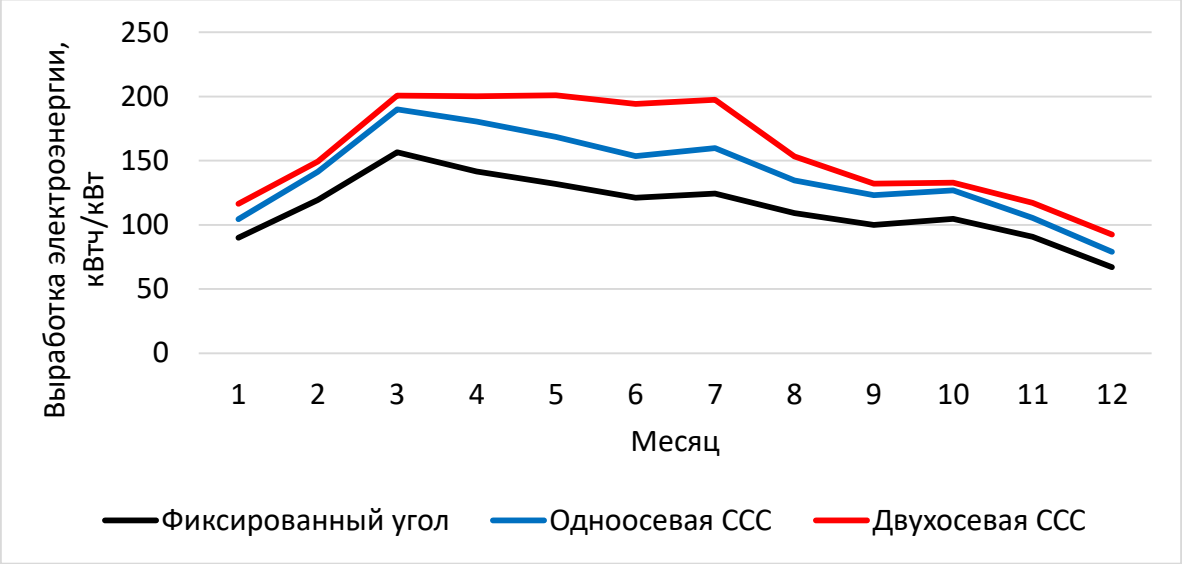


Рисунок 1 – Оценка выработки электроэнергии СЭС мощностью 1 кВт с различной системой слежения за солнцем в Иркутске

Из анализа таблицы 1 можно сделать вывод, что одноосевая ССС повышает годовую выработку электроэнергии СЭС в рассматриваемых районах на 17-19%. Двухосевая СЭС повышает выработку электроэнергии в сравнении с СЭС фиксированного наклона на 23-28%. Увеличение выработки электроэнергии в отдельные периоды года существенно отличается. Так, в летний период в Иркутске увеличение выработки СЭС с двухосевой ССС составляет 37,7%.

Большое значение при сравнении различных вариантов ССС имеет электропотребление на собственные нужды, дополнительные эксплуатационные затраты. Также важным является учет увеличения капитальных затрат, тарифов на электроэнергию в различных регионах страны. Для крупных СЭС важным фактором является учет взаимного затенения панелей. Учет вышеуказанных факторов требует дальнейших исследований. Так, например, оценки затрат на ССС в зависимости от региона, конструкции и единичной мощности существенно варьируются у различных исследователей.

Библиографический список

1. Рынок возобновляемой энергетики России. Текущий статус и перспективы развития. Июлья 2024. Информационный бюллетень. [Электронный ресурс] URL: https://rreda.ru/upload/iblock/c86/ck53fh9u065blilscovlumxq02gqvkcx/202408_RREDA_annual_RES_report.pdf (дата обращения 20.02.2025).
2. Renewable Power Generation Costs in 2023. URL: https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023 (дата обращения 20.02.2025).
3. Lu, W., Ajay, P., 2024. Solar PV tracking system using arithmetic optimization with dual axis and sensor. Measurement: Sensors 33, 101089. https://doi.org/10.1016/j.measen.2024.101089.
4. Hadroug, N., Iratni, A., Hafaifa, A. et al. Energy Efficiency Improvement in Photovoltaic Installation Using a Twin-Axis Solar Tracking Mechanism with LDR Sensors Compared with Neuro-Fuzzy Adaptive Inference Structure. J. Electr. Eng. Technol. 18, 2943-2967 (2023). https://doi.org/10.1007/s42835-023-01411-4.
5. Обухов С.Г., Плотников И.А. Выбор параметров и анализ эффективности применения систем слежения за солнцем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – №10. – С. 95-106. https://doi.org/10.18799/24131830/2018/10/2109.
6. System model advisor. [Электронный ресурс] URL: https://sam.nrel.gov (дата обращения 20.02.2025).
7. Global solar atlas. [Электронный ресурс] URL: https://globalsolaratlas.info (дата обращения 20.02.2025).

Шакиров В.А. заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники ИРНИТУ; Горемыко Андрей Дмитриевич, обучающийся, гр. ЭПб-24-1 ИРНИТУ;

УДК 621.311

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ЁМКОСТИ АККУМУЛЯТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Шауркин М.О., Барахтенко Е.А.
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
matway200@mail.ru, barakhtenko@isem.irk.ru

Введение. На данный момент энергетика является одной из важнейших сфер науки. Её активное развитие происходит в различных направлениях с целью поиска новых и улучшения уже существующих технологий генерации, передачи, преобразования и хранения энергии. В данной статье будет рассмотрен вопрос, именно с хранением энергии, а именно с построением эффективной системы аккумулирования энергии интегрированной системы тепло- и электроснабжения. Поэтому целью этой статьи является

разработка постановки задачи определения мест установки и ёмкости систем аккумулирования в интегрированной энергосистеме и методов её решения.

В литературе можно встретить статьи на тему взаимосвязанной работы нескольких источников одного или нескольких типов энергии. В них, например, решается вопрос оптимизации работы ветровой и солнечной электростанции [1] или поиска оптимального режима работы энергосистемы с источниками энергии, основанными на тепле, электричестве или газе [2, 3]. В целом, аккумулирование может значительно повысить эффективность работы энергосистемы. Этим и представлена актуальность разработки новых методов для выбора ёмкости систем аккумулирования энергии и мест их установки в интегрированной энергетической системе.

Постановка задачи. Для выбора оптимальной ёмкости и наиболее выгодных мест установки аккумуляторов тепловой и электрической энергии в интегрированной энергосистеме нужно определить минимальные экономические затраты на установку и эксплуатацию систем аккумулирования при условии полного обеспечения требуемой энергией потребителей.

Чтобы решить поставленную задачу, интегрированную систему нужно представить в виде графа, состоящего из узлов и связывающих их между собой ветвей. Промежуток времени, на котором производится расчёт параметров режима работы энергосистемы состоит из заданного числа периодов T. Узлы графа можно разделить на следующие подтипы:

- узлы источников энергии;
- узлы потребителей энергии;
- промежуточные узлы;
- узлы аккумуляторов энергии;
- узлы преобразователей энергии.

