

Energynet.Unicon 2021

**Международная молодежная конференция
по направлению цифровой трансформации
электроэнергетики «Energynet.Unicon 2021»**

Сборник научных докладов

**22-26 ноября 2021 г.
г. Севастополь**

УДК 621.31(06)
ББК 31я43
Е54

Оргкомитет

Гринько Олег Викторович, лидер Рабочей группы «Энерджинет».

Холкин Дмитрий Владимирович, директор Инфраструктурного центра «Энерджинет», лидер направления «Распределенная энергетика».

Воротницкий Владислав Валерьевич, лидер направления «Надежные и гибкие сети», рабочая группа НТИ «Энерджинет».

Баркин Олег Геннадьевич, Член Правления — заместитель Председателя Правления ассоциации «НП «Совет рынка», лидер направления «Потребительские сервисы».

Добровольский Юрий Анатольевич, руководитель Центра компетенций НТИ ФГБУН «ИПХФ РАН» «Технологии создания новых и портативных источников энергии», лидер направления «Водородная энергетика».

Бердников Роман Николаевич, Член Правления, первый заместитель Генерального директора ПАО «РусГидро».

Кулапин Алексей Иванович, Генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России.

Удальцов Юрий Аркадьевич, Председатель Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка».

Самусенко Андрей Викторович, научный руководитель, Магистратура «Энерджинет».

Ответственный редактор А. В. Самусенко

Energynet.Unicon 2021 (Севастополь, 22–26 ноября 2021)

Е54 Energynet.Unicon 2021 : сборник научных докладов Международной молодежной конференции, Севастополь, 22–26 ноября 2021 г. / Севастопольский государственный университет ; отв. ред. А. В. Самусенко. – Севастополь : СевГУ, 2021. – 119 с.

В сборнике представлены материалы по актуальным проблемам энергетики. Сборник предназначен для студентов, магистрантов, аспирантов, преподавателей, научных работников.

УДК 621.31(06)
ББК 31я43

*Ответственность за содержание и оформление материалов несут авторы.
Материалы публикуются в авторском оригинале.*

© Севастопольский государственный университет, 2021

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА
ПРИМЕРЕ СЕТИ
330 кВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ КАРЕЛИЯ**

Гущина И.В., Катин И.Ю., Нестерова О.Ю., Цимерман А.И.

ФГБОУ ВО «Петрозаводский государственный университет»
Петрозаводск, Россия

E-mail: sasha.tsiman@yandex.ru

Ключевые слова: релейная защита, микропроцессорные устройства, электромеханические устройства.

Состояние вопросов: В целях обеспечения надёжной работы энергетических систем нужно учитывать возможность возникновения аварийных ситуаций. Чтобы обеспечить защиту элементов системы используют устройства релейной защиты. Своевременное отключение поврежденных элементов определяет качество работы релейной защиты. В настоящее время распространены электромеханические и микропроцессорные устройства релейной защиты. Особенности каждого из данных типов защиты рассматриваются в данной статье.

Материалы и методы: электроэнергетики Республики Карелия сети 330кВ.

Результаты: проведен анализ использования разных видов устройств релейной защиты и их сравнение. Отображены перспективы развития релейной защиты сетей Республики Карелия.

Вывод: в перспективах будет осуществлён переход от электромеханических устройств к микропроцессорным.

Background: In order to ensure reliable operation of energy systems, it is necessary to take into account the possibility of emergency situations. Relay protection devices are used to ensure the protection of system elements. Timely disconnection of damaged elements determines the quality of the relay protection. Currently, electromechanical and microprocessor relay protection devices are common. The features of each of these types of protection are discussed in this article.

Materials and methods: the devices of relay protection of the electric power industry of the Republic of Karelia of the 330kV network are considered.

Results: the analysis of the use of different types of relay protection devices and their comparison is carried out. Prospects of development of relay protection of networks of the Republic of Karelia are displayed.

Conclusions: in the future, there will be a transition from electromechanical devices to microprocessor devices.

Введение

В связи с быстротекущими процессами при коротких замыканиях в электрических сетях, необходимы автоматический контроль и ликвидация аварийной ситуации. Эту функцию выполняет релейная защита (РЗ). Она является основным видом защит от повреждений и ненормальных режимов работы оборудования. Релейная защита удовлетворяет требованиям, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстродействие, надежность. Ни один силовой элемент не может эксплуатироваться без РЗ, поэтому разработка релейной защиты для всех компонентов электроэнергетической системы (ЭЭС) является актуальной задачей.

В последнее время одной из важных проблем в отечественной энергетике является замена устаревшего парка оборудования на электростанциях и подстанциях ЭЭС. Так, эксплуатация морально устаревших комплексов релейной защиты может привести к ложным срабатываниям защит или даже их отказу, что в свою очередь приведёт к развитию опасных аварийных ситуаций и снижению надёжности функционирования ЭЭС в целом. Всё это предопределяет актуальность темы на сегодняшний день по замене, реконструкции и модернизации комплексов релейной защиты с целью повышения надёжности функционирования и возможности передачи информации с низкого на более высокий уровень иерархии автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), а также возможность автоматического и дистанционного управления отдельными подстанциями.

В данной работе предполагается исследовать схему электрической сети 330кВ энергосистемы Республики Карелии и проработать основные вопросы проектирования комплексов релейной защиты.

Состояние энергосистемы Республики Карелия

Электроэнергетика является базовой отраслью в Республике Карелия, так как от нее зависят промышленность и социально-культурные объекты. По своей структуре Карельская энергосистема является дефицитной, протяженной, транзитной с отсутствием дублирующих (параллельных) связей в северной части системообразующей сети 330-220кВ, через систему осуществляется переток мощности из избыточной Кольской энергосистемы в ЕЭС. В настоящее время в электроэнергетике существует достаточно большой разрыв в производстве и потреблении электроэнергии. Энергосистема Республики Карелия работает в составе ОЭС СевероЗапада параллельно с ЕЭС России, связь с которой организована по линиям электропередачи напряжением 330, 220, 110 и 35кВ через электрические сети соседних регионов. Для предотвращения одновременного достижения значений МДП в двух сечениях Кола – Карелия и Онда – Кондопога, приводящего к снижению запасов устойчивости ниже требуемых, перетоки мощности в указанных сечениях дополнительно ограничены их суммой посредством ввода суммарного сечения: Кола – Карелия + Онда – Кондопога.

В режимах передачи мощности из ЭС Ленинградской области в ЭС РК при нормальной схеме или при ремонтах ВЛ 330кВ Ондская ГЭС – Кондопога, ВЛ 330кВ Кондопога – Петрозаводск, разомкнутом транзите 220кВ Ондская ГЭС – Кондопога – Петрозаводск (отключена любая из ВЛ 220кВ) необходимо контролировать оба сечения Ленинград – Карелия и Онда – Кондопога (к шинам Ондской ГЭС), в остальных случаях достаточно контролировать сечение Ленинград – Карелия.

Характеристика транзита

ПАО «ФСК ЕЭС» ввело в эксплуатацию подстанцию 330кВ Лоухи мощностью 250МВ·А с воздушной линией электропередачи 330кВ Князегубская – Лоухи протяженностью 109км (Республика Карелия) в 2009 году. Строительство подстанции 330кВ Лоухи и линии электропередачи 330кВ Князегубская – Лоухи началось в 2008 году и осуществлялось в рамках проекта строительства второй цепи Северного транзита. Северный транзит обеспечивает электроснабжение таких крупных потребителей Северо-Западного региона, как Оленегорский горно-обогатительный комбинат, Кандалакшский алюминиевый завод, Сегежский целлюлозно-бумажный комбинат, Мурманский морской торговый порт, Кемский лесопильно-деревообрабатывающий завод. Необходимость строительства второй цепи Северного транзита была обусловлена энергодефицитом в отдельных районах Республики Карелия и Мурманской области. Сейчас происходит строительство еще пяти участков, включающих ввод в эксплуатацию линий электропередачи 330кВ Лоухи – Путкинская ГЭС, Путкинская ГЭС – Ондская ГЭС, Ондская ГЭС – Петрозаводская, Петрозаводская – Сясь, Сясь – Киришская ГРЭС.

Реализация проекта строительства Северного транзита позволит существенно повысить пропускную способность сети, обеспечив выдачу мощности Кольской АЭС в объеме 450-500МВт в Объединенную энергосистему Северо-запада.

Реализация релейной защиты

Релейная защита – это комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического выявления повреждений и отделение поврежденных элементов от электроэнергетической системы с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

Требования, предъявляемые к релейной защите. Существует четыре основных требования, предъявляемых к релейной защите:

1. Селективность;
2. Быстрота;
3. Чувствительность;
4. Надежность.

Селективность, по-другому избирательность, обеспечивает отключение только поврежденного элемента, не отключая неповрежденные элементы.

Данное действие защит при резервировании питания потребителей исключает перерывы в их электроснабжении. Селективность не должна исключать резервирования защит и выключателей смежных участков.

Быстрота действия защит является немаловажным требованием, так как благодаря выполнению данного требования возможно получить следующее: Позволяет повысить устойчивость параллельно работающих машин в системе. Чувствительность защит – обеспечение срабатывания защиты с определенной чувствительностью в установленной зоне действия.

Чувствительность защиты должна обеспечиваться при минимальных режимах в энергосистеме, то есть защита должна реагировать, когда значения изменений величин будет наименьшей. Надежность – требование, предъявляемое к релейной защите, которое должно обеспечивать 100-процентную правильность действия релейной защиты, обеспечивать постоянную готовность к действию релейной защиты и обеспечивать отключение поврежденного элемента при любых видах повреждений и при ненормальной работе энергосистемы.

Устройства релейной защиты и их сравнение

Существует два основных типа устройств релейной защиты и автоматики: электромеханическое и микропроцессорное. Приведем сравнительный анализ устройств РЗ.

Таблица 1 – сравнительный анализ устройств РЗ.

Критерий оценки	Устройства РЗ	
	Электромеханическое	Микропроцессорное
Схема исполнения и ее сложность	На базе электромеханических реле, схема усложняется количеством взаимосвязанных реле	На базе микросхемы
Настройка	Происходит непосредственно в месте установки защиты	Происходит с помощью удаленного пульта, но требуется частое обновление программного продукта
Сложность ремонта	Взаимозаменяемость элементов, поддается ремонту	Сложно ремонтируемые
Габариты	Громоздкие	Компактные
Обслуживание	Есть единая теоретическая база по эксплуатации устройств. Большое количество обслуживающего персонала.	Мало информации, требуется обучение персонала, но количество этого персонала сокращается
Стоимость	Низкая	Высокая
Срок эксплуатации	До 25 лет	20-25 лет

При сравнении двух видов устройств РЗ, можно сделать вывод, что каждая имеет свои достоинства и недостатки. Электромеханические устройства РЗ более понятны и освоены, так как используются уже много лет, а микропроцессорные начали внедряться не так давно, поэтому в целях их грамотной эксплуатации требуется соответствующим образом подготавливать персонал.

В перспективах все электромеханические устройства РЗ сети 330кВ в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Карельского РДУ будут заменены на микропроцессорные.

Выбор устройств релейной защиты для линий электропередач

Согласно Приказу Минэнерго № 101 от 13 февраля 2019 года п.48 должны устанавливаться не менее, чем два устройства РЗ, реализующие функцию основной защиты, а также каждое установленное устройство РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит. Устройства релейной защиты выбираются согласно Правилам устройств электроустановок, глава 3.2. Релейная защита п.п. 3.2.106 – 3.2.118 (защита воздушных линий в сетях напряжением 110-500кВ с эффективно заземленной нейтралью). Таким образом, для защиты ВЛ транзита 330кВ определяем следующий объем защит:

- 1) Для основной защиты выбираем:
Дифференциальную защиту линии (далее – ДЗЛ).
- 2) Для резервных защит выбираем:
Токовая отсечка (далее – ТО);
Дистанционная защита (далее – ДЗ);
Токовая защита нулевой последовательности (далее - ТЗНП).

Все защиты микропроцессорного исполнения, рассмотрим каждый тип защит отдельно.

Преимущества и недостатки микропроцессорных устройств релейной защиты

Микропроцессорные устройства релейной защиты, как и многие другие устройства имеют свои достоинства и недостатки. Рассмотрим сначала недостатки. Самых МП устройства РЗ достаточно дорогостоящие, как и их обслуживание, но к этим расходам добавляется расход на обеспечение оптимальных климатических условий в помещении, так как МП УРЗ имеют узкий диапазон температур. А при неправильных условиях может быть нарушена корректная работа устройств.

Еще одним недостатком является то, что при потере оперативного тока или сбоя в программном обеспечении, элемент сети остается без защиты, но этот минус возможно исправить дополнительным питанием (аккумуляторная батарея) или двумя комплектами защит, питающимися от двух независимых цепей оперативного тока.

Не смотря на все недостатки, у МП УРЗ много преимуществ:

МП устройства РЗ – многофункциональны, они могут измерять не только основные электрические величины, но также контролировать нагрузку по фазам, показывают причины отключения, время и дату отключения, ток и длительность аварийной ситуации, векторные диаграммы напряжений и токов в линиях в момент отключения и другое.

МП устройства РЗ позволяют отказаться от постоянного обслуживающего персонала, так как переключения, настройка и контроль осуществляется дистанционно.

Оперативный персонал, обслуживающий электроустановку, ведет схему-макет (мнемосхему), на которой изображается фактическое положение всех коммутационных аппаратов, в том числе стационарных заземляющих устройств. В данном случае изменение положения коммутационных аппаратов на схеме-макете осуществляется вручную.

Микропроцессорные терминалы защит позволяют полностью отказаться от схемы-макета. На дисплеях терминалов защит каждого присоединения изображается мнемосхема присоединения, на которой в автоматическом режиме осуществляется изменение положений коммутационных аппаратов в соответствии с их фактическим положением.

Можно сделать вывод, что внедрение микропроцессорных устройств РЗ в предприятия электроэнергетической отрасли целесообразно и необходимо.

Перспективы развития устройств релейной защиты

В сети 330 кВ Республики Карелия процент использования микропроцессорных защит составляет 25%. Но несмотря на это, микропроцессорные защиты постепенно внедряются в ЭС Республики Карелия.

В настоящее время происходит ввод второй цепи транзита 330 кВ. В связи с этим количество микропроцессорных устройств РЗ увеличится с 28 до 41.

На вновь вводимых объектах используются микропроцессорные устройств РЗ производителя «ЭКРА», что соответствует современным трендам в отечественной энергетике, связанным с приказом Минпромторга России по импортозамещению.

Для более надежной защиты линий электропередач на каждую линию устанавливаются основные защиты. Сейчас на всех линиях 330 кВ установлена основная защита: ДФЗ (дифференциально-фазная защита), как электромеханические, так и микропроцессорные.

В перспективах замена электромеханических ДФЗ на МП ДФЗ.

Минэнерго России разработан ведомственный проект «Цифровая энергетика». Данный проект направлен на преобразование энергетической инфраструктуры с помощью внедрения цифровых технологий, для того, чтобы повысить ее эффективность и безопасность.

Проект заключается в создании единого информационного пространства, в котором все данные передаются непосредственно с первичных приборов без участия человека. Что позволяет всегда получать актуальные данные и в режиме онлайн вычислять любые показатели на основе первичных данных.

Отличительными характеристиками цифровой подстанции являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов

управления ею. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети.

Вывод

Сегодня трансформация электроэнергетики влияет и на совершенствование устройств релейной защиты. Хотя и замена устройств на электромеханической базе происходит медленно, но по истечению срока их эксплуатации постепенно будет происходить их вытеснение в связи с возросшими нормативными требованиями. Стимулирует переход на микропроцессорные устройства релейной защиты проект «Цифровая энергетика», в рамках которого предусматривается устройствами, возможностью передачи и обмена информацией с другими цифровыми устройствами, такими как АСУ ТП (автоматизированная система управления технологическим процессом), оперативно-информационные комплексы, предлагается внедрение средств дистанционного управления.

Замена электромеханических устройств РЗ может снизить неправильную работу РЗ при условии соответствующей подготовки персонала, потому что чаще неправильная работа РЗ связана с ошибками персонала.

Список используемых источников:

1. Распоряжение Главы Республики Карелия от 30 апреля 2019 года N 220-р «Об утверждении Программы перспективного развития электроэнергетики Республики Карелия на период до 2023 года»
2. РД 153-34.0-35.648-01 от 28.08.2001 года «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем».
3. РД 34.35.310-97 от 01.01.1997 года «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем».
4. Приложения №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 года № 356пр «Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса»
5. Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации [Текст]: приказ Минпромторга России от 16.04.2019 № 1327 // Официальный сайт Министерства промышленности и торговли Российской Федерации. – 2019.
6. Приказ Минэнерго России от 13 февраля 2019 года №101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики».

7. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»

8. Микропроцессорные устройства релейной защиты: учебное пособие / сост.: И.Л. Кузьмин, И.Ю. Иванов, Ю.В. Писковацкий. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 310

УДК 004.056:[004.896:621.311]

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АСУ ТП ЦП КАК ОБЪЕКТА КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Дубовик В.С

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Email: dubovictoria@mail.ru

Ключевые слова: АСУ ТП, кибербезопасность, модель угроз, кибер-угрозы, криптографические шлюзы, СОВ.

Key words: APCS, cybersecurity, cyber-threats, cryptographic gateways, PSB.

С повышением уровня автоматизации и цифровизации объектов электроэнергетики растет актуальность проблемы информационной безопасности. Для детального анализа возможных последствий необходимо спроектировать цифровую подстанцию, а также создать модель для проведения опытов. В ПАК RTDS есть возможность для реализации всего вышеперечисленного. Настоящая работа нацелена на создание опытной рабочей модели цифровой подстанции III типа архитектуры, на которой будет возможно проведение различных исследований, для анализа слабых мест вторичных подсистем технологического объекта.