Подтипы узлов также разделяются и по типу энергии, к которому они относятся. В нашем случае – это узлы, относящиеся к тепловой энергии, и узлы, относящиеся к электрической энергии. Для связи тепловой и электрической части энергосистемы применяются преобразователи электрической энергии в тепловую.

Требуется определить, в каких узлах энергосистемы и какой ёмкости будут установлены аккумуляторные системы, с минимальными затратами на их установку и эксплуатацию.

Поиск оптимального решения выполняется на основе мощностей потребления и генерации в соответствующих узлах, а также потоках мощности через ветви между узлами в каждом периоде времени. Мощность в узле j обозначим как P_j , а поток энергии на ветви i в определённый период t как X_i^t.

Определим исходные множества для решения поставленной задачи:

1) Множество периодов - $T_{\text{пер.}} \in \{1, T\}$, где T – общее число периодов.

2) Множество ветвей системы - $I \in \{1, n\}$, где n– общее число ветвей.
3) Множество узлов системы - $J \in \{1, m\}$, где m – общее число узлов.
4) Множество узлов состоит из узлов источников энергии, узлов потребителей энергии, узлов аккумуляторов энергии и узлов преобразователей энергии – $J_{\text{ист.}} \cap J_{\text{потр.}} \cap J_{\text{аккум.}} \cap J_{\text{конв.}} \in J$.

Оптимальность работы энергосистемы с аккумуляторами тепловой и электрической энергии будет определяться в соответствии со следующей целевой функцией:

$$\sum_{t=1}^{T}\left(\sum_{\substack{j=1 \\ j\in J_{\text{аккум.}}}}^{J_{\text{аккум.}}} (K_j^{\text{бат.}} + C_j^{\text{пост.б.}} + C_j^{t\ \text{пер.б.}} \cdot P_{j\text{бат.}}^t) + \sum_{\substack{j=1 \\ j\in J_{\text{ист.}}}}^{J_{\text{ист.}}} C_j^{t\ \text{ген.}} \cdot P_j^t + \sum_{\substack{i=1 \\ i\in I_{\text{пром.}}}}^{I_{\text{пром.}}} C_i^{t\ \text{пром.}} \cdot X_i^t + \sum_{\substack{j=1 \\ j\in J_{\text{преоб.}}}}^{J_{\text{конв.}}} (K_j^{\text{преоб.}} + C_j^{\text{пост.к.}})\right) \to min.$$

где $K_j^{\text{бат.}}$ – капитальные затраты на установку аккумулятора в j-ом узле; $C_j^{\text{пост.б.}}$ – постоянные издержки в j-ом узле для аккумулятора; $C_j^{t\ \text{пер.б.}}$ – переменные издержки j-ого аккумулятора в t-ый период; $P_{j\ \text{бат.}}^t$ – энергия в j-ом аккумуляторе t-го периода; $J_{\text{аккум.}}$ – множество узлов аккумуляторов в системе; $J_{\text{ист.}}$ – множество узлов источников; $C_j^{t\ \text{ген.}}$ – стоимость генерации j-го источника в t-ый период; P_j^t – мощность генерации j-го источника в t-ый период; $I_{\text{пром.}}$ – множество ветвей промежуточных узлов; $C_i^{t\ \text{пром.}}$ – стоимость передачи энергии по i-ой ветви t-го периода; X_i^t – поток энергии по i-ой ветви t-го периода; $J_{\text{преоб.}}$ – множество узлов преобразователей в системе; $K_j^{\text{преоб.}}$ – капитальные затраты на установку преобразователей; $C_j^{\text{пост.п.}}$ – постоянные издержки j-го преобразователя.

Система условий и ограничений включает следующие:
Для потоков энергии по ветвям:

$$X_i^t >= 0.$$

Для узлов источников энергии:

$$P_{j\ min} \le P_j^t \le P_{j\ max}, j \in J_{\text{ист.}},\ t \in T_{\text{пер.}}$$

где $P_{j\ min}$ – минимальная мощность генерации j-го узла; $P_{j\ max}$ – максимальная мощность генерации j-го узла.
Для узлов потребителей энергии:

$$\sum_{i=1}^{I_{\text{пот.}}} X_i^t = P_{j\ \text{пот.}}^t, i \in I, j \in J_{\text{пот.}} \text{ и } t \in T_{\text{пер.}},$$

где $P_{j\ \text{пот}}^t$ – нагрузка j-го потребителя в t-ый период; X_i^t – поток энергии через i-ую ветвь в t-ый период.

Промежуточные узлы передачи энергии (узлы, не имеющие потребления или генерации и служащие только для передачи энергии от одной части системы в другую):

$$\sum_{i=1}^{I_{\text{пром.}}^{\text{выход}}} X_i^t = \sum_{i=1}^{I_{\text{пром.}}^{\text{вход}}} X_j^t,\ i \in I_{\text{пром.}}$$

Узлы аккумуляторов энергии в каждом периоде могут находится в одном из трёх возможных состояний: заряда, разряда или хранения. Поэтому выражения для них будут выглядеть следующим образом:

$$0 \le X_{j\ \text{разр.}}^t \le P_{j\ max}^{\text{бат.}},$$
$$0 \le X_{j\ \text{зар.}}^t \le P_{j\ max}^{\text{бат.}},$$
$$X_{j\ \text{разр.}}^t \le X_j^{t-1},$$
$$X_{j\ \text{зар.}}^t \le P_{j\ max}^{\text{бат.}} - X_j^{t-1},$$

где $P_{j\ max}^{\text{бат.}}$ – максимальный заряд аккумулятора; X_j^{t-1} – изменение энергии аккумулятора в прошлом периоде.

$$u_{j\ \text{зар.}}^t + u_{j\ \text{разр.}}^t + u_{j\ \text{хран.}}^t = 1,$$

где $u_{i\ \text{зар.}}^j = 1$ – обозначает, что аккумулятор находится в состоянии заряда;

$u_{i\ \text{разр.}}^j = 1$ – обозначает, что аккумулятор находится в состоянии разряда;

$u_{i\ \text{хран.}}^j = 1$ – обозначает, что аккумулятор находится в состоянии хранения.

Тогда состояние аккумулятора в n-ый период определяется выражением:

$$X_{j\ \text{бат.}}^t = X_{j\ \text{бат.}}^1 + \sum_{t=2}^{t-1}(u_{j\ \text{зар.}}^t * X_{j\ \text{зар.}}^t - u_{j\ \text{разр.}}^t * X_{j\ \text{разр.}}^t),\ t \in T_{\text{пер.}}.$$

Апробация. Проведём моделирование на тестовой схеме энергосистемы (см. рисунок 1).

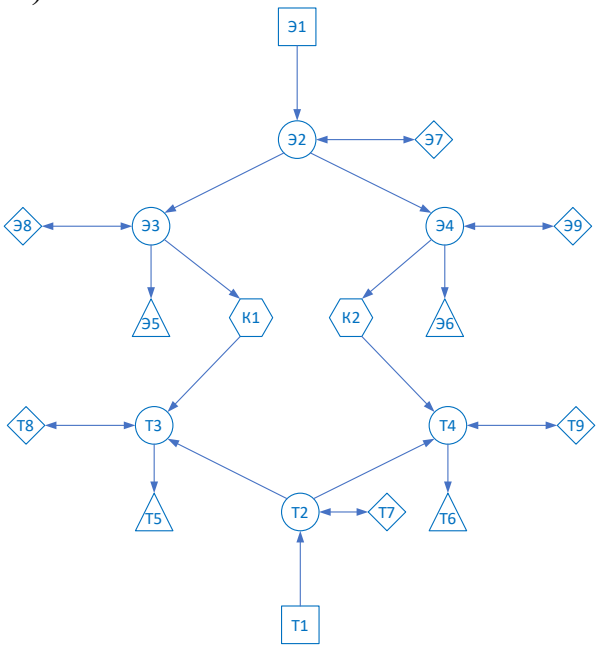


Рисунок 1 – Тестовая схема

Каждый узел схемы помечен буквой, соответствующей типу энергии, к которому он относится: Э – электрическая часть схемы, Т – тепловая часть схемы, К – преобразователи энергии. Номера узлов обозначают следующее: узел 1 – источник питания, узлы 2, 3 и 4 – промежуточные узлы, узлы 5 и 6 – потребители энергии и узлы 7, 8 и 9 – узлы потенциально устанавливаемых аккумуляторов. Расчёт производится для трёх периодов, отличающихся мощностью потребления. По итогам расчёта должен быть определён оптимальный вариант расположения электрических и тепловых аккумуляторов в соответствующих узлах.

Доступная мощность источника Э1 – 16 МВт, источника Т1 – 10 МВт.

Исходные данные потребителей для расчёта сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Исходные данные мощности потребления узлов тестовой схемы

Номер узла	Мощность узла в период №1, МВт	Мощность узла в период №2, МВт	Мощность узла в период №3, МВт
Э5	8	4	8
Э6	4	2	4
Т5	6	6	6
Т6	2	2	2

Результаты расчёта сведены в таблицы 2 и 3.

Таблица 2

Результаты выбора аккумуляторов в тестовой схеме

Номер узла	Возможная мощность аккумулятора в узле, МВт	Выбранный аккумулятор по результатам расчёта, МВт	Годовые приведённые затраты, т.руб./год
Э7	2, 4 или 6	6	420
Э8	2, 4 или 6	0	0
Э9	2, 4 или 6	6	420
Т7	2, 4 или 6	0	0
Т8	2, 4 или 6	6	600
Т9	2, 4 или 6	0	0

Таблица 3

Результаты расчёта режима работы аккумуляторов тестовой схемы

Номер узла	Мощность заряда/ разряда аккумулятора в период №1, МВт		Мощность заряда/ разряда аккумулятора в период №2, МВт		Мощность заряда/ разряда аккумулятора в период №3, МВт	
	Заряд	Разряд	Заряд	Разряд	Заряд	Разряд
Э7	0	6	6	0	0	6
Э9	0	4	2	0	0	4
Т8	0	3	3	0	0	6

По произведённым расчётам, было установлено, что для приведенной конфигурации схемы с заданной нагрузкой самым оптимальным является

вариант установки электрических аккумуляторов в узлах Э7 и Э9 и теплового аккумулятора в узле Т8. В остальных узлах аккумуляторы энергии установлены не были. Разряд аккумуляторов происходит в периоды повышенного потребления (№1 и №3), а заряд, наоборот, в период сниженного потребления (№2). Так происходит из-за снижения стоимости энергии в периоды снижения потребления.

В соответствии с разработанной постановкой задачи выполнен вычислительный эксперимент на тестовой схеме энергосистемы с заданными параметрами. В результате расчетов определено место установки аккумуляторов энергии и их ёмкость.

Библиографический список

1. The key technology for optimal scheduling and control of wind-photovoltaic-storage multi-energy complementary system, Zhang YanQi и др., iSPEC 2020, 2020
2. Optimization model of Multi-energy system based on multi-source energy storage, Yueying Sun, Yun Teng, Shijie Yang, ICMTMA, 2021, №13
3. Optimal scheduling of energy hubs in interconnected multi energy systems, Aboelsood Zidan, Hossam A. Gabbar, 4th IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering, 2016

Барахтенко Е.А., кандидат технических наук, доцент, ученый секретарь ИСЭМ СО РАН, Шауркин М.О., аспирант ИСЭМ СО РАН

УДК 621.311

БЕСКОНТАКТНАЯ ДИАГНОСТИКА ВОЗДУШНЫХ ЛЭП

Шепураев А.А ., Николаев С.А, Тигунцев С.Г.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
shepuraefa@mail.ru, stiguncev@yandex.ru

Исследования в области диагностики состояния воздушных линий электропередачи (ЛЭП) и разработка новых методов диагностики является актуальной задачей. Аварийные отключения по причине возникновения дефектов в процессе эксплуатации и их несвоевременное устранение по статистике ПАО «ФСК ЕЭС» занимают 26 % от всех аварий [1].

Применение средств диагностики в процессе эксплуатации электрооборудования позволяет выявить на ранних стадиях образования вид дефекта, место расположения и его масштабы.

На текущий момент известны следующие методы контроля состояния изоляции [2]:

1. Метод измерения распределения напряжения;
2. Метод измерения сопротивления изоляции (измерения тока утечки);
3. Метод измерения угла диэлектрических потерь tg δ;
4. Метод, основанный на измерении ёмкости;

5. Метод измерения частичных разрядов в изоляции;
6. Метод испытания повышенным напряжением.

Диагностика ВЛ под напряжением возможна только с использованием методов 1 и 5. В качестве современного метода диагностики изоляции ВЛ, находящейся под рабочим напряжением, используется тепловизионное обследование, однако полученные результаты зависят от большого количества влияющих факторов и требуют правильной интерпретации [3]. Разрабатываются методы удалённого мониторинга состояния подвесной изоляции, основанные на фиксации изменения емкости гирлянды изоляторов при появлении в ней повреждённого элемента. Этот способ предполагает установку на каждой гирлянде индивидуального прибора для контроля (датчика) напряжения на ёмкостном сопротивлении, который подключается последовательно к гирлянде изоляторов [4]. Применение вышеуказанных методов требует наличие специализированного оборудования и квалифицированного персонала.

В качестве альтернативного метода в данной работе предлагается диагностика медленно развивающихся внутренних дефектов изоляции путем оценки параметров режима работы ВЛ. Метод основан на периодической фиксации значений фазных токов в линии и напряжений по концам линии, что позволяет отслеживать развитие дефектов в контролируемом промежутке времени. На основе измерений, сделанных с обоих концов линии и заданных параметрах линии, в специализированном программно-вычислительном комплексе (ПВК) «Определение места повреждения» (ОМП) формируются эпюры фазных напряжений и токов вдоль линии электропередачи с одной стороны и с другой, которые в нормальном режиме должны совпадать. Развитие дефектов в изоляции характеризуется увеличением тока утечки на землю [5], что в свою очередь приведет к изменению эпюр напряжений вдоль линии и их несоответствию.