With the increasing level of automation and digitalization of the electric power industry, the problem of information security is becoming more and more relevant. For a detailed analysis of possible consequences, digital substation must be designed, and model to conduct experiments. The RTDS PAC has the capability to implement all of the above. The present work aims to create a prototype-working model of a digital substation of III type architecture, on which it will be possible to conduct various studies, to analyze the weaknesses of the secondary subsystems technological facility.

На сегодняшний день параллельно реализуются несколько концепций цифровизации электроэнергетической отрасли: «Концепция. Цифровая

трансформация 2030» от ПАО Россети [5], «Цифровой переход в электроэнергетике России» от Национальной технологической инициативы Энерджинет [6]. Для реализации вышеуказанных проектов были разработаны стандарты по проектированию цифровых подстанций [1], [2], [3], [4], а также сформулировано определение цифровой подстанции:

«Цифровая подстанция - автоматизированная подстанция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала».

На данный момент существует несколько вариантов архитектуры построения ЦПС согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.10.302-2020 «Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС» [1]:

- Архитектура I: электромагнитные ТТ и ТН; передача измерений в аналоговом виде; дискретные сигналы передаются без перевода в цифровой вид; передача информации через «шину подстанции» в формате протокола МЭК 61850-8.1 «MMS», использование протоколов «GOOSE» и «SV» не предполагается;

- Архитектура II: электромагнитные ТТ и ТН; предполагает применение протокола

«MMS» для интеграции устройств РЗА и КП в единую систему АСУ ТП, а также использование протокола «GOOSE» для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и КП), а также для передачи сигналов между устройствами защиты и автоматики и преобразователями дискретных сигналов, установленными в ШПДС. Применение протокола «SV» в данной архитектуре не предусматривается. Предполагает применение ШПДС. Применение

протокола «GOOSE» на объектах архитектуры II для передачи данных между ШПДС и ШЭТ, а также между разными ШЭТ накладывает дополнительные требования на организацию ЛВС объекта и соблюдение требований корпоративного профиля стандарта МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» при задании параметров для соответствующих «GOOSE»-сообщений.

- Архитектура III: электромагнитные или цифровые ТТ и ТН; передача измерений через «шину процесса» в формате протокола МЭК 61850-9.2 «SV»; преобразование дискретных сигналов в цифровой формат по протоколу МЭК 61850-8.1 «GOOSE» и

«MMS»; передача дискретных сигналов через «шину подстанции» в формате протокола МЭК 61850-8.1 «GOOSE» и «MMS».

Схема ИТС для рассматриваемой цифровой подстанции III типа архитектуры разработана в соответствии с СТО [1] и представлена на рисунке (рис. 1).

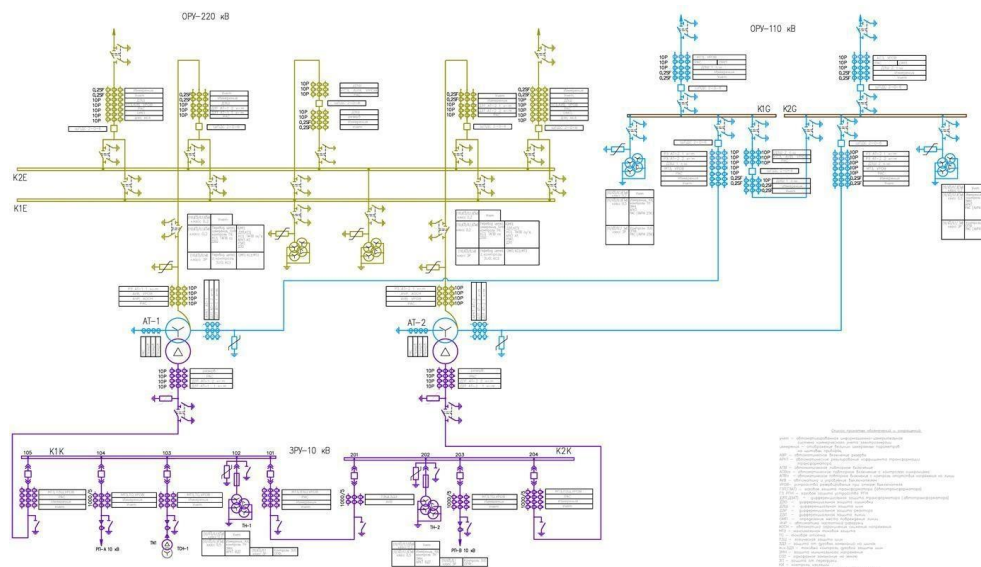


Рис. 1. Схема ИТС.

Далее была разработана структурная схема. Для архитектуры III типа с отдельной шиной процесса необходимо обратить внимание на систему обеспечения единого времени (СОЕВ). Входящий в её состав – сервер точного времени – должен быть подключен к шине управления, шине станции и шине процесса и, разумеется, зарезервирован.

Пассивное оборудование, обеспечивающее информационные связи полевого уровня и уровня присоединения, устройств уровня присоединения и станционного уровня, вместе с сетевыми коммутаторами и другим оборудованием составляют инфраструктуру передачи информации. К пассивному оборудованию относятся следующие структурированные кабельные системы (СКС):

- шина процесса, технологическая СКС передачи данных основная;
- шина процесса, технологическая СКС передачи данных резервная;
- шина станции, СКС передачи данных основная;
- шина станции, СКС передачи данных резервная;
- шина управления;
- демилитаризованная зона.

Все соединения на ЦПС должны выполняться волоконно-оптическим кабелем. Чертеж структурной схемы представлен на рисунке (рис. 2).

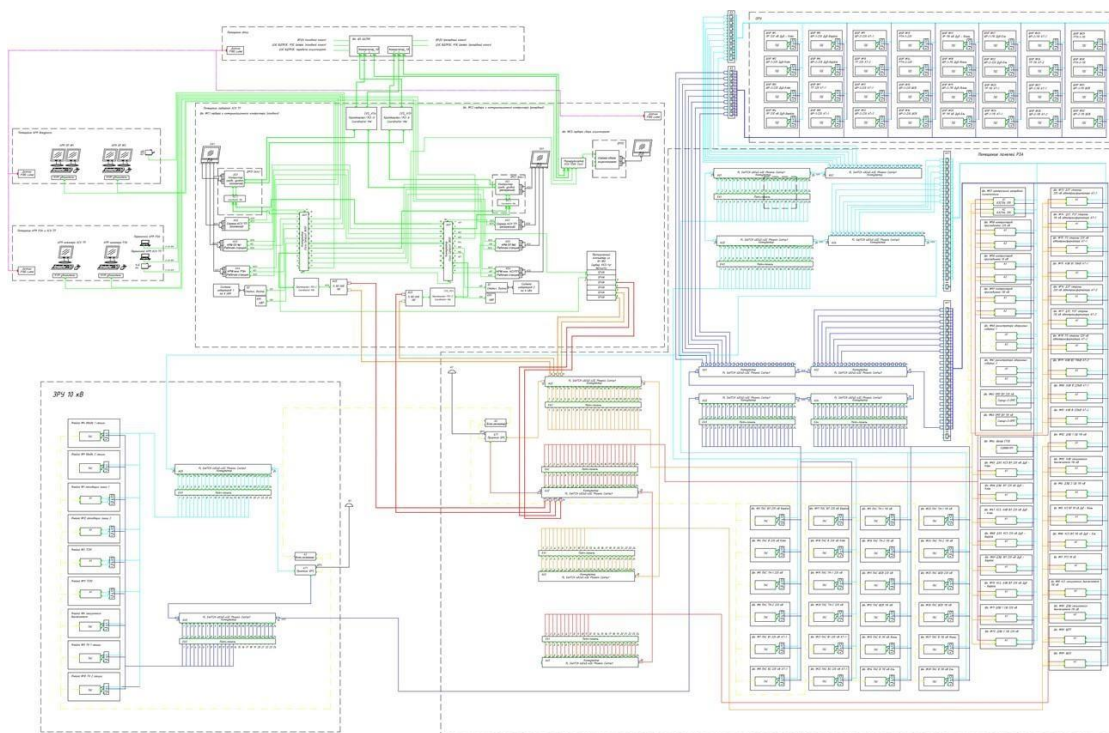


Рис. 2. Структурная схема.

Как известно, нарушение основных свойств подсистемы РЗА оказывает негативное влияние на работу технологического объекта и может повлиять на работу участка энергосистемы. Например, нарушение чувствительности может вызывать ложное, излишнее срабатывание или отказ защиты, в свою очередь это может привести к прерыванию электроснабжения потребителей, негативно отражаться на надежности работы энергообъединений и вызывать повреждение первичного оборудования. Такие процессы могут быть вызваны нарушением свойства целостности информации, составляющей конфигурационные данные и параметры срабатывания ИЭУ РЗА, реализующего определенный тип защиты [8]. Нарушение свойств информации может привести к нарушению работоспособности технологического объекта.

Нарушения кибербезопасности объектов электроэнергетики могут быть вызваны различными причинами (имеются в виду различные виды киберугроз), например:

- модификация (подмена) конфигурационных данных компонентов вторичных подсистем;
- несанкционированный доступ к управлению коммутационным оборудованием;
- отказ в обслуживании компонентов вторичных подсистем (РЗА, АСУ ТП, САУ и др.);
- и др.

Такие киберугрозы могут быть как случайностью, так и спланированной целенаправленной акцией, имеющей целью нанесение ущерба силовому оборудованию и всему технологическому процессу. Такая ситуация как раз относится к АРТ-атакам, рассмотренным в предыдущей главе. Необходимо

отметить, что успешная реализация таких атак в отношении подсистем РЗА цифровых подстанций может оказывать негативное влияние на их устойчивую работу, течение технологического процесса. А при воздействии такого рода атак на несколько ЦПС, работающих с классами сверхвысокого напряжения, может быть нарушена и энергетическая безопасность.

В 2017 году был принят ФЗ-187 [7], который регулирует отношения в области обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации в целях ее устойчивого функционирования при проведении в отношении ее компьютерных атак. В терминах федерального закона [7], объектами критической информационной инфраструктуры являются информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления субъектов критической информационной инфраструктуры. Также в терминах ФЗ-187, субъектами критической информационной инфраструктуры являются государственные органы, государственные учреждения, российские юридические лица и т.д., которым принадлежат информационные системы, информационно-телекоммуникационные сети, автоматизированные системы управления, функционирующие в сфере «..., энергетики, ..., топливно-энергетического комплекса, в области атомной энергии, ...».

В федеральном законе [7] определение автоматизированных систем управления имеет следующую формулировку:

«Автоматизированная система управления – комплекс программных и программно- аппаратных средств, предназначенных для контроля за технологическим и (или) производственным оборудованием (исполнительными устройствами) и производимыми ими процессами, а также для управления такими оборудованием и процессами.»

Под формулировку данного определения попадает РЗА ЦПС, так как состоит из программно-аппаратных средств (ИЭУ РЗА), реализующих функции ликвидации ненормальных режимов работы электрических сетей и оборудования. Необходимо отметить, что в классическом понимании данная подсистема осуществляет автоматическое управление в режиме реализации основных своих функций. Таким образом подсистема РЗА является объектом критической информационной инфраструктуры (КИИ), а цифровая подстанция – субъектом критической информационной инфраструктуры. Следует вывод, что требования ФЗ-187 [7] необходимо исполнять для поддержания устойчивого функционирования подсистемы РЗА ЦПС.

Решение вопросов кибербезопасности для промышленных объектов, в том числе и ЦПС, зависит от практических действий, то есть от применения мер и систем защиты информации, обрабатываемой вторичными подсистемами объекта. Требования к системам защиты информации предъявляются по итогам моделирования угроз и нарушителя (МУиН) безопасности информации (в случае настоящей работы – киберугроз и нарушителя кибербезопасности).

Исходя из того, что нарушение основных свойств подсистемы РЗА технологического объекта может приводить к нарушению технологического процесса, повреждению первичного оборудования и снижению надежности энергообъединений, можно сделать вывод, что целевые кибератаки (АРТ-атаки) на эту подсистему преследуют именно эти цели. В таком случае при рассмотрении подсистемы РЗА ЦПС необходимо решить следующую задачу:

Моделировать киберугрозы начиная от возможных кибер-физических последствий кибератак и заканчивая уязвимостями отдельных компонентов подсистемы, которые могут быть проэксплуатированы атакующим.

Такой подход должен содержать следующие пункты:

- определение физических последствий успешной кибератаки (аварии);
- определение кибер-физических последствий, приводящих к авариям;
- определение результатов реализации киберугроз в компонентах подсистемы РЗА ЦПС;
- определение слабостей и уязвимостей компонентов подсистемы РЗА ЦПС;
- определение тактик и техник, используемых злоумышленником при проведении кибератаки;

Такой подход позволит объединить экспертизу, накопленную в сферах информационной безопасности и электроэнергетики, а также предъявить требования по обеспечению кибербезопасности ЦПС.

Перечислим основные свойства безопасности информации:

- аутентичность;
- доступность;
- конфиденциальность;
- неотказуемость;
- целостность.

Основные средства защиты информации (СЗИ) обязательные к установке на ЦП это:

- Межсетевые экраны (МЭ);
- Система обнаружения вторжений (СОВ);
- Антивирус.

Далее в настоящей работе будет рассмотрена целесообразность установки криптографических шлюзов, основная задача которых – обеспечение информационной безопасности организации при передаче данных по открытым каналам связи, путем шифрования пакетов по различным протоколам.

В таблицах (Таблица 1 и Таблица 2) приведены субъекты доступа с прописанными для них правилами, а также перечислены Недопустимые последствия воздействий на подсистему РЗА.

Таблица 1 – права доступа у субъектов.

Субъект	Права доступа
Гость	Только права на считывание, представляемые только в местном ИЧМ
Наблюдатель	Может считывать параметры и просматривать меню с местного ИЧМ
Гость SPA	Может считывать параметры и просматривать меню с местного ИЧМ
Системный оператор	Может считывать параметры и просматривать меню, а также выполнять управляющие воздействия
Инженер по РЗ	Может создавать и загружать конфигурации и изменять уставки ИЭУ, а также выполнять команды и справляться с аварийными процессами
Инженер разработчик	Может загружать конфигурации и изменять уставки ИЭУ
Администратор пользователей	Может изменять присвоение уровней и настройки системы безопасности. Может устанавливать сертификаты, просматривать контрольные журналы, изменять распределение ролей

Таблица 2 – тактико-технические характеристики.

№	Недопустимое последствие
1	Ложное срабатывание ДЗЛ
2	Отказ срабатывания ДЗЛ (Изменение уставки/блокировки выходных сигналов)
3	Ложное срабатывание КСЗ
4	Отказ срабатывания КСЗ
5	Отказ АМУ (выход из строя)
6	Отказ DMU (выход из строя)/отправка ложных GOOSE сообщений
7	Выход из строя терминала
8	Несанкционированная выгрузка данных из терминала
9	Блокирование ИЧМ модуля
10	Рассинхронизация ИЭУ

На основании данных, перечисленных в таблице выше, разрабатывается модель угроз.

Для проведения симуляции в лаборатории RTDS необходимо создать принципиальную схему исследуемой подстанции в программном комплексе RSCAD, чтобы интегрировать её в имеющийся ПАК RTDS.

RTDS – это специализированный комплекс, который используется для изучения установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетической системе в режиме реального времени. Исследования электроэнергетической системы высокого напряжения переменного и постоянного тока выполняются путем программного моделирования процессов с использованием алгоритмов, аналогичных тем, что используются в программах типа EMTP (Electromagnetic Transients Program) – универсальной системы программирования для цифрового моделирования переходных явлений. Тестирование работы большого числа аналоговых и дискретных сигналов цифровой релейной защиты и автоматики, поступающих со всего рассматриваемого объекта, для многих программных комплексов, реализующих симуляцию работы энергосистем, является трудновыполнимой задачей. Применение ПАК RTDS позволяет не только симулировать работу энергосистемы, но и выдавать необходимое количество SV-потоков и GOOSE-сообщений по протоколу МЭК 61850. Программное обеспечение RTDS включает в себя графический интерфейс пользователя RSCAD. Этот программный пакет разработчика обеспечивает полный набор графических интерфейсов для работы с RTDS. Подготовка моделей электроэнергетических систем, для последующего их запуска на RTDS, осуществляется в графическом интерфейсе пользователя RSCAD.

В первом опыте проверим работоспособность созданной модели ЦПС. Опробуем функцию дистанционного управления, а также создадим короткое замыкание на отходящей линии на стороне 110 кВ и проверим список сигналов, приходящих в ЦУС. Проанализируем.

На рисунке (Рис. 3 (а)) представлена модель рассматриваемой цифровой подстанции, на которой обозначены объекты диспетчеризации и показатели системы в режиме реального времени. Далее переведем модель на телеуправление, произведем перевод выключателя (В 110 жилой мкр №1) в положение ОТКЛ. На модели в режиме реального время сразу отразилось изменение состояния коммутационного аппарата (Рис. 3 (б)).

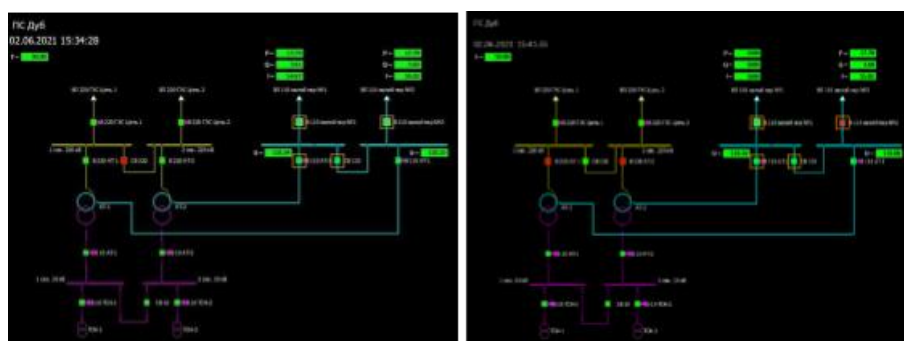


Рис. 3. (а) модель ЦП; (б) отключение выключателя.