Состояние изоляции линии электропередачи определяется активным сопротивлением между проводом и землей, которые определяют токи утечки на землю, а также емкостным сопротивлением [6].

Ток утечки определяют по формуле:

$$I_{УТ} = \frac{U_{из}}{R_{из}},$$

где: $U_{из}$ – напряжение, приходящееся на один изолятор, кВ; $R_{из}$ – сопротивление изолятора, Ом.

Величина тока утечки зависит от степени загрязнения и интенсивности увлажненности изоляции. В [7] приводится методика, согласно которой сопротивление изолятора находится в пределах от 55 кОм (для 7 уровня СЗА) до 1130 кОм (для 2 уровня СЗА). В [8] приводятся результаты исследования, в котором сопротивления изоляторов находятся в пределах 3-8 кОм. Эти измерения производились в практически предразрядной ситуации

и сопровождались частыми срабатываниями устройств релейной защиты ЛЭП.

Такая градация значений сопротивления изоляции показывает, что на реальной ВЛ сопротивления изоляции могут сильно различаться, однако при статистической обработке данных возможно выявление мест с повышенной СЗА и сниженным уровнем изоляции.

Проверку методики проведем на расчетной модели линии в трехфазном виде, для чего сформируем модель ВЛ в фазных координатах (ФК) [9, 10] и выполним расчетные эксперименты по расчету электрического режима ВЛ в ПВК «Расчет режимов в фазных координатах» [11] при отсутствии дефектов и при дефектах разной величины. Далее в программном комплексе «ОМП» разработанном на кафедре ЭССиС ИРНИТУ [12] определим наличие и место дефекта.

На рис. 1 представлена схема трехфазной линии длиной 200 км с двухсторонним питанием номинальным напряжением 220 кВ, подключенная концами к шинам подстанций (ПС А и ПС Б), которые связаны через сопротивления с питающими системами, заданными фазными ЭДС. Для обеспечения точности расчета режима, линия разделена на 20 участков длиной 10 км.

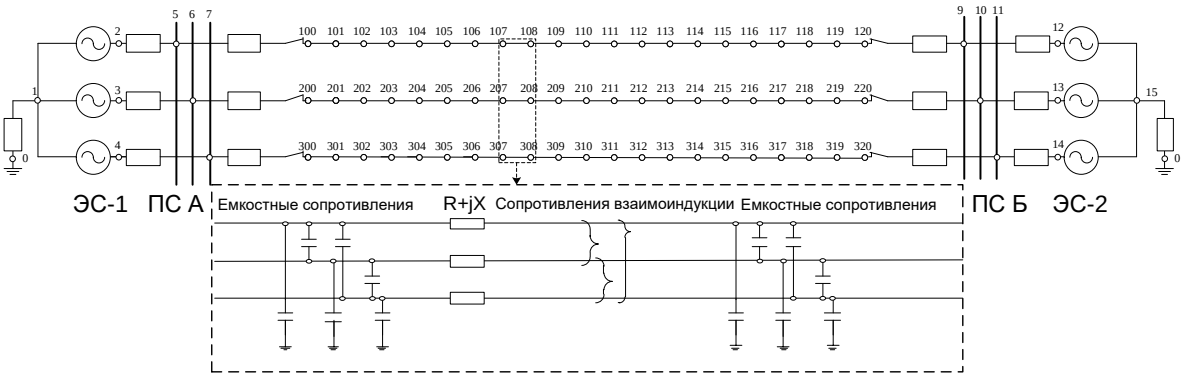


Рисунок 1 – Схема замещения одноцепной линии в фазных координатах

Для одноцепной ВЛ 220 кВ с проводом марки АС-240/32, тип опор П-220-1, без грозозащитного троса сформирована матрицы продольных собственных и взаимных сопротивлений ВЛ для участка 10 км, Ом, [9, 10]:

$$Z_{L\_10} = \begin{bmatrix} 1{,}68 + j6{,}797 & 0{,}5 + j2.823 & 0{,}5 + j3{,}125 \\ 0{,}5 + j2{,}823 & 1{,}68 + j6.797 & 0{,}5 + j2{,}796 \\ 0{,}5 + j3{,}125 & 0{,}5 + j2.796 & 1{,}68 + j6{,}797 \end{bmatrix};$$

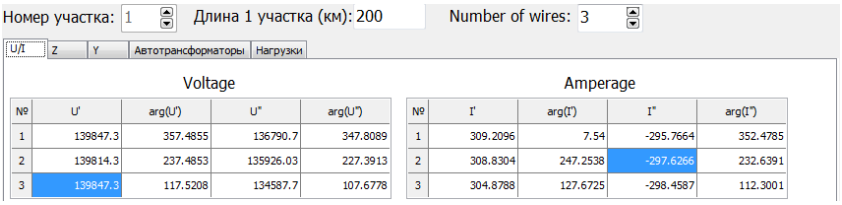
матрица поперечных емкостных сопротивлений ВЛ для 10 км, МОм:

$$X_{C\_10} = \begin{bmatrix} -0{,}07 & -0{,}233 & -0{,}179 \\ -0{,}233 & -0{,}063 & -0{,}255 \\ -0{,}179 & -0{,}255 & -0{,}066 \end{bmatrix};$$

матрица поперечных емкостных проводимостей на 1 км, См:

$$Y_{C\_1} = \begin{bmatrix} 2{,}412 \cdot 10^{-6} & -4{,}293 \cdot 10^{-7} & -5{,}581 \cdot 10^{-7} \\ -4{,}293 \cdot 10^{-7} & 2{,}415 \cdot 10^{-6} & -3{,}914 \cdot 10^{-7} \\ -5{,}581 \cdot 10^{-7} & -3{,}914 \cdot 10^{-7} & 2{,}468 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}.$$

Для построения эпюр напряжения вносим в программу «ОМП» [12] параметры участков линии (рис. 3), полученные расчетные или реальные данные напряжений и токов в начале и конце ВЛ (рис. 2), и получаем эпюры напряжений каждой фазы (рис. 4-6). В программе ОМП заложен алгоритм [13, 14] определения токов и напряжений в конце каждого участка трехфазной линии по известным токам и напряжениям в начале участка и продольным и поперечным параметрам участка. Расчет проводится с одного и другого концов линии.



№	U'	arg(U')	U''	arg(U'')
1	139847.3	357.4855	136790.7	347.8089
2	139814.3	237.4853	135926.03	227.3913
3	139847.3	117.5208	134587.7	107.6778

№	I'	arg(I')	I''	arg(I'')
1	309.2096	7.54	-295.7664	352.4785
2	308.8304	247.2538	-297.6266	232.6391
3	304.8788	127.6725	-298.4587	112.3001

Рисунок 2 – Ввод данных режима для расчета эпюр

Продольные сопротивления

R	jX	R	jX	R	jX
0.168	0.6797	0.05	0.2913	0.05	0.3125
0.05	0.2913	0.168	0.6797	0.05	0.29
0.05	0.3125	0.05	0.29	0.168	0.6797

Поперечные проводимости

G	B	G	B	G	B
0	2.412E-6	0	-4.293E-7	0	-5.581E-7
0	-4.293E-7	0	2.415E-6	0	-3.914E-7
0	-5.581E-7	0	-3.914E-7	0	2.468E-6

Рисунок 3 – Ввод параметров линии продольные сопротивления и поперечные проводимости

В программе «ОМП» заложен алгоритм [13, 14] определения токов и напряжений в конце каждого участка трехфазной линии по известным токам и напряжениям в начале участка и продольным и поперечным параметрам участка. Расчет проводится с одного и другого концов линии.

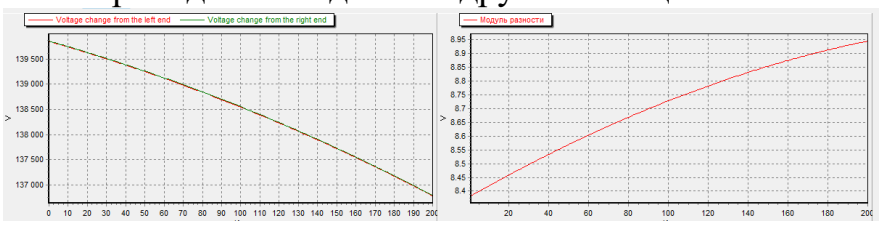


Рисунок 4 – Эпюра напряжений фазы А, нормальный режим

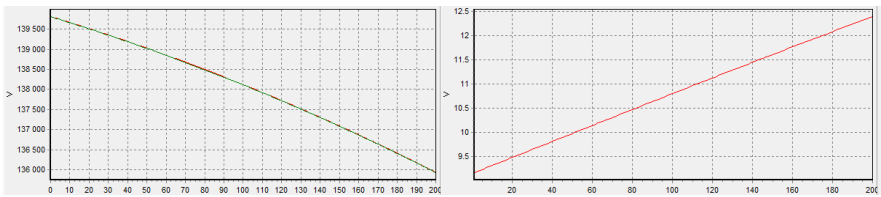


Рисунок 5 – Эпюра напряжений фазы В, нормальный режим

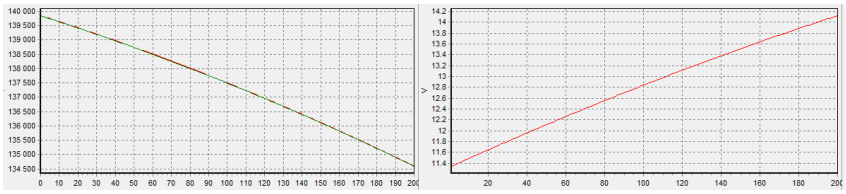


Рисунок 6 – Эпюра напряжений фазы С, нормальный режим

На рис. 4-6 видно, что эпюры фазных напряжений с одного и с другого концов линии практически совпадают. Имеется небольшие (менее 0.01%) разности напряжений (правый график).

Для моделирования повреждения изолятора (тока утечки) в 315 узле фазы С (150 км) в ПВК «Расчет режимов в Фазных координатах» введено активное сопротивление на землю величиной 60 кОм. Результаты расчета (напряжения и токи по концам линии) введены в программу «ОМП» [12]. На рис. 7 приведена эпюра напряжений фазы С. Эпюры напряжений пересекаются в точке дефекта (150 км).

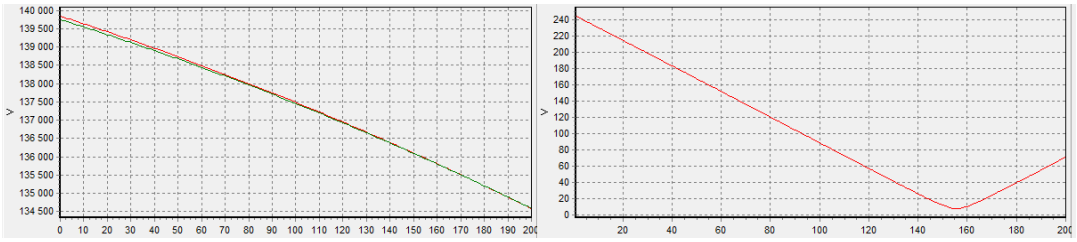


Рисунок 7 – Эпюра напряжений фазы С, нарушение изоляции величиной 60 кОм в узле 315

Далее моделируем увеличение тока утечки уменьшением сопротивления изоляции до 6 кОм в том же узле для нахождения закономерности влияния сопротивления на изменение эпюр напряжений (рис. 8).

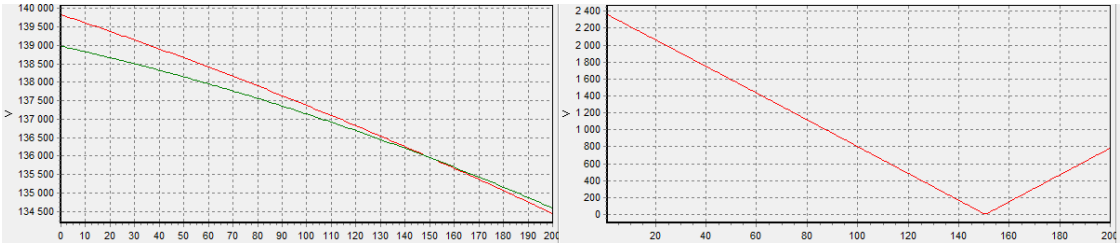


Рисунок 8 – Эпюра напряжений фазы С, нарушение изоляции величиной 6 кОм в узле 315

Анализ эпюры (рис. 7) показывает, что на 150 км линии присутствует развивающаяся неисправность – незначительное нарушение изоляции. Более точную картину показывает модуль разности напряжений, из которого видно расхождение модулей напряжений на 150 км линии (правый график).

При уменьшении сопротивления гирлянды изоляторов (рис. 8) видно заметное расхождение эпюр напряжений по концам линии и их пересечение в точке с задаваемым нарушением изоляции. Выполнены расчеты для промежуточных значений (30, 15 кОм), при которых сохраняется тенденция расхождения эпюр напряжений. Также проведены расчетные эксперименты для ВЛ 110 и 500 кВ, которые показали одинаковую картину с ВЛ 220 кВ.

Предлагаемый метод расчета показывает свою работоспособность и возможность его применения на реальных воздушных ЛЭП. В дальнейшем для уточнения расчета планируется учитывать неоднородность, транспозицию, грозотрос ВЛ, активные проводимости на землю на всей линии и стрелу провиса проводов.