Для проверки работоспособности модели смоделируем КЗ на одной из отходящих линий стороны 110 кВ. Для создания короткого замыкания используется стороннее ПО. Как видно на рисунке (Рис. 4) после возникновения КЗ произошло отключений выключателя на линии ВЛ 110 кВ жилой мкр №2.

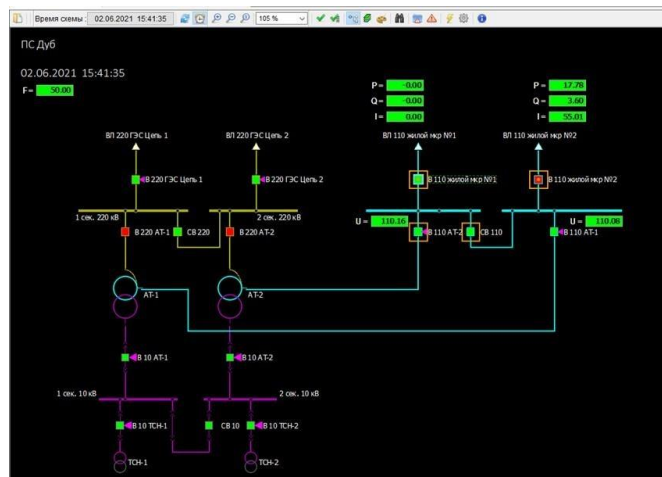


Рис. 4. Модель ЦП после КЗ.

Во втором опыте была произведена попытка вторжения на рассматриваемую цифровую подстанцию, при отсутствии в демилитаризованной зоне криптографических шлюзов. Перехват информации осуществляется при помощи программы для захвата и анализа сетевого трафика – Wireshark. Подключение производится непосредственно к маршрутизатору.

В структуре передачи информации от подстанции к ЦУС или диспетчерскому центру есть маршрутизаторы, принадлежащие различным провайдерам, например, Ростелеком или Мегафон. На этом этапе подключение никак не может быть проконтролировано и пресечено.

Подключившись к маршрутизатору, мы можем перехватить весь трафик, передаваемый по 104 протоколу, отфильтровав трафик по рассматриваемому критерию (Рис. 5).

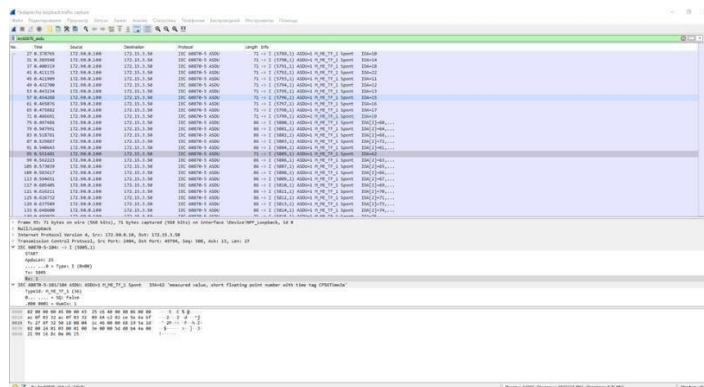


Рис. 5. Перехваченный трафик.

В командной строке задан фильтр трафика. Как видно, трафик можно перехватить, следовательно, хакер может в режиме реального времени наблюдать за работой оборудования на подстанции.

Попробуем обратиться к произвольному терминалу по 104 протоколу и передать ложную команду (Рис. 6).

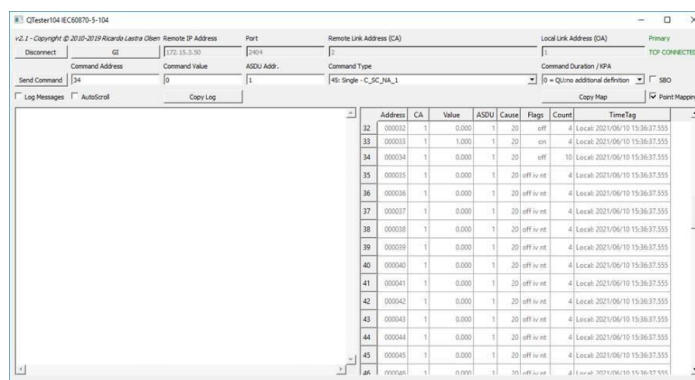


Рис. 6. Окно передачи команд.

Далее, переданный ложный сигнал, можно отследить при помощи фильтра, однако ни одно из устройств СЗИ на подстанции его не отследит. Ложно переданный сигнал никак не выделяется, то есть, он зафиксирован как реальный. Таким образом можно убедиться, что при отсутствии устройств шифрования трафика, передаваемого по сети Ethernet, можно совершить несанкционированное подключение, а также передать ложную команду, что может привести к аварии и как следствие к огромным убыткам.

Рассмотрим попытку перехвата трафика на сетевом уровне цифровой подстанции, на которой установлены криптографические шлюзы.

Как и в предыдущем опыте перехват трафика будет осуществляться при помощи личного ПК непосредственного подключенного к маршрутизатору.

При помощи программы Wireshark попытаемся перехватить трафик (Рис. 7).

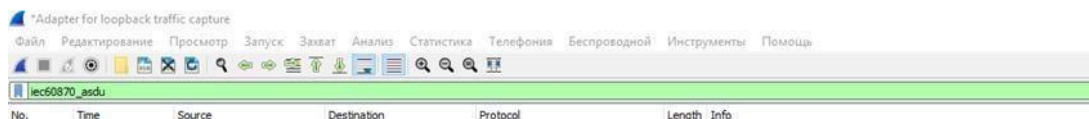


Рис. 7. Трафик.

Как видно, трафик не считывается, благодаря установленным на подстанции криптографическим шлюзам, которые осуществляют шифрование передаваемой информации.

По результатам проведенных опытов можно сделать вывод о работоспособности модели ЦПС на базе ПАК RTDS. Созданная модель в полном объеме позволяет оценить достоинства и различные особенности цифровой подстанции.

За счет наличия дистанционного управления моделью можно провести неограниченное количество опытов, что позволит включить работу с моделью ЦПС в учебный план на кафедре РЗиАЭ, улучшив таким образом и так высокое качество подготовки кадров в условиях современных тенденций к цифровизации энергетической отрасли.

Также опытным путем доказана необходимость применения таких устройств шифрования информации как криптографические шлюзы, для обеспечения безопасной работы объектов энергетики.

Благодаря созданному на базе ПАК RTDS киберполигону разработанную модель можно тестировать по частям, чтобы в дальнейшем масштабировать её на реальную подстанцию. Эта возможность имитирует практически полный цикл реальной разработки системы внедрения новых технологий, проводимой различными компаниями (ЭКРА, Siemens, ABB и др.).

Таким образом, разработка вышеперечисленных моделей и полигона в целом, позволит студентам, в рамках учебного процесса, проникнуться и полностью погрузиться в процесс проведения опытных испытаний различных объектов, путем внедрения новых технологий, отработки старых, а также моделирования различных режимов работы.

Список используемых источников:

1. СТО 56947007-29.240.10.302-2020 Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС
2. СТО 56947007-29.240.10.301-2020 Типовые шкафы. Шкафы преобразователей дискретных сигналов (ШПДС)
3. СТО 56947007-29.240.10.300-2020 Типовые шкафы. Шкафы преобразователей аналоговых сигналов (ШПАС)
4. СТО 56947007-29.240.10.299-2020 Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС
5. «Концепция. Цифровая трансформация 2030» ПАО "Россети", Москва, 2018
6. Д.В. Холкин и В.Н. Княгинин, «Цифровой переход в электроэнергетике России» Энерджинет, Москва, 2017
7. Федеральный закон от 26.07.2017 N 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»
8. В. Карпенко, В. Карантаев, С. Парьев, Д. Сютов, А. Кузнецов, Е. Дружинин и И. Карпов, Анализ нарушений работоспособности объектов электроэнергетики в результате деструктивных воздействий компьютерных атак, Москва: Ростелеком Солар, 2019

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОРАЙОНОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Иванов А.В.

Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: ivanthe1@icloud.com

Ключевые слова: Арктическая зона Российской Федерации, перспектива развития электроэнергетики, возобновляемые источники энергии.

Key words: the Russian Arctic, the prospects for the development of electric power industry, renewable energy sources

В докладе приведен анализ проблем развития электроэнергетики изолированных энергорайонов в труднодоступных арктических территориях Российской Федерации с учетом влияния экономики, износа основных фондов субъектов энергетики, а также современных тенденций применения возобновляемых источников энергии как альтернативы традиционной энергетике.

The report provides an analysis of the problems of the development of the electric power industry as an alternative to the traditional power engineering of isolated power regions in the hard-to-reach Arctic territories of the Russian Federation. The analysis also takes into account the influence of the economy, wear and tear of fixed assets of energy entities, as well as modern trends in the use of renewable energy sources.

Актуальность

В ближайшее время грядут изменения налогового законодательства, которые отменяют льготы для сверхвязкой и высоковязкой нефти, также это коснется месторождений с высокой выработанностью. Предполагается существенное изменение условий разработки около 240 млн.т. годовой добычи нефти, или более 50% её общего производства, с учетом соглашения ОПЕК+. Также прогнозируется замедление роста мирового спроса на нефть после 2025 года с возможным достижением пика спроса ранее 2030-х годов.[1] Данные факторы неизбежно приведут не только к снижению добычи нефти, но и снижению объемов переработки, количеству рабочих мест в прямой и смежных отраслях экономики, пересмотру инвестиционной политики и в целом негативно скажется на отрасли.

Прогнозируемые тенденции, в самом оптимистичном варианте, возможно компенсировать только разработкой новых месторождений на арктическом шельфе, с огромным объемом разведанных запасов углеводородов. Данное направление связано не только с геологоразведкой, строительством буровых установок, добычей и транспортировкой продукта,

но создания устойчивой социально ресурсной базы для будущих проектов. Низкая плотность населения и сложные климатические условия не способствуют увеличению численности населения, а низкое развитие инфраструктуры и высокие тарифы ставят сложную задачу на пути освоения новых и развития уже существующих населенных пунктов. Следует особенно отметить, что в этих регионах улучшение комфорта и жизненных условий населения имеет гораздо большее значение, чем в других регионах страны. Кроме того, на фоне нарастающих проблем в мировой экономике и негативных политических решений, прослеживаются тенденции к пересмотру границ арктической зоны, так как международное право не ограничивает такую возможность, чем воспользовались уже почти все арктические страны. Именно поэтому задача наибольшего распространения Российского суверенитета на прилегающие морские территории стоит максимально остро. Инфраструктура в сложных климатических условиях играет важнейшую роль, а надежное энергоснабжение - жизненно необходимо.

Проблема развития энергетики арктических территорий РФ

В условиях прогнозируемого изменения мировой экономики для достижения поставленных целей по оптимизации пространственного размещения энергетической инфраструктуры, с учетом необходимой структурной диверсификации, цифровой трансформации и уменьшения негативного воздействия отрасли на окружающую среду, поставлена задача существенного увеличения добычи и углубление переработки всех видов энергетических ресурсов в Арктической зоне Российской Федерации. Данные цели являются важнейшим геополитическим и технологическим вызовом для нефтегазового комплекса Российской Федерации и требуют создания социальной базы для их реализации. На текущий момент, в подавляющем большинстве, наблюдается отток населения из арктических регионов, снижая экономическую активность в уже действующих «опорных точках» на карте и создавая сложности в создании новых, для достижения поставленных целей.

Рассматриваемые проблемы локальных энергетических систем Арктических территорий различных субъектов РФ имеют явные характерные особенности. Зависимость от импортных технологий с учетом экономической ситуации и плавающего курса рубля снижает рентабельность проектов модернизации и смещает сроки возврата основных средств. Недостаточная инвестиционная активность не позволяет в текущих условиях нарастить темпы модернизации распределённой энергетики. Источники малой мощности, используемые для автономного электроснабжения, как правило, имеют низкие технико-экономические показатели, а сложность с поставкой топлива влечет за собой длительные перебои в энергоснабжении или регулярные отключения.

У регионов есть успешные примеры реализации инженерных работ для определения целесообразности строительства объектов ВИЭ в удалённых сложно доступных территориях, есть успешные реализованные проекты

модернизации, но есть и масштаб проблемы. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [1] наметила глобальные проекты развития Арктики по формированию нефтегазовых минерально-сырьевых центров, нефтегазохимических комплексов, расширению инфраструктуры транспортировки энергетических ресурсов. Для достижения поставленных целей требуется быстрый переход к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, создание благоприятных условий для привлечения человеческих ресурсов, улучшение условий проживания в сложных климатических условиях для создания устойчивой социальной базы.

Региональные проблемы развития энергетики арктических территорий

В соответствии с подзаконными актами, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации ежегодно разрабатываются и утверждаются схемы и программы развития электроэнергетики при участии системного оператора и сетевых организаций на 5-летний период с учетом схемы и программы развития Единой энергетической системы России. В арктическую зону России входят все районы: Мурманской области, Ненецкого автономного округа, Чукотского автономного округа, Ямало-Ненецкого автономного округа; а так же часть муниципалитетов Республики Карелия, Республики Коми, Республики Саха (Якутия), Красноярского края и Архангельской области. Рассмотрим острые проблемы арктических территорий части регионов на основании утвержденных главами регионов схем и программы развития от 2021 года.

Ненецкий автономный округ - целиком относится к арктической зоне и более 90% территории которого находится за полярным кругом. В округе преобладает добывающая промышленность, доля которой в общем объеме производства составляет 98%. По данным государственного баланса на 01.01.2020 учтено 52 разрабатываемых и 44 разведанных углеводородных месторождений, которые располагают богатейшими стратегическими запасами полезных ископаемых. Низкая степень выработанности месторождений при существующих уровнях добычи обеспечивает разведанными извлекаемыми запасами нефти на 52 года, а по газу более 100 лет [2]. При всех богатствах ресурсами Ненецкий автономный округ является самым малонаселенным субъектом РФ, имея население на 01.01.21 всего 44389 жителей. Концепция развития энергетического комплекса Ненецкого автономного округа определяет основной целью модернизацию энергетики региона и снижение зависимости от внешних ресурсов.

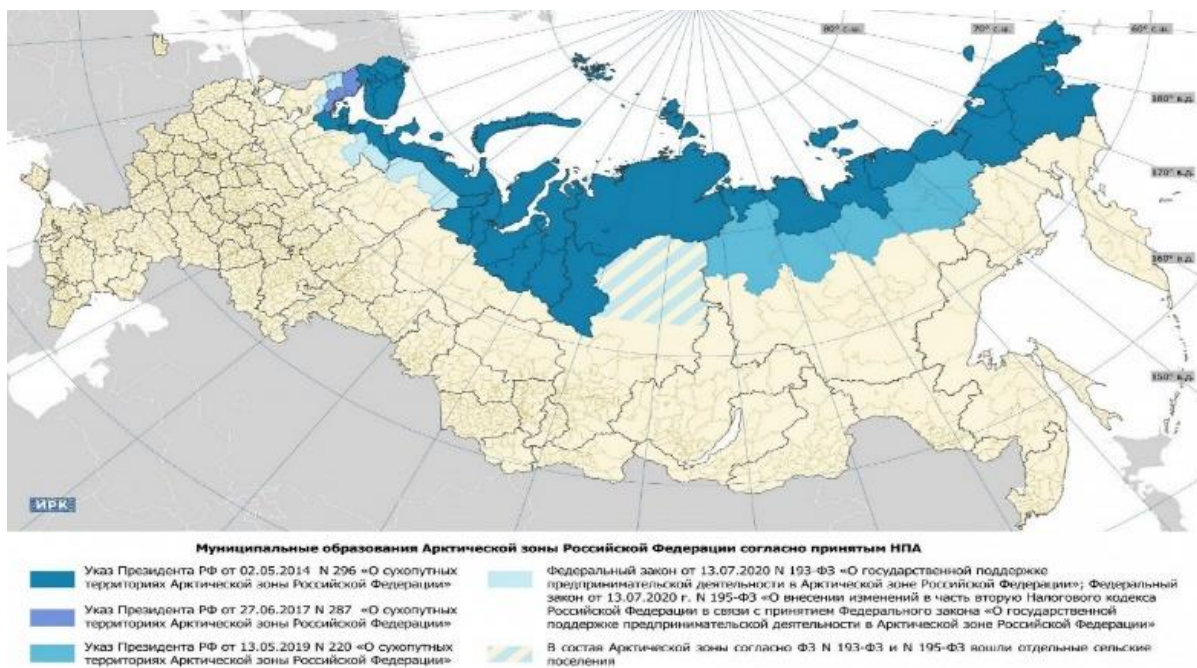


Рис. 1. Арктическая зона Российской Федерации.

Энергосистема округа децентрализована. Электроснабжение сельских населенных пунктов обеспечивается 34 локальными ДЭС. Топливо-энергетические ресурсы поставляются морским и речным транспортом в период навигации, а в ряд населенных пунктов – по временным дорогам. Существуют поселения, где срок для доставки ресурсов судоходным транспортом при разливе рек в весенний период составляет всего 1-2 недели в год. Состояние генерирующего оборудования поселков и сельских поселений округа изношено, о чем свидетельствует высокий удельный расход топлива 317 г/кВтч. Тяжелые климатические условия, низкое развитие инфраструктуры, отсутствие централизованной системы электроснабжения, труднодоступность территорий и экологические загрязнения привели к тому, что полезный отпуск электроэнергии по муниципальным образованиям падает.