Библиографический список

1. Девянин, А. А. Анализ аварийности воздушных линий и методы их диагностики / А. А. Девянин, Б. С. Компанеец // Интеллектуальная энергетика - 2022 : Сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции, Барнаул, 22 сентября 2022 года / Ред.-сост. С.О. Хомутов, С.А. Родт, В.И. Сташко. – Барнаул: Межрегиональный центр электронных образовательных ресурсов, 2022. – С. 296-300.
2. Иванов В.А. Разработка методов контроля состояния изоляторов высоковольтных ВЛЭП по величине токов утечки с телеметрической передачей информации: специальность 6D071800 – Электроэнергетика : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Иванов В.А. – Караганда, 2021. – 135 с.
3. Арбузов Р. С. Современные методы диагностики воздушных линий электропередачи / Р. С. Арбузов, А. Г. Овсянников. – Новосибирск : Наука, 2009. – 135 с.
4. Андреенков, Е. С. Разработка конструкции датчика напряжения для системы диагностики подвесной изоляции линий электропередач 110 кВ / Е.С. Андреенков, С.А. Шунаев // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2017. – № 6. – С. 54-59.
5. Учебное пособие для подготовки к лабораторным работам по курсу «Техника высоких напряжений» ИШЭ. Мытников А.В. [Электронный ресурс] URL: https://portal.tpu.ru/SHARED/a/ALEXEYM/metod_m/Tab/Учебник Лабораторные ТВН 2024.pdf (дата обращения 23.10.2024).
6. Нагорных, В. В. Математическое моделирование определения параметров изоляции отдельных фаз электрической сети с изолированной нейтралью // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. – № S6. – С. 394-405.
7. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководстводля практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

8. Новиков А.А. Токи утечки по загрязненным изоляторам / А. А. Новиков, Р. Т. Левшунов, Л. Ф. Храмов. // В сб. Перенапряжения и изоляция высокого и сверхвысокого напряжения: Тр. СибНИИЭ. Вып. 25. – М.: Энергия, 1974.
9. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие / Под ред. А.Н. Висящева. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – 270 с.
10. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
11. Тигунцев С.Г., Ахмедов С.Б., Турдиев А.Т., Шеркунков М.А. По поводу статьи "О возможности снижения наведённого напряжения на месте проведения ремонтных работ" // Электрические станции. – 2019. – №1 (1050). – С. 33-37.
12. Св. о рег. пр. для ЭВМ №2024615358 / Определение места повреждения на воздушных линиях электропередачи / Анненков Е. О., Тигунцев С. Г. / 03.03.2024 г.
13. Патент RU №2586438, МПК G01R 31/08 / Способ определения места короткого замыкания на длинной линии электропередачи напряжений 220 кВ и выше / Тигунцев С. Г.; заявл. 29.04.2015; опубл. 10.06.2016.
14. Тигунцев С. Г. Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения // Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление, 2015 г., Иркутск.

Шепураев А.А., студент группы ЭСм-23-1; Николаев С.А., студент группы ЭСб-21-1; Тигунцев С.Г., к.т.н., доцент кафедры ЭССиС ИРНИТУ

УДК 621.311

ГИБКОСТЬ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ: НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Шушпанов И.Н., Суслов К.В.
Иркутский национальный исследовательский технический университет
ilis83@mail.ru

В настоящее время цифровизация проникает во все, будь то производство электроэнергии, передача или распределение. Самое массовое и наименее цифровизованным являются распределительные электрические сети, в них недостаточно проработанными вопросы, связанные со сбором необходимой информации, способами адаптации, эффектом не распознаваемости некоторых коротких замыканий. Это обусловлено чаще всего отсутствием наблюдаемости, вследствие чего релейная защита и автоматика распределительных электрических сетей не обеспечивает селективность. Внедрение стандарта МЭК 61850 привело к тому, что устройствам релейной защиты и автоматики (РЗиА) становится доступным всё больший объём информации, причём не только от измерительных устройств и датчиков, расположенных

в том же месте, но и от других устройств РЗиА. Устройства на микропроцессорной элементной базе, обладающие памятью и интеллектом, подготовлены для реализации новых более сложных, но и более эффективных алгоритмов релейной защиты и локации повреждений. Таким образом, всё большую актуальность приобретает задача разработки алгоритмов релейной защиты, способных работать с расширяющейся информационной базой. Устройства могут функционировать некорректно, если их уставки не отражают реального состояния контролируемой воздушной линии электропередачи (ВЛ). Актуальным является уточнение параметров ВЛ для точного определения уставок релейной защиты с применением имитационных моделей. Следовательно, разработка системы релейной защиты с адаптивной уставкой срабатывания, зависящей от изменяющихся внешних условий окружающей среды и нагрузочного тока в распределительных воздушных линиях электропередачи (живучесть распрелительной электрической сети), является актуальной задачей.

Для решения данной задачи предлагается модель управления распределительной электрической сетью. В основу модели управления распределительной электрической сетью возьмем моддель надежности [1].

В основу традиционной модели надежности распределительной сети положены следующие положения [2].

- В качестве исходных показателей надежности каждого основного элемента (линия, трансформатор, комплектная трансформаторная трансформаторная подстанция) используются параметр потока отказов λ и интенсивность восстановлений μ элемента.
- На их основе, при допущении, что поток отказов-восстановлений) обладает марковским свойством, т.е.λ=const и μ=const, по известным формулам определяется вероятность отказа, частота отказов и время восстановления элемента.
- С учетом указанных показателей элементов сети вычисляется средняя частота отказов, средняя продолжительность отказов и средний коэффициент готовности системы.
- Отказы выборочных элементов – устройств защиты и выключателей – учитываются опосредованно в значениях параметров потока отказов и интенсивностях восстановлений основных элементов.

Зачастую распределительные электрические сети оборудованы разъединителями в таком случае управление данными комутационными аппаратами возможно только вручную. Для реализации данной концепции предложена модель установки датчиков тока в распределительной электрической сети.

Если добавить в разъединители приводы управления то возможно ими управлять дистанционно, но при этом возникает вопрос в создании системы управления данными разъединителями. Данный метод можно применить

для сети с разъединителями, но тогда встает проблема устройствами релейной защиты, как определить те или иные отказы и нечтатные ситуации. Установка грамозких микропроцессорных защит слишком дорого обойдется, вариант создание информационно комуникационной сети обмена данными с установкой датчиков. На рисунке 1 показаны датчики IKI-Overhead предназначенные для определения повреждений на воздушных линиях. Данное решение применяеться для распределительных сетей с воздушной линией электропередачи.



Рисунок 1 – Датчики IKI-Overhead

Данные датчики передают информацию спомощью GSM и легко вписываются в стандарт МЭК 61850. Устанавливаются данные датчики непосредственно на провода без дополнительных устройств крепления. Согласно модели управления распределительной электрической сети, все коммутационные аппараты объедены в одну информационно комутационную сеть в которой есть общий диспечерский центр, в данный центр передается информация с датчиков IKI. На рисунке 2 показана сеть в которой круглешком указаны места установки данных датчиков. Данные датчики могут определить следующие параметры: Короткое замыкание, однофазное замыкание на землю, обрыв воздушной линии, предельную загруженность воздушной линии.