Автономный округ, с относительно высокой среднегодовой скоростью ветра более 5 м/с (более 40-50% времени в году 8-10м/с) и низким коэффициентом вариации в пределах 5-8% в прибрежных районах, является перспективным для развития ветрогенерации. В 2012-2014 гг. в рамках программы приграничного сотрудничества Европейского Инструмента Сотрудничества и Партнерства «Коларктик», Россией, Финляндией, Норвегией и Швецией был реализован проект «Полярный ветер», в рамках которого были проведены инженерные работы и исследования для модернизации 4 локальных ДЭС. Созданы 3D модели ветровых нагрузок и определены наиболее благоприятные места установок ветрогенераторов.

На данный момент есть и реализованные объекты ВИЭ. Заменены 200 кВт мощностей ДЭС ветроэнергетическими установками в рамках проекта «Возобновляемые источники энергии Заполярья: независимое энергосбережение – ПОЛЯРИС». В 4 населенных пункта в 2021 г.

завершится модернизация, что позволит сократить время работы ДЭС в 2 раза за счет энергии ВИЭ, повысится надежность, снизятся затраты на горюче-смазочные материалы. По результатам проведенных экспериментов и полученного опыта, было принято решение о дальнейшей модернизации ДЭС, говорится в Постановлении Губернатора Ненецкого автономного округа, но детали и источники финансирования не указываются.

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) расположен в арктической зоне, на севере крупнейшей в мире Западно-Сибирской равнины, и занимает обширную территорию – более 750 тысяч квадратных километров. В последние годы в округе происходит снижение добычи углеводородов на традиционных нефтяных и газовых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона, компенсируемые разработкой новых месторождений. Объёмы добычи природного газа в Надымском, Пуровском районах с 2011 года упали на 18 %, доля районов в региональной добыче сократилась за этот период на 17 % [3].

На территории ЯНАО получили распространение энергорайоны, работающие изолированно от Единой энергосистемы России. В малонаселённых пунктах электроснабжение осуществляется в основном от ДЭС, работающих на привозном жидком топливе, что обуславливает повышенные расходы на дотирование электроснабжения из бюджета. Существующее состояние локальных энергосистем накладывает объективные ограничения на уровень развития экономики и качество жизни населения этих территорий и сказывается на убыли постоянно проживающего населения, которым потребляется всего около 6 % электрической энергии. Меры по развитию децентрализованных энергосистем направлены в первую очередь на снижение объемов потребления привозного дизельного топлива за счет использования ресурсной базы регионов.

В настоящее время строительство объектов ВИЭ в ЯНАО не предусмотрено. Тем не менее, в северной и северо-западной части ЯНАО, которые являются наиболее перспективными территориями для использования ветрогенерирующего оборудования, находятся 13 населенных пунктов, питающихся от изолированных энергосистем. В условиях крайнего севера оптимальным вариантом развития возобновляемой энергетики в регионе признано применение универсальных гибридных ветро-дизельных энергетических станций. Рассматривается следующее предложение по развитию распределенной генерации (РГ – генерирующее оборудование, установленной мощностью до 25 МВт, подключённое к распределительным сетям и использующее любые первичные источники электроэнергии), по результатам технико-экономического сравнения, наиболее экономичным вариантом является электроснабжение – 75 % от ВЭС и 25 % от существующих ДЭС. Даже при режиме работы 25 % от ВЭС и 75 % от существующих электростанций для 11 из 13 удаленных населенных пунктов ЯНАО, использование ветрогенераторов экономичнее существующей схемы электроснабжения, а

для оставшихся двух равноэкономичны. Данные предложения, изложенные в схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа, но требуют дополнительной проработки, выходящей за рамки программы.

Следует дополнительно отметить, что в соответствии с письмом Минэнерго России от 05.09.2016 года No ВК-9484/09 для использования в арктических территориях рекомендованы ветроэлектрические установки следующих производителей: Vergnet (Франция), KomaihaltecInc. (Япония), Vestas (Дания). В сложных политических, экономических условиях и колебаний курса рубля, использование западных технологий ведет к удорожанию проекта в целом, увеличению рисков и вероятности выхода за рамки срока окупаемости капитальных вложений.

Мурманская область имеет высокий ветропотенциал в прибрежных зонах и является перспективной для развития ВИЭ. Продолжительность отопительного периода доходит до 9 месяцев, централизованная газовая инфраструктура отсутствует, а часть потребителей не подключена к централизованной энергосистеме и питается в основном от ДЭС. Вышеперечисленные обстоятельства сделали область зависимой от поставок нефтепродукта, которое обеспечивает до 58 % валового спроса на энергию в регионе [4]. Учитывая планы по реализации крупных инфраструктурных и промышленных проектов остро стоит вопрос по эффективности, надежности, автономности региона и децентрализованных районов, в том числе за счет ВИЭ. Есть примеры успешной реализации высокого ветропотенциала региона.

В Мурманской области действуют ВЭУ мощностью от 5 до 500 кВт, есть примеры реализации строительства ветродизельных и ветросолнечных установок для питания удаленных труднодоступных районов. Конечно, существуют климатические особенности, ограничивающие внедрение солнечных установок — среднегодовой уровень суммарной солнечной радиации составляет менее 2 кВтч/кв.м, а с октября по март — менее 1 кВтч/кв.м; однако в июле-августе этот показатель значительно возрастает, достигая на побережье Белого моря 5,5-6 кВтч/кв.м. Несмотря на это солнечные панели используются в составе комбинированной генерации, а также для обеспечения энергией более 120 маяков Кольского полуострова.

В другом арктическом регионе - в Республике Карелия, по данным Карелиястата, численность населения на 1 января 2020 года составила 614064 человека и имеет тенденцию к незначительному снижению (в соответствии с демографическим прогнозом до 2036 года).

Энергетический комплекс республики Карелия характеризуется как энергодефицитный и зависит от привозного топлива. Собственное производство электроэнергии покрывает порядка 60% от общего потребления электроэнергии. Для достижения устойчивого социально-экономического развития республики требуется наращивание собственной генерации. В Карелии имеется большое количество малых ГЭС мощностью

менее 25 МВт. В большинстве своем это станции, построенные более 60 лет назад, их оборудование устарело и подлежит замене и модернизации.

Ветроэнергетический потенциал республики Карелия относительно скромный, если сравнивать с расположенной севернее Мурманской областью. Планы по размещению в Карелии достаточно крупных ВЭС разрабатывались еще с 1990-х годов. Согласно ряду прошлых федеральных и региональных программ, планировалось построить четыре ВЭС: Валаамскую (мощностью 1 МВт), ВЭС в пос. Валдай (1,2 МВт), Беломорскую (10 МВт) и Морскую ВЭС под г. Кемь (8 МВт). Однако ни один из этих планов реализован не был, так как не нашлось инвесторов[5].

Республика Саха (Якутия) – это не только самый крупный по площади регион Российской Федерации, занимающий 18% её территории, но и самая крупная в мире административно-территориальная единица, являющаяся геостратегической территорией Арктической зоны России. Средняя плотность населения в Арктической зоне (занимающей 52,2 % площади территории республики) составляет 0,04 человек на 1 км². Экономическое развитие региона характеризуется умеренным стабильным ростом, что позволило выйти в Дальневосточном федеральном округе на 1 место по уровню валового регионального продукта и на 12 по РФ [6]. Доля топливноэнергетического комплекса за последние годы существенно выросла в связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского Региона

Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64 % территории региона с 15 % проживающего в республике населения). Суммарная установленная мощность генераторов децентрализованных энергосистем составляет на 01.01.2020 более 167,2 МВт (28 % от суммарной генерации региона). Отсутствие крупных потребителей на территории обуславливает нецелесообразность строительства больших источников мощности, а значительные расстояния между населенными пунктами и слабая инфраструктура, не позволяют существенно расширить централизацию электроснабжения из-за высокой проектной стоимости ЛЭП.

«Узкие места» в электроэнергетике арктической зоны Якутии характерны: физическое и моральное старение генерирующего оборудования и электросетевого хозяйства, что ведет к повышенному расходу топлива и снижению надежности питания потребителей, проблемы с транспортировкой топлива в труднодоступные территории из-за дефицита специальной техники, проблемы с содержанием автодорог и ограничения сроков функционирования навигации с мая по сентябрь, использование автозимника с января по март. На некоторых ДЭС часть агрегатов выработали нормативный ресурс на 100%. В перспективный период, до 2025 года, запланирован суммарный ввод генерирующих мощностей на органическом топливе в объеме 39,18 МВт, при этом суммарный запланированный демонтаж старого оборудования ДЭС за рассматриваемый период составит 23,1 МВт.

Особо остро в арктической зоне стоит проблема изношенности воздушных линий электропередачи во многих отдаленных населенных пунктах, а в некоторых уже 100 % сетей превысили свой срок эксплуатации. Из кабельных линий электропередачи в арктической зоне Якутии общей протяженностью 122,8 км, 58,8 км или 47,9 % превысили предельный срок эксплуатации 40 лет. Отдельная проблема – потери электроэнергии в электрических сетях по РЭС, которые составляют от 10,6 до 21,2 %. В 2 из 13 РЭС наблюдается постоянный прирост потерь электроэнергии.

Особенностью Арктической зоны Красноярского края являются, прежде всего, экстремальные природно-климатические условия. Плотность населения чрезвычайно низка при высокой дисперсности расселения. Затраты на выработку энергоресурсов в северных районах более чем в 12 раз выше, чем среднее значение по энергосистеме на территории Красноярского края [7]. Причины высоких тарифов характерны: ограниченность сроков сезонного завоза топлива и неразвитая инфраструктура, высокая стоимость топлива, сложные логистические цепочки и высокие эксплуатационные затраты. Большая часть территории муниципального района является энергодефицитной и в данный момент получает электроэнергию от ДЭС. Учитывая данные факторы, перспективным направлением развития энергетики локальных энергосистем является использование генерации на основе ВИЭ. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладает северная часть Красноярского края. Среднегодовая скорость ветра в районе – более 5 м/с, удельная мощность ветра на данной территории – до 1263,3 Вт/м², а годовая удельная потенциальная энергия ветра составляет до 7376,9 кВтч/м² в год.

В рамках энергосервисного договора между ООО «Хевел Энергосервис» и ПМ ЭМР «Илимпейские электрические сети», в 2021 году завершится строительство автономной гибридной энергоустановки (АГЭУ) в п. Тура. Установленная мощность АГЭУ составит 14,1 МВт, в том числе: ДЭС – 11,6 МВт, СЭС – 2,5 МВт, а ёмкость накопителей энергии – 500 кВтч. Для определения конкретных параметров новых проектов строительства электростанций на основе ВИЭ необходимо разрабатывать соответствующие технико-экономические обоснования для каждого конкретного изолированного населенного пункта Красноярского края. Данные работы для Арктических территорий в ближайшей перспективе не планируются, схемой и программой перспективного развития не учитываются.

Существующий предварительный анализ эффективности строительства малых ГЭС на Арктических территориях Красноярского в п. Тура, с. Байкит и с. Ванавара края показал, что в данных населенных пунктах проекты являются экономически эффективными, но требуют дополнительного технико-экономического обоснования с целью определения возможности строительства и основных показателей. Схемой и программой

перспективного развития проект детально не рассматривается, сроки уточнения и возможность реализации не оговариваются.

В Архангельской области до начала 1970-х гг. существовало более 60 малых ГЭС приплотинного типа, построенные из древесины, с мощностями от 6,5 до 107 кВт, которые были заменены на более дешевые из условий на тот момент времени дизельные электростанции (ДЭС), но сейчас ситуация изменилась – основной задачей модернизации энергетики стало снижение объемов завозного топлива из-за его возросшей стоимости и высокого процента износа оборудования. В Архангельской области до 86 % первичных энергоресурсов ввозится из других регионов страны и только около 22 % приходится на местные виды топлива: дрова и кородревесные отходы. Минимальная удаленность от производителей каменного угля и нефтепродуктов до г. Архангельска составляет 1700-1800 км, максимальная – свыше 4500 км [8].

Для небольших изолированных энергоузлов характерны: высокие удельные расходы топлива, низкие коэффициенты использования установленной мощности, высокий износ оборудования, высокий износ и уровень потерь в местных электрических сетях и, как результат, в муниципалитетах имеет место устойчивая тенденция на повышение стоимости энергетических ресурсов, что ограничивает развитие экономики данных районов, а предельные значения роста тарифов затрудняют инвестиции в модернизацию локальных энергосистем.

Лешуковский и Мезенский муниципальные районы Архангельской области с постоянным населением 6,048 и 8,294 тыс. человек соответственно питаются от 22 местных ДЭС общей установленной мощностью около 19,408 МВт. Проекты подключения к централизованной энергосистеме связаны со сложной трассой, проходящей через судоходные реки Пинега, Мезень (строительство спецпереходов ЛЭП), затопляемые в период паводка территории, сверхвысокие уровни ледоходов, а также сложные геологические условия, включающие в себя карстовые отложения в районах рек Пинега и Мезень. В итоге это выливается в высокую сметную стоимость проекта, превышающую 6 млрд рублей.

Децентрализованный проект модернизации электроснабжения районов предусматривает несколько вариантов. По данным программы и схемы перспективного развития, потенциал ветровой и солнечной энергии не позволяет рассматривать модернизацию генерирующих мощностей на основе ВИЭ, хотя в документе отмечены наиболее перспективными в части использования ветрового потенциала Архангельской области Мезенский, Онежский и Приморский районы, расположенные в прибрежной части Белого моря.

Рассматривается вариант перевода действующих ДЭС на СПГ, с применением автоматических систем синхронизации, управления генерацией и системой хранения и регазификации, но при этом также должно быть предусмотрено централизованное хранение топлива, его подготовка (регазификация) и доставка по трубопроводам до

энергообъектов, что ведет к увеличению инвестиций на строительство хранилищ СПГ. Автономный энергетический комплекс на СПГ (АЭК СПГ) потребует затрат на проектно-изыскательские работы, стоимость оборудования и доставку его к объекту, пусконаладочные работы, замену горелок действующих ДЭС, организацию приема и хранения топлива (что дополнительно потребует соответствующего оформления), реконструкцию системы топливных трубопроводов, создание системы управления и проведение ряда экспертиз, изысканий, а также прохождение государственной экспертизы.

Потенциал применения отечественной промышленности

Последние научные разработки на базе российских технологий позволили создать высокотехнологичное производство фотоэлектрических модулей, обеспечивающих коэффициент полезного действия при рассеянном свете как при высоких, так и при крайне низких температурах, до 23 %. Производство таких высокоэффективных гетероструктурных фотоэлектрических ячеек не зависит от внешних факторов, так как полностью находится на территории России. С 2017 года осуществляется экспорт не только ячеек, но и инжиниринговых услуг в области солнечной энергетики. Недавно используемая технология была усовершенствована – новые двусторонние гетероструктурные модули, по сравнению с односторонними, вырабатывают за жизненный цикл до 30 % больше электроэнергии.

На территории Российской Федерации реализуется проект локализации производства оборудования и компонентов ветроэнергетической установок. Успешно совершён трансфер технологий производства ключевых компонентов ВЭУ, таких как лопасти, безредукторные генераторы, гондолы и стальные башни. Повышается квалификация российских специалистов в сферах проектирования и строительства ВЭУ. В 2020 году Россия впервые экспортировала в Данию партию из композитных 48 лопастей. Производится оборудование для малых ГЭС и объектов микрогенерации с единичной мощностью от 5 кВт до 1 МВт.

Отмеченные достижения российских технологий и государственная стратегия по повышению уровня локализации производства необходимых компонентов ВИЭ в России в перспективе позволят снизить риски и запустить инвестиционные программы, которые позволят решить вопрос не только развития промышленности, но и сохранения населения, освоения территорий и закрепления новых опорных точек на карте.

Расчеты, приведённые в программах развития электроэнергетики Арктических регионов, показали возможность снижения расходов на завозное топливо за счёт использования местных энергоресурсов, малых ГЭС и ВИЭ, что позволит не только снизить тарифы для населения, но и качественно подойти к решению экологических проблем. При снижении потребления топлива логично и снижение потребности в специальной технике (вездеходы, болотоходы, снегоходы и другая гусеничная техника),

что позволит использовать её в тех местах, где это действительно необходимо.

Учитывая, что темпы модернизации изолированных энергосистем в регионах недостаточно быстрые для замены устаревшего оборудования (с учетом износа), количество проектов мало, а финансирование в рамках региональных программ не позволяет нарастить объемы их реализации — требуется федеральное целевое финансирование. [9]

Формирование плана действий на региональном уровне для реализации энергетической стратегии РФ

Схемы и программы развития энергетики арктических регионов разрабатываются на краткосрочный период, а с учетом высокой стоимости и сложности модернизации оборудования, констатируют факт наличия проблемы, описывают текущие инвестиционные проекты и лишь указывают на возможности реализации новых.

Для формирования единой, целостной, согласованной и сбалансированной системы государственного планирования, прослеживается необходимость организации разработки программ развития регионов на среднесрочный и долгосрочный период для определения конкретных шагов и плана действий, в целях реализации энергетической стратегии РФ до 2035 года и программы развития Арктики.

Применение ВИЭ в арктических регионах по результатам расчетов совместно с ДЭС позволят снизить расход завозного топлива, что в конечном итоге уменьшит стоимость электроэнергии для конечного потребителя и позволит лучшим образом вписать современные зеленые технологии в развитие энергетики.