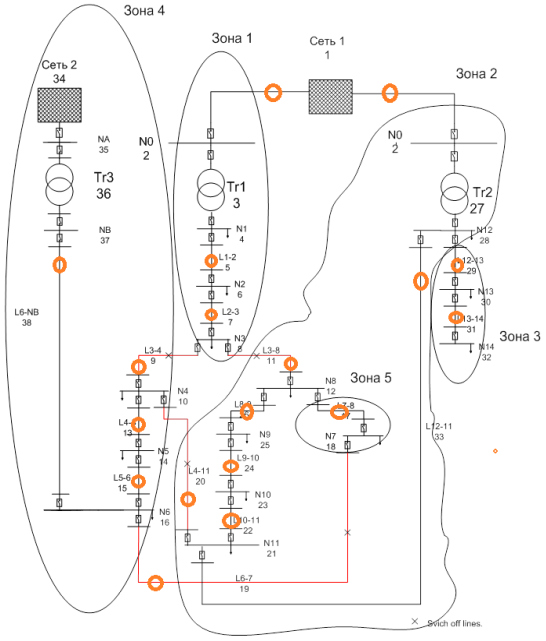


Рисунок 2 – Распределительная сеть с разбитием на операционные зоны с местом установки датчиков тока и напряжения

Тем самым накладывая модель управления распределительной электрической сети с моделью установки датчиков контроля состояния, можно сказать что распределительной сети придается гибкость и при контроле параметров в сети можно переспределять нагрузку, изолировать поврежденный участок, сохранить электроснабжение потребителя.

Выводы:

1. Разработаны модели управления распределительной электрической сети, позволяющие предать гибкость распределительной элективческой сети, а также повысить надежность электроснабжения.
2. Предложена методика расстановки даттчиков состояния сети по распределительной электрической сети с наибольшей эффективностью эксплуатации.
3. Разработана методика создания электротехнического комплекса системы релейной защиты использующая информационно камуникационную технологию передачи и обмена данных на основе МЭК 61850, что увеличивает надежность системы в сравнении с традиционной релейной защитой.

Библиографический список

1. Стычинский З.А., Воропай Н.И., Шушпанов И.Н., Суслов К.В. Особенности модели надежности активной распределительной электрической сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – № 4 (75). – С. 167-171.
2. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы. – М.: Инфра-Инженерия, 2011. – 336 с.
3. Кужеков С.Л., Оклей П.И., Нудельман Г.С. Анализ совокупности требований к релейной защите с целью оценки ее эффективности // Электрические станции. – 2010. – № 2. – С. 43-48.
4. Новиков Г.К., Потапов В.В., Суслов К.В., Федчишин В.В. Электротехнологическое и конструкционное материаловедение: монография – Иркутск, 2014.
5. Илюшин П.В. Анализ влияния распределённой генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // Энергетик. – 2018. – № 7. – С. 21-26.
6. Илюшин П.В., Гуревич Ю.Е. О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2016. – № 2. – С. 2-7.
7. Илюшин П.В. Анализ обоснованности уставок устройств РЗА генерирующих установок с двигателями внутреннего сгорания на объектах распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. – 2015. – № 3 (20). – С. 24-29.

СОДЕРЖАНИЕ

Корнилов В.Н. Актуальные вопросы прогнозирования электропотребления в категории «Население и приравненные к нему группы потребителей» в Иркутской области..... 3
Стенников В.А., Головщиков В.О., Осак А.Б., Пеньковский А.В., Самаркина Е.В. Некоторые проблемы топливно-энергетического комплекса Иркутской области и предложения по минимизации этих проблем..... 7

ПРОИЗВОДСТВО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

1. Абдувохидов А.А., Висящев А.А. Здота Д.А., Марков И.А. Способ автоматического отключения присоединений и определения участка с однофазным замыканием на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью..... 14
2. Акишин Л.А., Панкрашкин Д.П., Дементьев Р.Е., Жураев Ж.Б., Анненков Е.О. Упрощенный расчет потоков мощности при проектировании электрической сети..... 18
3. Балобанов Р.Н., Атласов Д.П. Интеллектуальный обмен данными между объектами интернета вещей на малых ГЭС..... 22
4. Балобанов Р.Н., Зацаринная Ю.Н., Атласов Д.П. О возможности применения цифровых двойников для управления малыми гидроэлектростанциями..... 25
5. Бодиев Г.Б., Вавилкин С.П., Горовой В.О., Муссонов Г.П. Погрешности вычислений при определении значений параметров сигнала..... 29
6. Булатова В. М., Дударева С. И. Основные требования при разработке схем выдачи мощности малых ГЭС..... 35
7. Вайгачёв А.Е., Тигунцев С.Г. Расчёт наведённого напряжения на стальной конструкции, расположенной вблизи ЛЭП..... 38
8. Васиченко П.А., Висящев А.А. Исследование и нормализация отклонений напряжения в распределительных сетях электросетевой организации..... 43
9. Воденников Д.А. Развитие возобновляемой энергетики в России 47
10. Воденников Д.А. Цифровая трансформация ТЭК..... 50
11. Воронина Е.В., Крюков А.В. Моделирование электромагнитных полей вблизи опор четырехфазных линий электропередачи..... 54
12. Гольцов И.И., Зуев Д.Д., Матреницкий И.В. SCADA – системы в энергетике..... 59

13. Горностаев Е.В., Фроленок П.И., Воронин А.Н., Потапов В.В. Некоторые технологические рекомендации по совершенствованию электроразрядного способа разрушения негабаритов..... 64
14. Дерунов А.А., Емельянов Н.Ю., Муссонов Г.П., Рыбалко О.С., Симоненко С.Д., Шобогоров А.Е. Два вопроса по теплоэлектрическому нагревателю..... 68
15. Додатко С.А., Толмачева Я.Д. Повышение эффективности работы сетей MicroGrid с применением технологии CERTS..... 76
16. Дубицкий М.А., Алексеев М.А., Бауман А.А., Илькина А.А., Романова А.А. Согласование решений при выборе резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах..... 80
17. Дубицкий М.А., Воронова А.П., Ильин Д.В., Сазонов Д.И., Штанько Д.В. Состояние генерирующего оборудования электроэнергетических систем..... 85
18. Дубицкий М.А., Картавская А.В., Романова А.А. Штанько Д.В., Умарова Е.О. Надежность технических систем..... 88
19. Дубицкий М.А., Ходжизода Б.Я., Зубова Е.В., Снопкова Н.Ю., Храпов Д.П. Особенности развития энергетики Таджикистана.... 92
20. Дубовский М.Г., Чумаков В.Г. Оценка состояния активной части трансформатора по анализу спектра частот вибропараметров..... 97
21. Есаулов А.В., Тигунцев С.Г. Расчетная синхронизация токов и напряжений по концам железнодорожного перегона системы 2×25 кВ..... 101
22. Жданова А.С. Распределенные системы накопления электроэнергии..... 107
23. Жилин Е.В., Лёвин Д.Д. Особенности моделирования системы электроснабжения в SiminTech..... 112
24. Жилкина Ю.В. Искусственный интеллект в ТЭК..... 116
25. Жилкина Ю.В. Либерализация электроэнергетики как общемировая тенденция..... 120
26. Жилкина Ю.В. Стратегия большого Евразийского партнерства. 125
27. Зацаринная Ю.Н., Балобанов Р.Н., Кулинич О.В. Перспективы развития малых ГЭС в Татарстане в рамках развития ВИЭ..... 129
28. Зацаринная Ю.Н., Широбоков Е.А. Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в энергосистеме республики Татарстан..... 132
29. Зубова Е.В., Федосов Д.С. Программа определения резонансных гармоник токов и напряжений для воздушных ЛЭП 35-220 кВ, питающих нелинейную нагрузку..... 135
30. Карпова Е.В. Применение теории графов к задаче оптимизации топологии распределительной сети среднего напряжения..... 139