В текущей ситуации темпы модернизации оборудования падают, программы часто реализуются не в полном объеме, а необходимые изыскательские работы выходят за рамки планирования. При участии государства в некоторых регионах уже определили перспективные места размещения новых объектов генерации на основе ВИЭ, на следующем этапе уже необходима работа на местности для определения фактических условий и рисков реализации проектов. Наличие долгосрочных и среднесрочных программ развития позволят запланировать реализацию таких работ на уже определенных территориях.

Необходимо разработать комплексный подход к проведению ряда экспертиз, изысканий, а также прохождение государственной экспертизы. На территориях, со схожими климатическими условиями и планируемыми целями, определить ряд типовых проектов строительства новых или модернизации текущих энергоустановок, как для сокращения сроков согласования, так и для снижения сметной стоимости.

В ближайшее время планируется завершить трансфер технологий и полностью локализовать производство всех компонентов ветроэнергетических установок. Завершена локализация производства солнечных панелей на территории РФ. Необходимо на законодательном уровне проработать вопрос приоритетного использования российских

комплектующих при разработке новых проектов модернизации и строительства энергетических комплексов с учетом фактических и планируемых мощностей производства необходимого оборудования.

Имея четкий долгосрочный план развития Арктических территорий на федеральном, и конкретный план действий на региональных уровнях, возможно будет оценить необходимые затраты по всей технологической цепочке от производства, до ввода в эксплуатацию. В этом случае, на федеральном уровне возможно будет определить конкретные этапы требующие государственного целевого финансирования для выхода на запланированные долгосрочные показатели.

Выводы

В данный момент в энергетике арктических регионов существует разрыв в планировании на федеральном и региональном уровне. На краткосрочную и долгосрочную перспективу ставятся глобальные труднодостижимые планы, реализация которых позволит скомпенсировать выпадающую прибыль от снижения добычи углеводородов из старых месторождений, закрепить свой суверенитет освоенных территориях, обеспечить социальный ресурс для будущих проектов.

Из схем и программ развития регионов можно сделать вывод, что энергетическое оборудование на удаленных территориях устарело, имеет высокую аварийность и высокий удельный расход топлива, темпы модернизации в целом низкие и имеют тенденцию к снижению, а население, в подавляющем большинстве случаев, убывает. Коммерческие инвестиционные программы, из-за отсутствия крупной промышленной нагрузки, выходят за рамки сроков возврата основных капиталовложений и не способны обеспечить высокие темпы модернизации.

К сожалению, энергетическая стратегия РФ на период до 2035 не в полной мере определяет задачи в части повышения устойчивости и надежности электроснабжения Арктического макрорегиона с максимальным, экономически эффективным использованием местных энергетических ресурсов, а также ВИЭ с высокой долей локализации производства в стране.

Для устранения противоречий и снижения рисков требуется более глубокая проработка вопроса развития региональной энергетики децентрализованных энергорайонов с постановкой целей на долгосрочный и среднесрочный период, определение нормативных документов противоречащих энергетической стратегии РФ и затрудняющих реализацию направленных на ее достижение проектов. Необходимо учесть накопленный объем изыскательских исследований и перейти к реализации конкретных целей, для чего на местах разработать инвестиционные программы для их предоставления на федеральный уровень, для поиска финансирования.

Список используемых источников:

1. «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р
2. Постановление Губернатора Ненецкого автономного округа от 11.05.2021 №32-пг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ненецкого автономного округа на 2021-2025 годы» // Опубликовано 17.05.2021 на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>.
3. Постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.04.2021 №65-пг «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2021 - 2025 годов» // Опубликовано 08.05.2021 на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>.
4. Распоряжение Губернатора Мурманской области от 30.04.2021 №133рг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на период 2022 - 2026 годов» // Опубликовано 30.04.2021 на официальном сайте Минэнерго и ЖКХ Мурманской области <https://minenergo.gov-murman.ru>.
5. Распоряжение Главы республики Карелия от 30.04.2021 №240-р «Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики республики Карелия на период до 2025 года» // Опубликовано 30.04.2021 на официальном интернет-портале Республики Карелия <https://gov.karelia.ru>.
6. Указ Главы республики Саха (Якутия) от 29.04.2021 №1840 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021-2025 годы» // Опубликовано 30.04.2021 на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>.
7. Распоряжение Губернатора Красноярского края от 30.04.2021 №212рг «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Красноярского края на период 2022-2026 годов» // Опубликовано 30.04.2021 на официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>.
8. Распоряжение Правительства Архангельской области от 11.11.2014 г. №382-рп «О концепции развития локального теплоснабжения на территории Архангельской области до 2030 года» // Опубликовано на сайте базы данных «Энергосбережение России» Российского энергетического агентства <https://energy.csti.yar.ru>.
9. Иванов А.В., Складчиков А.А., Хренников А.Ю. Развитие электроэнергетики арктических регионов Российской Федерации с учётом использования возобновляемых источников энергии // Российская Арктика. 2021. № 13. С. 62-80.

МОРСКИЕ ПЛАВУЧИЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ С АККУМУЛИРОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ

Капустянский М.С., Новых А.В., Свириденко И.И.

Университет Ла-Лагуна

Университет Ла-Лагуна

ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»

Email: mkapustyansky@mail.ru

Ключевые слова: морская ветроэнергетика, плавучий ветрогенератор, аккумулярование энергии, производство и хранение сжатого/сжиженного воздуха, эффективность.

Key words: offshore wind power, floating wind turbine, energy storage, production and storage of compressed or liquefied air, efficiency.

Рассмотрены морские плавучие ветрогенераторы с системами аккумулярования энергии. Представлен анализ существующих морских ветроустановок, продемонстрированы тенденции их развития, показаны их преимущества и недостатки. Проанализированы особенности морских плавучих ветроустановок, показаны их преимущества, приведены примеры реализации известных пилотных проектов. Рассмотрены методы аккумулярования энергии на морских плавучих ветроустановках, обеспечивающие повышение эффективности электрогенерации, снижающие зависимость от изменения погоды, а также условий переменной нагрузки в сети. Представлен вариант компоновки основных элементов морской плавучей ветроустановки и схема соединения компрессора и турбины с генератором. Приведены результаты оценочных расчетов возможного диапазона мощности оборудования плавучих ветроустановок и ожидаемых энергозатрат на производство электроэнергии с системами аккумулярования. Сделан вывод о перспективности использования морских плавучих ветроустановок с системами аккумулярования энергии.

Abstract Offshore floating wind generators with energy storage systems are considered. An analysis of existing offshore wind turbines is presented, trends in their development are demonstrated, their advantages and disadvantages are shown. The features of offshore floating wind turbines are analyzed, their advantages are shown, examples of the implementation of well-known pilot projects are given. Methods of energy storage on offshore floating wind turbines, which provide an increase in the efficiency of power generation, reduce dependence on weather changes, as well as conditions of variable load in the network, are considered. A variant of the layout of the main elements of an offshore floating wind turbine and a connection diagram of a compressor and a

turbine with a generator are presented. The results of estimated calculations of the possible range of capacity of the equipment of floating wind turbines and the expected energy consumption for the production of electricity with storage systems are presented. It is concluded that the use of offshore floating wind turbines with energy storage systems is promising.

Морская ветроэнергетика среди всех известных направлений возобновляемой энергетики развивается наиболее эффективно и считается самой перспективной. Строительство ветроэнергетических установок всех известных типов по сравнению с вводом других возобновляемых источников энергии (ВИЭ), не смотря на целый ряд организационных проблем, главная из которых – отчуждение больших участков земли для их размещения, идет наиболее высокими темпами. Доля ветроэнергетики от общего производства электроэнергии в мире по разным оценкам [1] составляет сегодня 1,5-2,0%.

Эффективность использования ветра в море для производства электроэнергии на 30% выше, чем на суше, так как на морских просторах нет препятствий, приводящих к завихрениям и потере скорости ветра. Проблема отчуждения земли не затрагивает развитие морской ветроэнергетики. По данным «The EU Blue Economy Report 2020» [2] доля вводимых только в странах ЕС в эксплуатацию прибрежных ветряных установок за последние несколько лет постоянно увеличивалась (рис. 1). На конец 2020 года из всех ветрогенераторов суммарной установленной мощностью 773000 МВт на морские установки приходится 4,5 % [3].

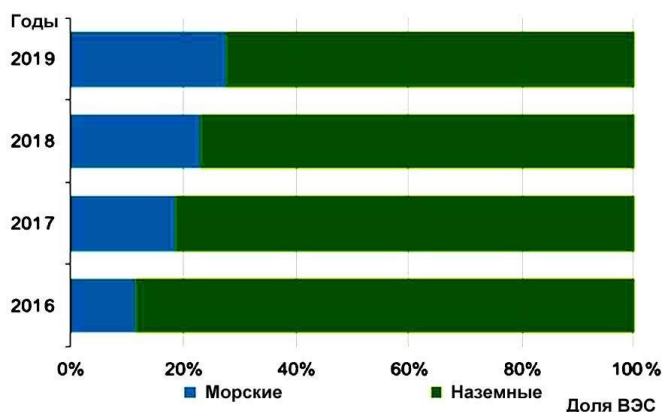


Рис. 1 Соотношение вводимых мощностей морской и береговой ветроэнергетики в ЕС

Обозначенная в европейской энергетике еще в 2012 году как «стратегия голубого роста», интенсивное использование энергии морского происхождения, называемой также «голубой энергией», рассматривается Европейской комиссией в качестве приоритетных для обеспечения устойчивого роста европейской экономики. По мнению зарубежных аналитиков [2, 4] высокий потенциал энергия морского ветра, стратегическая социально-экономическая и экологическая добавленная стоимость делают морскую ветроэнергетику возобновляемым источником,

призванным играть решающую роль в достижении климатически нейтральной европейской экономики уже к 2050 году.

В нашей стране отношение к морской ветроэнергетике не столь оптимистичное и, соответственно, темпы ее развития более скромные, а о морской ветроэнергетике можно говорить пока только как о зарождающемся направлении. Тем не менее, учитывая географическое положение России, а также особое внимание, которое в последнее время уделяется у нас созданию морских ветроустановок [5], перспективность развития этого направления среди других ВИЭ однозначна. Согласно оценкам российских экспертов Ассоциации развития возобновляемой энергетики, Россия обладает высоким потенциалом в морской ветрогенерации. Наиболее перспективным регионом для ее развития считается Каспийское море и Астраханская область, где к 2024 году планируется ввести в строй ветровые электростанции суммарной мощностью 377 МВт [6]. С учетом же высокой стоимости морских ветрогенераторов и длительного срока их окупаемости, при создании морских ветроустановок должны применяться наиболее эффективные технологии реализации ВИЭ, позволяющие снизить зависимость от погодных условий и колебаний нагрузки в энергосети.

Целью исследования является анализ существующих морских плавучих ветроустановок, тенденций их развития, а также рассмотрение метода аккумулирования энергии на морских плавучих ветроустановках для повышения эффективности электрогенерации на этих сравнительно новых, достаточно дорогих, но зато лишенных зависимости от глубины моря для своего размещения, и поэтому – наиболее перспективных морских ВИЭ.

Материалы и методы исследования. При проведении исследований использовались результаты выполненного авторами анализа основных типов морских ветроустановок, тенденций их развития и размещения в море, сравнения характеристик и возможности использования в локальных энергосистемах. Рассматривались существующие морские стационарные и плавучие ветрогенераторы, анализировались особенности их использования в различных энергосистемах, сопоставлялись результаты реализации известных пилотных проектов, проводилось сравнение их преимуществ и недостатков.

В связи с тем, что особое внимание при разработке и эксплуатации морских ветроэнергетических установок должно уделяться обеспечению эффективности получения и использования электроэнергии на этих достаточно дорогих объектах ВИЭ, полностью зависящих от погодных условий, основным направлением проведенного анализа стало исследование возможности аккумулирования энергии непосредственно на ветроустановках. Именно метод аккумулирования энергии обеспечивает повышение эффективности электрогенерации за счет снижения зависимости от изменения погоды, а также условий переменной нагрузки в сети. Кроме того, на основе анализа известных конструкций плавучих ветрогенераторов был разработан вариант компоновки основных элементов

морской плавучей ветроустановки с системой аккумулирования энергии и предложена схема соединения компрессора и турбины с генератором. Анализ характеристик плавучих ветроустановок и моделирование термодинамических циклов возможных систем аккумулирования энергии позволил выполнить оценочные расчеты диапазона мощности их основного оборудования и ожидаемых энергозатрат на производство электроэнергии.

Использование стационарных морских ветроустановок имеет свою достаточно продолжительную историю. Однако, из-за ограничений по глубине шельфа: от 15 до 30 м, на котором их можно размещать, широкого распространения на бескрайних океанских просторах они не получили.

В течение последних десяти лет отмечается тенденция к увеличению удаления от береговой линии стационарных морских ветроустановок (рис. 2) [7]. Еще в 2010 году морские ветроустановки в Европе выносились в море на удалении от побережья в среднем чуть более десяти километров. В 2013 году – в среднем уже на 20 километров, в 2016 году – более чем на 30 километров, в 2018 году – на 40 километров, а 2019 году – в среднем на 59 километров.

Соответствующая тенденция к росту прослеживается и с глубиной шельфа для размещения стационарных ветрогенераторов. В 2011 году ветроустановки располагались на шельфе с глубиной менее 15 м, в 2015 году – более 20, в 2019 году – уже более 30 м. Но районами их расположения в основном оставались прибрежные зоны и, как правило, с интенсивным судоходством.

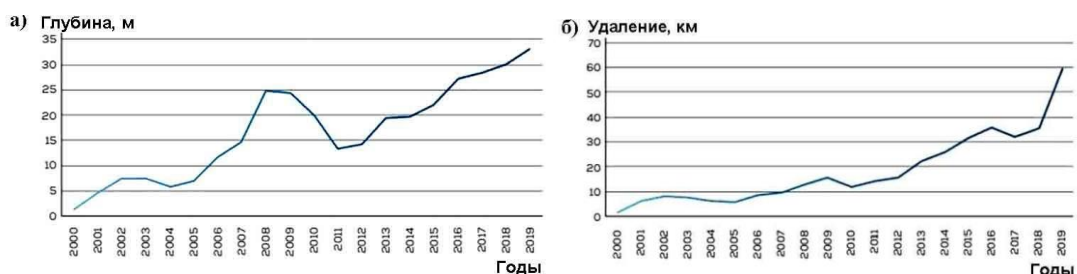


Рис. 2 Диахроническая эволюция средней глубины размещения морских ветроустановок (а) и их удаления от побережья (б)

Плавучие ветроустановки, расположение которых в океане не ограничено глубиной, не имеют этого недостатка. Их основанием являются, как правило, полупогружные конструкции, фиксирующиеся относительно морского дна швартовочно-анкерной трехточечной системой. Подобные сооружения обладают высокой волноустойчивостью, необходимой устойчивостью при штормовом ветре, а также ледостойкостью.

Пока эти установки находятся в стадии реализации пилотных проектов. Первая в Европе плавучая ветроустановка появилась в 2009 году в 10 км от юго-западного побережья Норвегии: проект компании «Hvwind» с турбиной мощностью 2,3 МВт. С 2015 года у побережья Шотландии реализуется второй проект норвежской компании «Statoil» и шотландской – «Peterhead»

с ветроустановкой мощностью 30 МВт, состоящей из пяти плавающих ветровых турбин по 6 МВт, размещенных на глубинах более 100 м в 25 км от берега [8].

В Португалии в пяти километрах от побережья Агусадора развернут третий пилотный проект, известный как «WindFloat». Его цель – демонстрация экономического потенциала и надежности этой технологии, которая даст основание говорить о ее дальнейшей коммерциализации. Ветроустановка включает 4 турбины общей мощностью 25 МВт [8]. Проект реализуется под руководством консорциума компаний, включая французскую группу «Engie», португальскую «EDPR», японскую «Mitsubishi Corp - Chiyoda Corp» и испанскую «Repsol». Параллельно разрабатываются аналогичные проекты в Великобритании, Португалии, Норвегии, Франции.

На рис. 3 изображены основные типы несущих конструкций морских ветрогенераторов [9]. Традиционно их располагают на одиночных опорах, треногах, фермовых основаниях или массивных гравитационных платформах, стационарно установленных на дне шельфовой зоны.

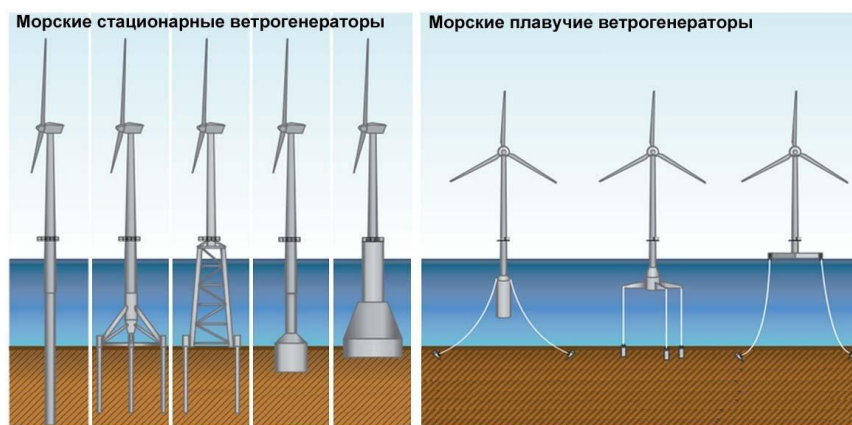


Рис. 3 Основные типы конструкций морских ветроустановок

И лишь три типа из известных восьми имеют плавучие платформы: на одном плавучем цилиндрическом бую [10] или на плавучем подводном, надводном или полупогружном треугольном основании [11]. Последний тип стал основой создания самой большой на сегодня плавающей ветроустановки в мире. Ветрогенератор, разработанный и изготовленный японскими специалистами, имеет мощность 7 МВт, высота его составляет 105 м, установлен в 20 км от побережья Фукусимы, фиксируется относительно дна с помощью четырех 20-тонных якорей. Его конструкция может выдержать воздействие морских волн и волн цунами, высотой до 20 м.

Также необходимо отметить испанские разработки плавучих ветрогенераторов. На данный момент ведется разработка нескольких уникальных проектов, таких как:

- первая в Испании ветровая турбина на телескопической башне, которая позволит удешевить на 30 % строительство «ветровых полей»;

- проходящая испытания первая в мире плавучая ветроустановка с двумя турбинами, опирающиеся на одну общую платформу [12].

В перспективе рассматривается применение плавучих модульных конструкций морских ветроустановок [13], которые могут образовывать целые ветроэнергетические поля или фермы, а также плавучих поплавковых конструкций с летающими ветрогенераторами, соединенными с поплавковым основанием кабель-тросом [14, 15].

Следует подчеркнуть, что на сегодняшний день изготовление, транспортировка и монтаж ветроустановок в море технологически обеспечены и практически отработаны. Для транспортировки элементов морских ветроустановок используются специализированные суда оффшорного флота, для монтажа и технического обслуживания – несамоходные и специализированные самоходные платформы, а также достаточно остойчивые суда типа SWATH – Small Waterplane Area Twin Hull (суда с малой площадью ватерлинии) [16].

Результаты исследования и их обсуждение. Нестабильность работы энергосистем, связанная с использованием ВИЭ, зависящих от погодных условий и времени суток, остается одной из нерешенных проблем, особенно для локальных и распределенных энергосистем [17]. Наиболее эффективным методом решения проблемы выравнивания суточной нагрузки в энергосети является применение технологий аккумулирования энергии. Реализация этих технологий позволяет, с одной стороны, повысить эффективность традиционной энергетики, а с другой – расширить возможности возобновляемой энергетики, в первую очередь солнечной и ветровой. Особое значение метод аккумулирования энергии приобретает для локальных и замкнутых энергосистем.

Для морской ветроэнергетики самой перспективной технологией повышения эффективности генерации является аккумулирование энергии непосредственно на плавучей платформе ветрогенератора. Метод предусматривает использование автономной системы хранения тепловой энергии, использующей сжатый или сжиженный воздух, либо азот.

На рис. 4 представлен вариант реализации этого метода на морском плавучем ветрогенераторе с поплавковым основанием. Ветроустановка имеет автономную гидро-пневмоаккумулирующую систему, в которой избыточная энергия ветра используется для привода гидропоршня с преобразованием в энергию давления сжатого воздуха. Давление в аккумуляторе, расположенном в поплавковом основании, регулируется или поддерживается путем заряда/разряда сжатого воздуха с помощью гидравлической системы, насос которой работает от электроэнергии, вырабатываемой ветротурбиной. В системе накопления энергии сжатым воздухом реализуется почти изотермическое сжатие/расширение и накопление энергии до преобразования в электрическую энергию. Морская вода используется в качестве жидкостного поршня для сжатия воздуха.

Жидкостный поршень создает положительное газовое уплотнение, обеспечивает пространство для сжатия с большой площадью поверхности для увеличения теплопередачи и использует океан в качестве источника/поглотителя теплоты. Сжатый воздух хранится в «открытом аккумуляторе», где объем воздуха изменяется за счет вытеснения жидкости. Возможность обмена энергией в открытом аккумуляторе путем добавления или отбора газа или жидкости обеспечивает преимущества управления системой, включая сохранение переходных процессов большой мощности и прямое управление давлением воздуха независимо от уровня накопления энергии [18, 19].

Особенностью этой схемы аккумулирования является подводное хранилище воздуха, где в условиях низкой температуры давление воздуха будет падать. Создать хорошо теплоизолированное подводное хранилище слишком дорого, поэтому КПД такой схемы следует ожидать не более 50 %. Другой особенностью этой установки является расположение емкости высокого давления на дне, что требует для соединения с открытым аккумулятором иметь гибкий шлангокабель высокого давления и достаточно большой длины.

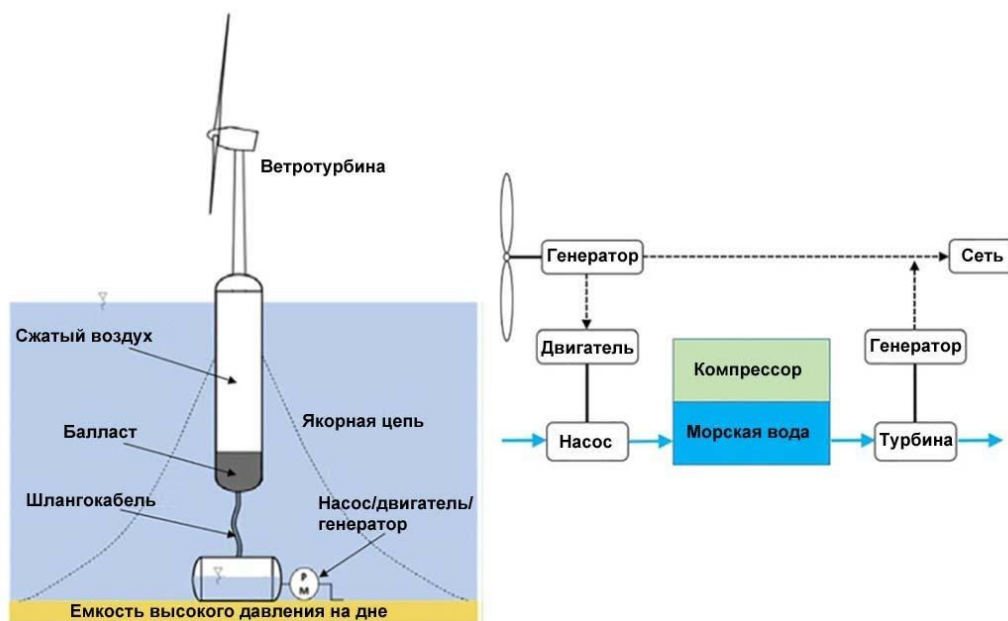


Рис. 4 Схема плавучей установки с ветряной турбиной и автономной гидро-пневмоаккумулирующей системой

Исключить этот конструктивный недостаток возможно, используя для размещения воздушных аккумуляторов опорные колонны плавучей или полупогружной платформы, имеющие герметичную конструкцию. Балластная система платформы обеспечит регулирование в них давления воздуха. На самой платформе достаточно места для размещения компрессорного оборудования, нет необходимости в резервных электрогенераторах. В отсутствие ветра сжатый воздух будет подаваться на основной ветрогенератор, вращая турбину. Нами разработан вариант

компоновки основных элементов морской плавучей ветроустановки и схема соединения компрессора и турбины с генератором (рис. 5). Подобная конфигурация позволяет вращать электрогенератор в отсутствие ветра.

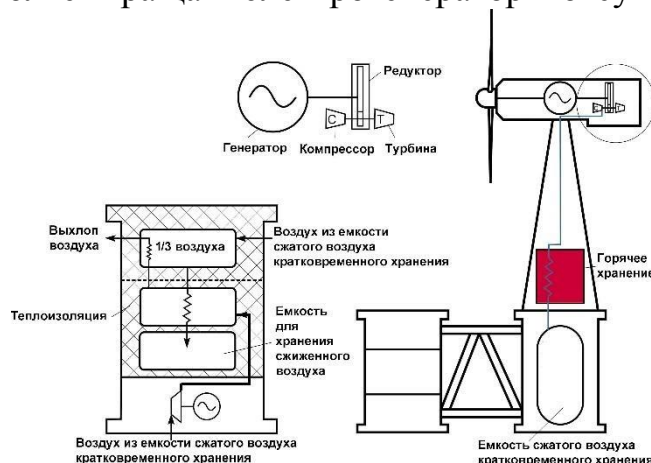


Рис. 5 Система хранения энергии сжатого воздуха – Compressed Air Energy Storage (CAES) с аккумулятором на морской плавучей ветроустановке

Размещение на одном валу с электрогенератором компрессора и турбины дает возможность обеспечить максимальное использование электрогенератора для накопления энергии. Полученная от ветрогенератора избыточная электроэнергия используется для работы компрессора, сжимающего воздух. Сжатый воздух накапливается и хранится в воздушном аккумуляторе. При недостатке силы ветра для поддержания требуемой мощности ветрогенератора уже турбиной сжатого воздуха будет вырабатываться необходимая дополнительная энергия.

Еще одним перспективным способом хранения избыточной энергии является использование сжиженного воздуха или азота. При этом азот является более безопасным теплоносителем, так как хранение сжиженного воздуха сопряжено с большой взрыво- и пожароопасностью.

Жидкий воздух – это атмосферный воздух, охлажденный до температуры его сжижения. Сжиженный воздух после нагревания и изменения своего агрегатного состояния значительно расширяется и увеличивается в объеме, что делает его потенциально перспективным для накопления и хранения энергии. Предлагается запасть электрическую энергию в виде сжиженного воздуха, который в дальнейшем может храниться в условиях атмосферного давления в цистернах, размещенных в основаниях морских ветрогенераторов. Подобный метод разработан компанией Highview Power Storage, а схема аккумулирования энергии изображена на рис. 6 [20].

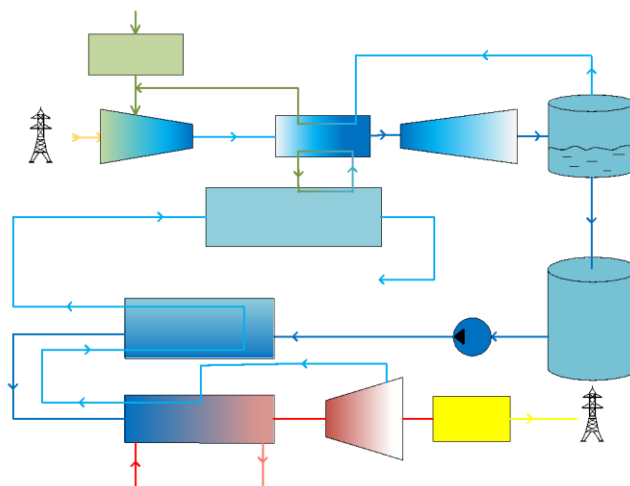


Рис. 6 Схема установки аккумулирования энергии компании Highview Power Storage

Особенностью разработки является то, что излишек выработанной электроэнергии идет на понижение температуры воздуха до уровня -190°C . При этом получают энергоноситель, который принято называть «криогенный воздух». Его хранят в отдельной цистерне при давлении 1 бар. Эта технология получила название хранения энергии воздуха в жидком виде или в виде криогенной энергии – Liquid Air Energy Storage (LAES). Технология LAES, предложенная британскими разработчиками, обладает рядом преимуществ в отличие от метода заряда электрических батарей или обеспечения работы станций перекачивания воды [21]. Выработанная, но не использованная внешним потребителем электроэнергия идет на понижение температуры воздуха и последующее его сжижение. Для хранения криогенного воздуха используются две отдельные теплоизолированные емкости.

Перевод сжиженного воздуха в газообразное состояние для соответствия параметрам окружающей среды происходит за счет нагрева в специальном теплообменнике при давлении 70 бар. Полученный после газификации воздух, подается на турбину, обеспечивающую выработку электроэнергии. При этом не весь охлажденный воздух используется в процессе, но он не теряется, в атмосферу не выбрасывается, а улавливается специальным оборудованием для повторного использования при сжижении воздуха [22].

Известно, что нагревание сжиженного воздуха до температуры окружающей среды компенсирует до 50 % энергетических затрат от самого процесса сжижения. Но если температуру криогенного воздуха повысить еще больше, то уровень компенсации энергозатрат возрастет до 75 %. При этом для нагрева воздуха можно использовать утилизацию бросовой тепловой энергии.

Криогенное хранилище энергии компании Highview Power Storage мощностью 5 МВт, пройдя необходимые испытания, введено в эксплуатацию недалеко от Манчестера [23]. Подобная криоустановка

эксплуатируется на электростанции, вырабатывающей электричество из биомассы в городе Слау [24]. В планах компании – повышение мощности своих аккумулирующих установок до уровня 8-10 МВт, а также строительство четырех крупных аккумуляторов энергии на сжиженном воздухе, в состав которых войдут две аккумулирующие емкости для жидкого воздуха по 7700 т и восемь 25 мегаваттных турбин [22].

На основе рассмотренного выше анализа, предлагаемого различными производителями электро- и теплоэнергетического оборудования и установок для аккумулирования и преобразования тепловой энергии в электрическую, нами была произведена расчетная оценка возможного диапазона мощности задействованного оборудования, затрат на производство электроэнергии на морских ветроустановках и эффективности системы аккумулирования энергии. Результаты расчетной оценки показывают приемлемость энергозатрат в рассмотренных выше системах аккумулирования энергии с последующим ее использованием при производстве электроэнергии в условиях слабого ветра или полного его отсутствия. Однако эффективность этих систем аккумулирования будет существенно отличаться.

На рис. 7 и 8 представлены расчетные оценки зависимостей, соответственно, мощности воздушного компрессора от конечного давления сжатого воздуха и мощности детандера от начального давления подаваемого на него сжатого воздуха в системе аккумулирования, представленной на рис.5. Сопоставление полученных данных показывает, что эффективность системы аккумулирования энергии с помощью сжатого воздуха будет обеспечена, но в реальных условиях ее значение не будет превышать 30%.

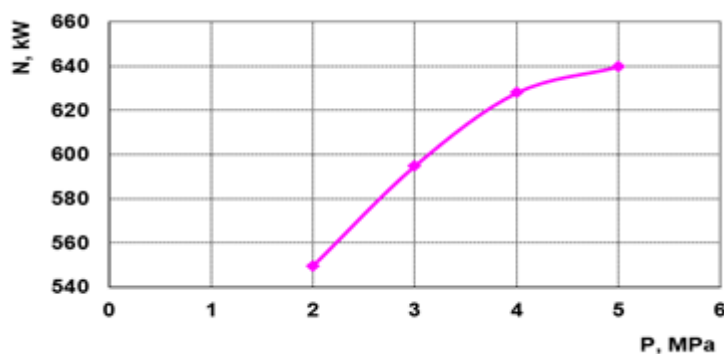


Рис. 7 Зависимость мощности компрессора от конечного давления (при постоянном расходе 1 кг/с)

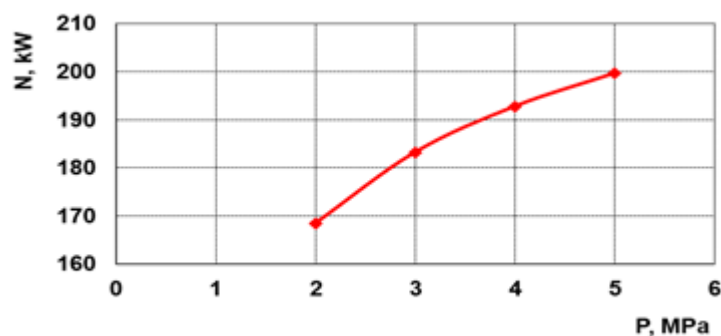


Рис. 8 Зависимость мощности детандера от начального давления (начальная температура перед детандером 15°C, конечное давление – несколько выше атмосферного)

Применяя вторую схему (рис. 6), в которой воздух после детандера используется для охлаждения и сжижения воздуха во второй – теплоизолированной цистерне, можно реализовать более эффективный в термодинамическом плане цикл длительного хранения энергии. В этом случае, подавая воздух на детандер при температуре 15 °С и начальном давлении в диапазоне от 2 до 5 МПа, на выходе можно получить воздух с температурой, соответственно, от –140 до –180°С (рис. 16). Используя после детандера этот холодный воздух для получения сжиженного воздуха в емкости длительного хранения, эффективность всей системы аккумулирования энергии может повыситься уже до 50 %. Обратная газификация жидкого воздуха будет производиться за счет теплоты океана.

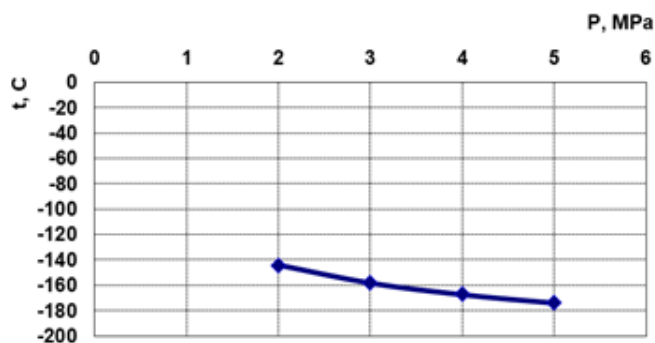


Рис. 9 Изменение температуры после детандера

И наконец, если воздух дополнительно подогреть до температуры 200-500°С, эффективность системы аккумулирования энергии можно довести до уровня более 100% (рис. 10).

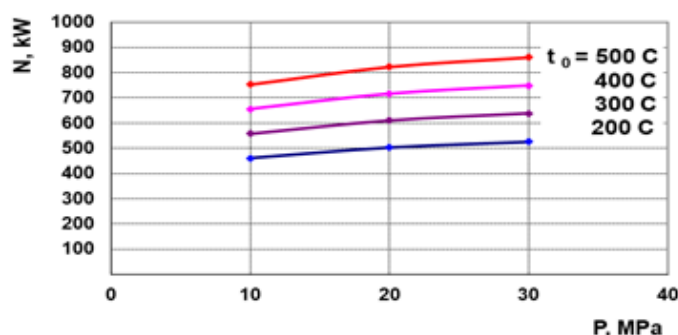


Рис. 10 Зависимость мощности турбины от давления и температуры воздуха перед турбиной

С повышением температуры воздуха растет теплосодержание сжатого воздуха перед турбиной, что обеспечит выработку гораздо большего количества электроэнергии, чем было ее затрачено на сжатие воздуха в компрессоре. При этом в качестве дополнительного источника тепловой энергии для нагрева сжатого воздуха может использоваться избыточная электроэнергия, выработанная самим ветрогенератором, тепловая энергия от системы аккумулирования, а также солнечная энергия.