31. Карпова Е.В., Крупенева Я.И., Болоев Е.В., Федосов Д.С., Голуб И.И. Симметрирование фазных нагрузок понижающими трансформаторами распределительной сети среднего напряжения..... 143
32. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Попов Е.А. Кибер-физический подход к оцениванию состояния современных ЭЭС..... 147
33. Крапивин М.И., Бардушко А.Ю., Светимский В.В., Серебренников И.А., Безгубов В.А., Куксов Н.Е., Пузина Е.Ю. VR-тренажер тяговой подстанции..... 152
34. Кривошеев А.С., Тигунцев С.Г. Компенсация реактивной мощности на электроподвижном составе железной дороги..... 157
35. Крюков А.Е. Моделирование электромагнитных влияний четырёхфазных линий электропередачи на трубопроводы..... 161
36. Кузьмин А.Ю., Малицкий Д.С. Проблемы внедрения распределенной генерации на промышленном предприятии..... 165
37. Кузьмин А.Ю., Малицкий Д.С. Проблемы модернизации систем электроснабжения действующих предприятий..... 169
38. Леб М.С. Гибридные энергокомплексы в районах децентрализованного электроснабжения..... 172
39. Марченко О.В., Соломин С.В. Возможности добычи природного водорода..... 176
40. Матреницкий И.В., Зуев Д.Д., Гольцов И.И. Автоматизированные системы сбора и обработки информации о состоянии электрических сетей с использованием беспилотных летательных аппаратов..... 181
41. Мигунова Л.Г., Мелошенко С.Г. Перспективы применения ВЭС в условиях крайнего севера..... 187
42. Миронова Е.А., Балобанов Р.Н., Иксанов Ф.Ф. Возможности обслуживания гидрогенераторов малых ГЭС с использованием искусственного интеллекта..... 192
43. Мольков В.А., Суслов К.В. Перспективы применения систем накопления электрической энергии для управления спросом и повышения устойчивости энергосистемы Сибири..... 195
44. Муссонов Г.П., Бауман А.А., Зубова Е.В. Определение вида КЗ при цифровой обработке сигналов..... 198
45. Мутыгуллин И.А. Коммуникационные шины цифровых подстанций..... 202
46. Мухаева Л.В. Афанасьев Н.В., Мухаева Д.В. Возможности метода диэлектрической спектроскопии при исследовании механизма электропроводности полиаценхинонов..... 206

47. Мясников А.К., Никитина А.А. Электроснабжение удаленных населенных пунктов Иркутской области, расположенных на байкальской природной территории..... 212
48. Овечкин И.С. Моделирование послеаварийных режимов в технологических ЛЭП железнодорожного транспорта..... 217
49. Перфильев Д.Ю., Непомнящих Н.С., Тигунцев С.Г. Разработка системы автономного электроснабжения от установок ВИЭ с гравитационным аккумулятором энергии..... 222
50. Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Бухтаев Л.С., Волынкина Д.Е., Сингатулина В.А., Сумбаева Е.С. Обзор микроконтроллерных платформ и датчиков для решения задач исследования источников распределенной генерации в централизованных и изолированных системах электроснабжения..... 225
51. Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Елисеев А.Е., Карасёва В.С., Шмарловская А.В., Быченкова С.А. Моделирование парков ветроэнергетических установок и исследование их работы с централизованной электроэнергетической системой..... 229
52. Пионкевич В.А., Бондаренко С.И., Шерстов В.И., Терсков А.В., Овчинников Д.О., Соловьев К.С. Исследование возможностей современного низковольтного электрооборудования для управления электрическими нагрузками в составе централизованных систем электроснабжения..... 234
53. Подшивалов Е.С., Крюков О.В., Гуляев И.В. Использование накопителей электроэнергии для стабилизации частоты в автономных системах..... 242
54. Потемкин М.Н., Илькина А.А., Тигунцев С.Г. Исследование двойных замыканий в сетях с изолированной нейтралью..... 247
55. Пузина Е.Ю. Разработка мер по усилению системы электроснабжения обходного пути на участке Ангаракан-Окусикан..... 252
56. Северина Я.Д., Шакиров В.А. Выбор конфигурации гибридного энергокомплекса с использованием одноуровневого и двухуровневого подходов..... 257
57. Суров К.Н., Селезнев А.С. Анализ стандартов на нормирование гармонических составляющих в электрической сети..... 262
58. Суслов А.К., Кизян Е.А. Основные принципы выбора состава генерации для изолированных систем..... 267
59. Теллин Д.А., Чумаков Г.И. Акустико-эмиссионный метод диагностики трансформаторов..... 271
60. Терсков А.В, Солонина З.В. Экономическая эффективность создания АСКУЭ..... 274

61. Федосов Д.С., Зубова Е.В. Влияние проводимости в схеме замещения искажающей нагрузки на точность расчёта гармонических составляющих напряжений и токов в точке общего присоединения..... 278
62. Филатов В.Е., Шакиров В.А. Многокритериальная оптимизация режима распределительной электрической сети с использованием генетического алгоритма..... 284
63. Фроленок П.И., Нефедов И.Я., Потапов В.В., Воронин А.Н. Исследование влияния термобарьера на поверхности взрывающейся проволочки на технологический эффект..... 288
64. Хабу Мусса М.М, Тигунцев С.Г. Солнечная энергия в Нигере: технико-экономическое сравнение солнечной термодинамической и фотоэлектрической станций для устойчивого перехода..... 292
65. Шакиров В.А., Горемыко А.Д. Анализ целесообразности использования систем слежения за солнцем на примере отдельных районов..... 295
66. Шауркин М.О., Барахтенко Е.А. Выбор оптимальной ёмкости аккумуляторов электрической и тепловой энергии в энергосистеме..... 299
67. Шепураев А.А., Николаев С.А., Тигунцев С.Г. Бесконтактная диагностика воздушных ЛЭП..... 304
68. Шушпанов И.Н., Суслов К.В. Гибкость распределительных электрических сетей: новые возможности и перспективы..... 310

Научное издание

Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием
(г. Иркутск, 22–25 апреля 2025 г.)

Том 2

Подписано в печать 11.07.2025. Формат 60×90/16.
Бумага офсетная. Печать цифровая. Усл. печ. л. 20,0.
Тираж 300 экз. Зак. 70. Поз. плана 32.

Отпечатано в типографии издательства
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»
664047, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83