Выводы. Преимущество морской ветроэнергетики определяется отсутствием необходимости отчуждения земли для размещения ветроустановок, а также высокой, по сравнению с сушей, эффективностью использования ветра для производства электроэнергии.

Создание плавучих ветроустановок позволяет исключить две основные проблемы, сдерживающие их широкомасштабное применение: зависимость размещения от глубины моря и привязку к расположению на шельфе в прибрежных зонах, как правило, с интенсивным судоходством.

Для решения третьей проблемы: обеспечения их эффективности при нестабильной генерации из-за погодных условий, необходимо использовать технологии аккумулирования энергии непосредственно на самой ветроустановке. Именно в море не будет ограничений для размещения оборудования хранения энергии, в частности, резервуаров для сжатого/сжиженного воздуха. Проще решается задача обеспечения пожарной безопасности при использовании сжиженного воздуха.

Совмещение плавучих ветрогенераторов с системами аккумулирования энергии обеспечит снижение себестоимости всей электрогенерирующей установки. В этом случае не потребуется дублирования генераторов и отпадает необходимость в размещении отдельных емкостей для хранения сжатого или сжиженного воздуха.

Эффективность термодинамических циклов, реализуемых в рассмотренных методах аккумулирования энергии, будет обеспечена постоянством параметров и бесконечностью массы морской воды, как при выполнении функции теплоприемника для охлаждения сжимаемого

воздуха, так и низкопотенциального источника теплоты – при газификации сжиженного воздуха.

Рассмотренные особенности морских плавучих ветрогенераторов с системами аккумулирования энергии и расчетные оценки ожидаемой эффективности позволяют сделать вывод о перспективности их широкого использования.

Список используемых источников:

1. Ветроэнергетика в России: состояние и перспективы развития. URL: <https://fb.ru/article/379529/vetroenergetika-v-rossii-sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya> (дата обращения: 10.06.2021).

2. The EU Blue Economy Report 2020. URL: <https://www.msp-platform.eu/practices/eu-blue-economy-report-2020> (дата обращения: 02.06.2021).

3. Ветроэнергетическая отрасль мира: итоги 2020 года. URL: <https://www.eprussia.ru/articles/vetroenergeticheskaya-otrasl-mira-itogi-2020-goda.htm> (дата обращения: 17.05.2021).

4. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. European Commission, Brussels. 19.11.2020. COM (2020) 741 final. 26 p.

5. Альтернативная энергетика: перспективы развития рынка ВИЭ в России. URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/alternativnaya-energetika-perspektivy-razvitiya-rynka-vie-v-rossii/> (дата обращения: 17.07.2021).

6. Астраханская область рассматривается как первый в России регион для развития морской ветроэнергетики. URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2020/6390105.htm> (дата обращения: 07.07.2021).

7. Eólica marina europea: cada vez más grande, cada vez más lejos, en aguas cada vez más profundas. URL: <https://www.energias-renovables.com/eolica-la-eolica-marina-ya-es-mas-barata-20200211> (дата обращения: 15.06.2021).

8. Плавающие ветрогенераторы: признаки многообещающего будущего. URL: <https://ensat.ru/news/greenenergy/184.html> (дата обращения: 12.06.2021).

9. Floating wind turbine concepts: fixed-bottom foundation & floating offshore concepts. URL: <https://twitter.com/iea/status/577862013331718147> (дата обращения: 01.06.2021).

10. Ветряки на воде – в Шотландии появится первая плавающая электростанция. URL: <https://mplast.by/novosti/2015-11-13-vetryaki-na-vode-v-shotlandii-poyavitsya-pervaya-plavayushhaya-elektrostantsiya/> (дата обращения: 01.06.2021).

11. Самый большой в мире морской ветрогенератор. URL: <https://masterok.livejournal.com/2472384.html> (дата обращения: 01.06.2021).

12. En esta base de Canarias se investiga la eólica marina del futuro. URL: <https://www.eleconomista.es/canarias/amp/10637181/En-esta-base-marina-de-Canarias-se-investiga-la-eolica-marina-del-futuro> (дата обращения: 04.06.2021).
13. Радченко П.М. Морской плавучий ветропарк / П.М. Радченко // Наука и транспорт. Морской и речной транспорт. 2013. № 1(5). С. 82-86.
14. Makani's first offshore energy kite flight. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=F6NW0QeKLZA> (дата обращения: 10.09.2021).
15. Голландцы заставят беспилотники добывать электричество URL: <https://nplus1.ru/news/2017/04/25/tethered> (дата обращения: 10.09.2021).
16. Суда оффшорного флота. URL: <https://fishki.net/2656995-suda-offshornogo-flota.html> (дата обращения: 05.09.2021).
17. Новых А.В., Свириденко И.И. Аккумуляирование энергии / А.В. Новых, И.И. Свириденко // Безопасность, эффективность, ресурс. Сб. тез. докл. 13-й Межд. научн.-практ. конф. по атомной энергетике. Севастополь, Оргкомитет МНПК АЭ-2017. СевГУ. С. 132-135.
18. Compressed air energy storage for offshore wind turbines. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Compressed-Air-Energy-Storage-for-Offshore-Wind-Li-Loth/c9b23bea20236c8c695e3ec148165c06b7aa6d03/> (дата обращения: 10.08.2021).
19. Saadat M., Shirazi F.A., Li P.Y. Modeling and control of an open accumulator compressed air energy storage (CAES) system for wind turbines. Applied Energy. 2015. № 137. Pp. 603-616. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2014.09.085.
20. Ученые рассматривают сжиженный воздух в качестве серьезной альтернативны традиционным аккумуляторам. URL: <http://energycraft.org/ekonomiya-elektroenergii/uenye-rassmatrivaut-siennyj-vozduh-v-kaestve-sereznoj-alternativny-tradicionnym-akkumulatoram.html> (дата обращения: 07.09.2021).
21. Liquid Air Energy Storage URL: https://warwick.ac.uk/fac/sci/eng/research/grouplist/electricalpower/images/newsnevents/hies2017/presentations/hies2017_highview.pdf (дата обращения: 07.07.2021).
22. Создан инновационный аккумулятор для чистой энергии URL: https://zen.yandex.ru/media/id/5b47636c1f242d00a9b94510/sozdan-innovacionnyi-akkumuliator-dlia-chistoi-energii-5c0acbb31d594500ab44cb9a?utm_source=serp (дата обращения: 27.06.2021).
23. Крупнейшая в мире криогенная электростанция открыта в Англии. URL: <https://ecotechnica.com.ua/energy/1814-krupnejshaya-v-mire-kriogennaya-elektrostantsiya-otkryta-v-anglii-video.html> (дата обращения: 05.06.2021).

24. Криоэнергетика: криогенная электростанция. URL: <https://www.popmech.ru/technologies/12689-prodavtsy-vozdukha-krioenergetika/> (дата обращения: 22.06.2021).

УДК 621.317.3:621.316.722

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ВЫЯВЛЕНИЯ ФЛИКЕРА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Куделина Д.В.

Юго-Западный государственный университет

Email: mary_joy@mail.ru

Ключевые слова: качество электроэнергии, фликер, резкопеременная нагрузка, компьютерное моделирование.

Key words: power quality, flicker, abruptly variable load, computer simulation.

Рассмотрены вопросы качества электроэнергии. При возникновении быстрых колебаний напряжения возникают негативные воздействия на зрение из-за колебаний светового потока электрических источников света. Показано на примере компьютерной модели простейшей системы электроснабжения, что использование производных токов и напряжений нагрузки может быть использовано для выявления причин несимметрии - разные значения мощности (сопротивления) трехфазной нагрузки или же различными значениями фазных напряжений питающей сети.

The issues of power quality are considered. When rapid voltage fluctuations occur, negative effects on vision occur due to fluctuations in the luminous flux of electrical light sources. It is shown on the example of a computer model of the simplest power supply system that the use of derivatives of load currents and voltages can be used to identify the causes of asymmetry - different values of power (resistance) of a three-phase load or different values of phase voltages of the supply network.

В настоящее время электрическая энергия (ЭЭ) является товарной продукцией, производимой для ее реализации потребителям. Следовательно, при поставке электроэнергии потребителям должны соблюдаться утвержденные нормы качества электрической энергии (КЭЭ), так как только при использовании электроэнергии надлежащего качества создаются нормальные условия работы различного электрического оборудования и электроприемников.

Само КЭЭ устанавливается как степень соответствия определенных характеристик электроэнергии в точках передачи ЭЭ пользователям

электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц [1]. Данные точки находятся на линии разделения поставщиков ЭЭ и потребителей ЭЭ по признаку собственности.

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

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

Превышение допустимых значений кратковременной и длительной доз фликера возникает в электрических сетях с той или иной степенью повторяемости. На ниже приведенных рис.1 и рис.2 показаны суточные графики изменения показателей КЭЭ, относящихся к фликеру. Эти графики были получены авторами статьи при мониторинге КЭЭ на одном энергетическом объекте. По этим рисункам видно, что за рассматриваемые сутки происходит нарушение норм показателей КЭЭ, установленных для фликера.

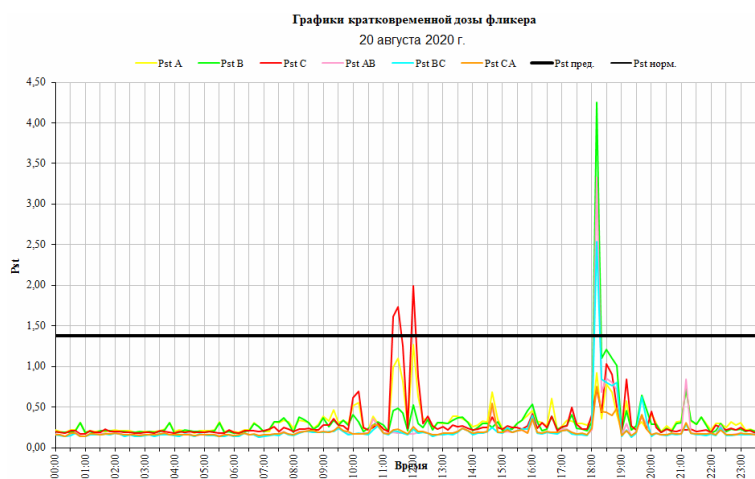


Рис. 1. Суточный график кратковременной дозы фликер.

В различных источниках указывается, что появление значительных доз фликера связано, прежде всего, с наличием в составе потребителей ЭП с резкопеременным режимом [5–7]. Работа подобных ЭП также

сопровождается появлением интергармонических составляющих сетевого напряжения [8]. Выявление потребителей ЭЭ, создающих значительные колебания напряжения, может производиться приборами, предназначенными для измерений ПКЭ [9]. Но такие приборы имеют довольно высокую стоимость, что делает задачу разработки сравнительно простых средств определения мест возникновения фликера достаточно актуальной.

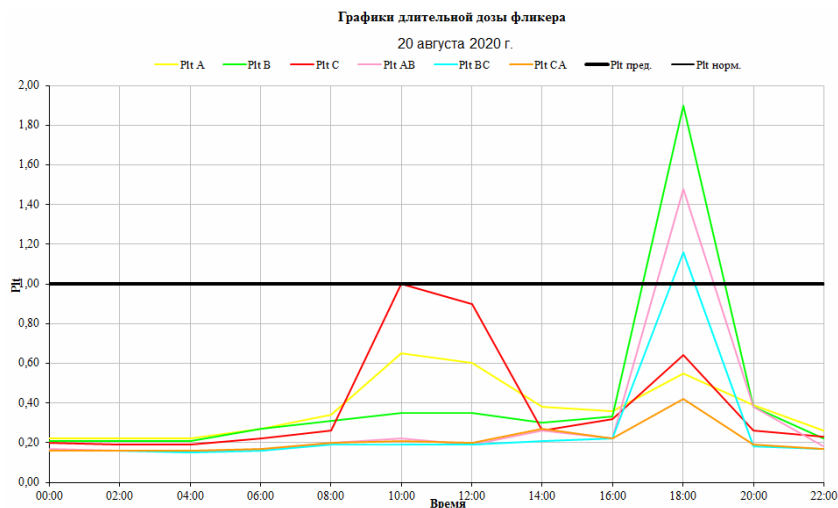


Рис. 2. Суточный график длительной дозы фликера.

Рассмотрим результаты измерений интергармонических составляющих напряжения фазы В, усредненных за 10 минут, полученные в интервал времени, включающий в себя возникновение нарушения допустимых норм фликера.

Таблица 1 – Значения интергармонических составляющих напряжения.

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

Из этой таблицы видно, что в момент превышения норм фликера значения интергармонических составляющих значительно возрастают, что можно использовать для поиска мест возникновения недопустимых значений фликера. Но аппаратная реализация такого устройства регистрации интергармоник требует использования фильтров различных

частот с высоким уровнем добротности, чтобы обеспечить высокую селективность выявления интергармоник.

Рассмотрим возможность применения более простого способа регистрации интергармоник с использованием операций дифференцирования токов в электрической сети. Произведем компьютерное моделирование простейшей системы электроснабжения, схема которой приведена на рис.3.

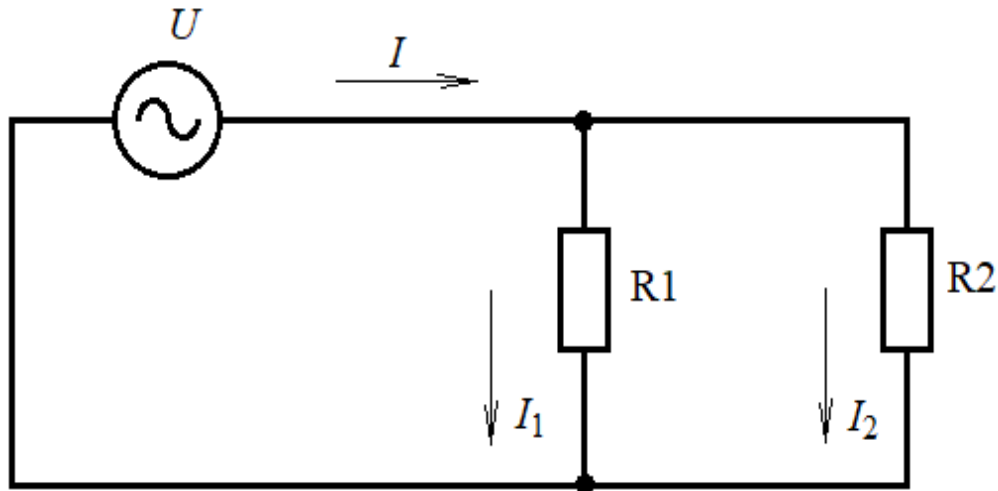


Рис. 3. Схема простейшей системы электроснабжения.

На этой схеме от источника переменного напряжения питаются два ЭП, представленные в виде активных сопротивлений R1 и R2. Сопротивление R1 моделирует ЭП с резкопеременным характером работы, а сопротивление R2 - ЭП со спокойным характером работы. На рис.4 приведена схема компьютерной модели, разработанной в пакете Simulink системы научных расчетов MatLab.

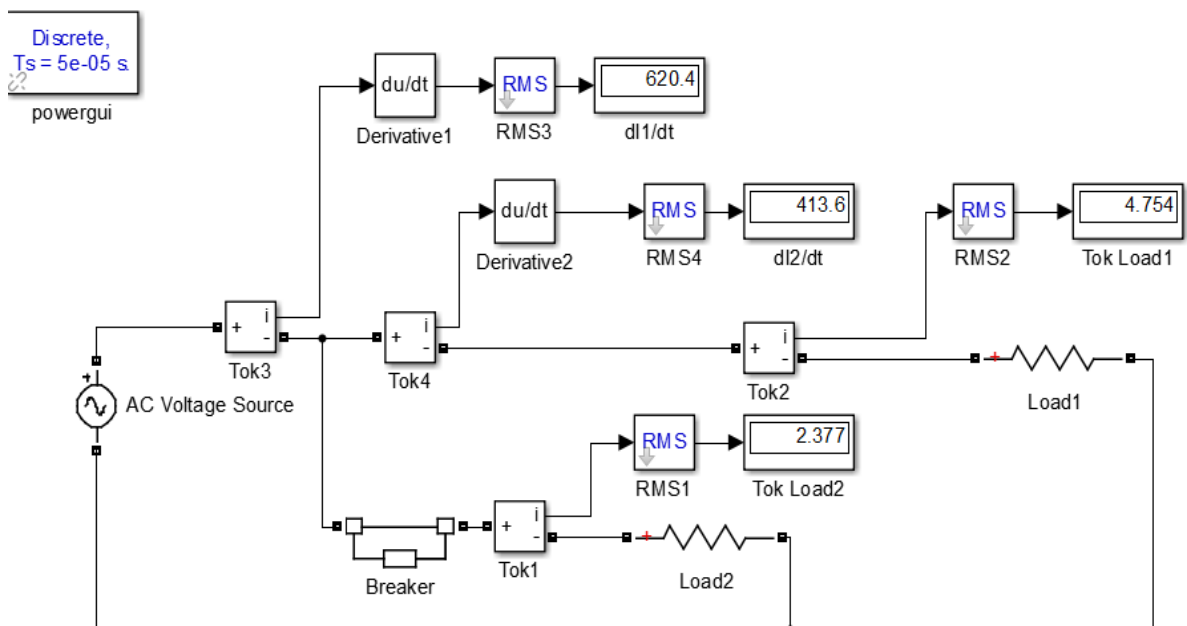


Рис. 4. Компьютерная модель простейшей системы электроснабжения.

Ток I представляет собой сумму двух токов – тока резкопеременной нагрузки (Load2 на компьютерной модели) и тока спокойной нагрузки (Load1 на компьютерной модели). Для каждого из этих токов определяется производная элементами Tok, Derivative, RMS и дисплей для вывода значений dI/dt . Также для каждой нагрузки производилось измерение токов. Резкопеременный характер нагрузки создавался при помощи управляемого ключа Breaker, производившего частое подключение и отключение нагрузки Load2).

В результате моделирование было найдено значение производной тока двух нагрузок, равное 620,4. Для тока нагрузки Load1 значение производной тока оказалось равным 413,6 или в полтора раза меньше. В реальных измерительных схемах значение производной тока можно получать с помощью дифференцирующих цепочек, имеющих значительно более простое устройство, чем комплекс фильтров с высокой степенью добротности. Это позволяет производить оценку местоположения ЭП, создающих недопустимые значения фликера в электрической сети, сравнительно простыми аппаратными средствами.

Приведенные результаты компьютерного моделирования показывают возможность использования для мониторинга источников с повышенным значением фликера производных токов контролируемых цепей. Для этой цели следует использовать простые по технической реализации дифференцирующие цепочки. Применение таких параметров позволит по мере увеличения содержания фликера в электрической сети достаточно точно определить местоположение ЭП, вызывающих значительные колебания напряжения в электрической сети и недопустимые значения кратковременной и длительной доз фликера, создающих значительные колебания светового потока электрических источников света, которые в свою очередь негативно влияют на зрение человека.

Список используемых источников:

1. Коверникова Л.И., Суднова В.В., Шамонов Р.Г. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению. Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
2. Коверникова Л.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Н. Качество электроэнергии в ЕЭС России: Текущие проблемы и необходимые решения // Электроэнергия: Передача и распределение. 2016. № 2(35). С. 28–38.
3. Дед А. В., Сикорский С. П., Смирнов П. С. Результаты измерений показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения предприятий и организаций // Омский научный вестник. 2018. № 2 (158). С. 60–64. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-158-60-64.
4. Черепанов В.В., Калинина Е.А. Расчет кратковременной дозы фликера, возникающей при стохастическом характере изменения электрических нагрузок // Фундаментальные исследования. 2016. № 11-5. С. 960-967.

5. Лисицкий К.Е. Совершенствование методов и средств оценки фликера при использовании источников света с разной чувствительностью к колебаниям напряжения в электрической сети // Известия высших учебных заведений, проблемы энергетики. 2018. Т.20. №5-6. С.55-66.

УДК 621.317.3:621.315.22

МЕТОДИКА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КАЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Луговкин А.С., Самусенко А.В.

**ФГАОУ Севастопольский государственный университет
ООО «Plug and play engineering»**

Email: alugovkin98@mail.ru, saav@tavrida.com

Ключевые слова: силовой кабель, тангенс угла диэлектрических потерь, изоляция, бумажная пропитанная изоляция.

Key words: power cable, dielectric loss angle tangent, insulation, oil impregnated paper.

На текущий момент во многих городах стран СНГ все еще используется большое количество силовых кабелей среднего класса напряжения с бумажной пропитанной изоляцией. Возраст многих из них уже превысил свой срок службы, но несмотря на превышение сроков эксплуатации они исправно работают. Замена таких линий затратна в финансовом плане и нецелесообразна при нормальном состоянии линии. В данной статье рассматривается методика качественной оценки кабельных фидеров путем измерения параметра, характеризующего состояние их изоляции.

At the moment, a large number of medium-voltage power cables with paper impregnated insulation are still used in many cities of the CIS countries. The age of many of them has already exceeded its service life, but despite exceeding the service life, they work properly. Replacing such lines is financially costly and impractical in the normal condition of the line. This article discusses the methodology of qualitative assessment of cable feeders by measuring the parameter characterizing the state of their insulation.

Для определения текущего состояния бумажной пропитанной изоляции кабельных линий можно использовать тангенс угла диэлектрических потерь, как некий индикатор качества. Предполагается, что при исследовании даже небольших образцов (1-3 м) кабеля, взятых при ремонте линии получится определить примерное состояние данного фидера. Для исследований предлагается использовать компенсационную схему, основным элементом которой является переменный конденсатор, с

помощью которого происходит компенсация ёмкостной реактивной составляющей кабеля.

Для измерения тангенса угла диэлектрических потерь в образцах силового кабеля с бумажной пропитанной изоляцией можно воспользоваться измерительной схемой, предоставленной на Рис. 1.

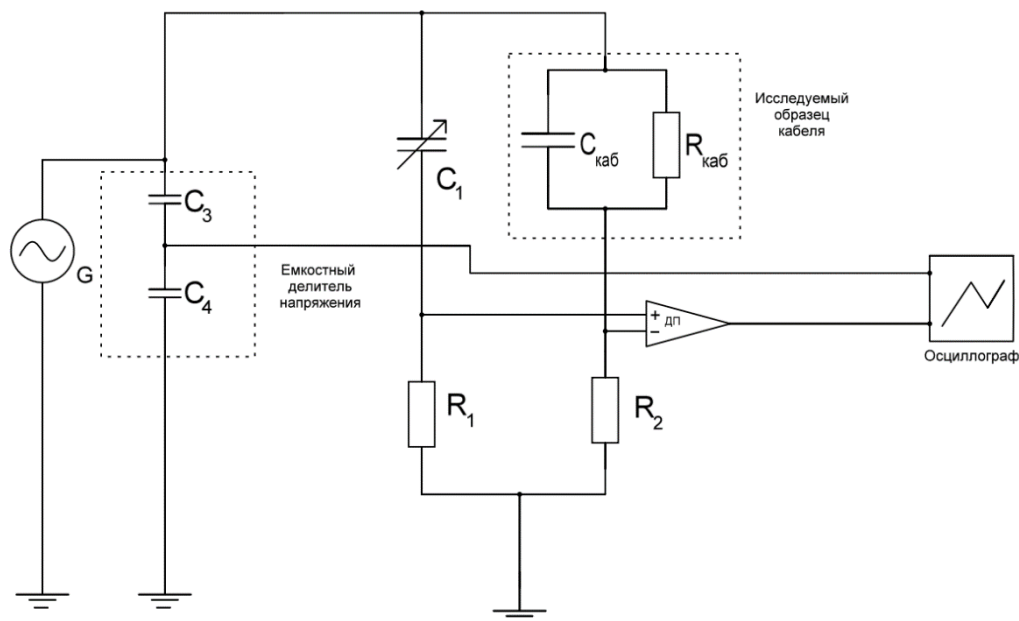


Рис. 1 Схема установки для измерения тангенса угла диэлектрических потерь

Схема включает источник напряжения (G), переменный конденсатор (C_1), исследуемый образец кабеля, обозначенный эквивалентным сопротивлением и ёмкостью ($R_{каб}$ и $C_{каб}$), осциллографа с дифференциальным щупом (для регистрации напряжения), ёмкостный делитель напряжения (C_3 , C_4), необходимый для уменьшения амплитуды сигнала источника и измерительные резисторы (R_1 и R_2), необходимые для регистрации сигнала, пропорционального току.

При достижении подстроечным конденсатором величины ёмкости, которая будет равна ёмкости кабеля наступит режим, называемый балансом ёмкостей. Данный режим можно описать формулой 1:

$$C_1 = C_2 \quad (1)$$

При проведении эксперимента следует учитывать, что добиться полного баланса практически невозможно. Для примера ёмкость одного метра силового высоковольтного кабеля АСБ 3х120 составит $370 \cdot 10^{-12} \text{ Ф}$

Ёмкость кабеля определяется при помощи RLC-метра.

Далее необходимо установить ёмкость подстроечного конденсатора по возможности близкой к измеренной ёмкости кабеля – при достижении баланса ёмкостей амплитуда напряжения, снимаемого с дифференциального щупа напряжения будет минимальной. При этом

калибровку можно проводить как с меньшего значения параметров подстроечного конденсатора, так и с большего, так как данная амплитуда характеризует активный ток утечки через изоляцию. Принцип можно проиллюстрировать векторной диаграммой установки, показанной на Рис. 2, в которой разностный ток, в свою очередь, характеризующийся дифференциальным напряжением будет являться суммой трёх векторов токов, присутствующих в установке:

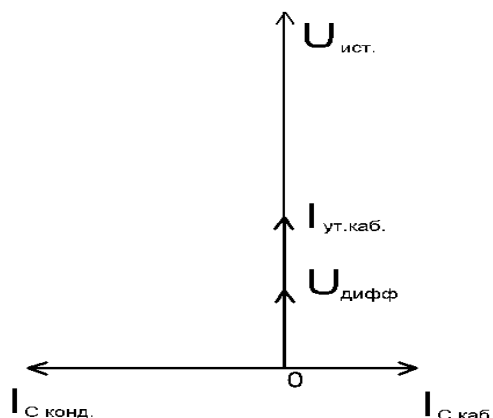


Рис. 2 Векторная диаграмма установки в общем виде

Как видно из диаграммы на Рис. 2 – в установке присутствуют три тока и синфазное с активным током утечки через изоляцию дифференциальное напряжение. Активный ток синфазен с напряжением источника, так как он протекает только в цепи кабеля через изоляцию (на схеме через $R_{каб.}$). Ёмкостный ток кабеля сдвинут на 90° относительно активного тока и в схеме его можно обозначить как ток, протекающий через элемент $C_{каб.}$. Ёмкостный ток конденсатора, в свою очередь из-за того, что присутствует дифференциальный щуп осциллографа будет иметь сдвиг уже в 270° относительно фазы напряжения источника и его вектор располагается относительно вектора ёмкостного кабельного тока со сдвигом в 180° .

Регулируя значение параметров подстроечного конденсатора мы изменяем ёмкостный ток конденсатора, который компенсирует ёмкостный ток кабеля. Соответственно при балансе емкостей ёмкостные токи компенсируются и векторная диаграмма установки в режиме равенства ёмкостей, обозначенная на рисунке 3, будет выглядеть следующим образом:

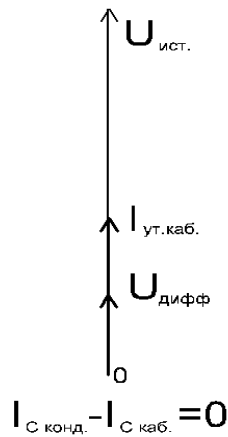


Рис. 3 Векторная диаграмма установки в режиме баланса

В случае баланса емкостей (Рис. 3) ток утечки через изоляцию будет равен разностному току, зависящему от дифференциального напряжения.

Если рассматривать разностный ток на векторной диаграмме в режиме небаланса системы, то он будет являться некоторым результирующим вектором для векторов $I_{ут. каб.}$, $I_{C. каб.}$ и $I_{C. конт.}$, при этом $I_{разн.}$ будет сдвинут на некоторый угол относительно $I_{ут. каб.}$. Это наглядно продемонстрировано на рисунке 4. Причем этот угол может быть, как положительным, так и отрицательным, в зависимости от того какой из ёмкостных токов больше.

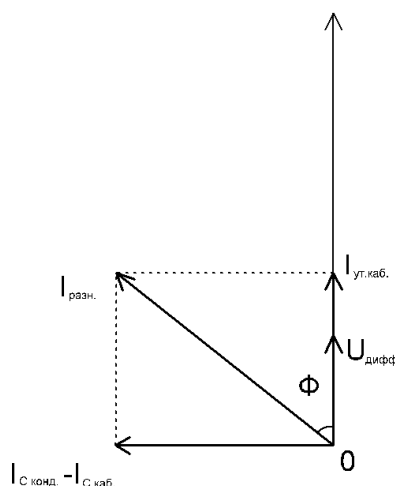


Рис. 4 Разностный ток на векторной диаграмме установки

В данном случае ток утечки будет равен проекции данного вектора на вектор напряжения, так как ток утечки кабеля носит активный характер и его вектор синфазен с вектором напряжения источника.

Рассмотрим фрагмент данной диаграммы как прямоугольный треугольник на рисунке 5 с углом равным $90^\circ - \varphi_{\text{сдвига}}$, гипотенузой равной разностному току, а катетами, в свою очередь равными разности ёмкостных токов кабеля и конденсатора и током утечки кабеля, соответственно:

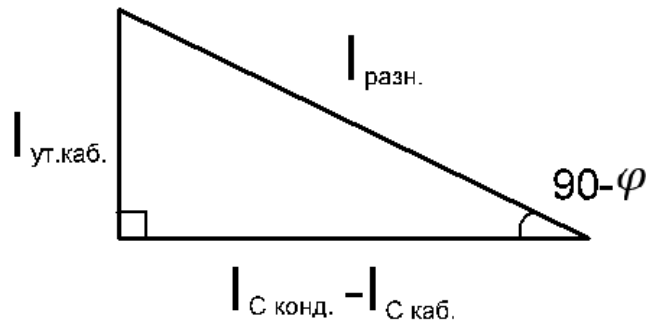


Рис. 5 Фрагмент векторной диаграммы установки

Из вышеописанного фрагмента векторной диаграммы, используя уравнения для прямоугольного треугольника можно вывести формулу 2, для определения длины вектора тока утечки кабеля, которое будет иметь вид:

$$\sin(90^\circ - \varphi_{\text{сдвига}}) = \frac{I_{\text{утечки каб.}}}{I_{\text{разн.}}} \quad (2)$$

Отсюда можно найти проекцию разностного тока на вектор напряжения источника, описанную формулой 3, которая, как видно, из рисунка 5 является током утечки кабеля:

$$I_{\text{утечки каб.}} = \cos \varphi_{\text{сдвига}} \cdot I_{\text{разн.}} \quad (3)$$

В свою очередь разностный (дифференциальный) ток можно описать формулой 4:

$$I_{\text{разн.}} = \frac{U_{\text{дифф}}}{R_{\text{изм.}}} \quad (4)$$

В результате, снимаемое с дифференциального пробника напряжение будет равно:

$$U_{\text{Дифф. проб.}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot R_{\text{Изм.Резист.}}}{R_{\text{Сопр.изол.}}} \quad (5)$$

Для определения сопротивления изоляции воспользуемся формулой 6, вытекающей из формулы для определения тока в ветви, состоящей из испытуемого образца кабеля и измерительного резистора R2:

$$I_2 = \frac{U_2}{\frac{1}{\left(\frac{1}{R_{\text{каб}}} + \frac{1}{(2\pi \cdot f \cdot j \cdot C_2)}\right)}} \quad (6)$$

Формула 7 описывает ток при балансе емкостей подстроечного конденсатора и образца кабеля:

$$I_2 = \frac{U_2}{\frac{1}{1/R_3}} \quad (7)$$

При этом имеется следующая закономерность:

$$U_{\text{Дифф. проб.}} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot R_{\text{Изм.Резист.}}}{R_{\text{Сопр.изол.}}} \quad (8)$$

Тогда:

$$R_{\text{Сопр.изол.}} = \frac{U_{\text{ном}}}{(U_{\text{Дифф. проб.}} \cdot \cos \varphi_{\text{сдвига}}) / R_{\text{Изм.Резист.}}} \quad (9)$$

Для определения тангенса угла диэлектрических потерь, как видно из векторной диаграммы ниже следует найти отношение I_a к I_c , как показано на рисунке 6. В таком случае тангенс угла диэлектрических потерь будет равен отношению тока утечки к ёмкостному току:

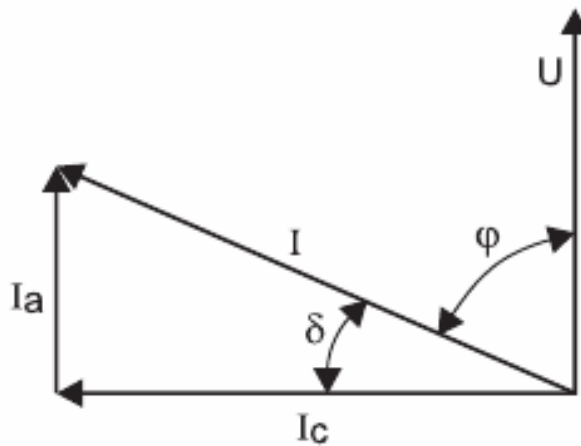


Рис. 6 Векторная диаграмма для тангенса угла диэлектрических потерь

Необходимый для расчёта $\text{tg} \delta$ ёмкостный ток I_c определяется по формуле 10:

$$I_c = U j \omega C \quad (10)$$

Для определения $\text{tg} \delta$ используем формулу:

$$\text{tg} \delta = \frac{I_a}{I_c} \cdot 100\%, \quad (11)$$

В статье [1] указаны уровни состояния изоляции, относительно тангенса угла диэлектрических потерь:

- а. 0,4% и меньше – нормальное состояние кабельной изоляции;
- б. 0,4-0,6% – имеются начальные признаки старения изоляции;
- с. 0,6-0,8% – умеренное старение изоляции;

д. 0,8-2% – критическое старение изоляции, требующее ремонта/замены линии;

е. Свыше 2% – аварийное состояние;

Для проверки корректности метода измерения тангенса угла диэлектрических потерь в образцах кабеля в программе Matlab Simulink, было проведено 11 симуляций измерений дифференциального напряжения, подключенного к элементам, параметры которых эквивалентны параметрам кабеля марки АСБ 3х120 длиной 1 м. Данные этих измерений были занесены в таблицу. В симуляции напряжение источника взято равным 3 кВ, номиналы измерительных резисторов – по 100 кОм каждый, сопротивление изоляции – 10^9 Ом. Ёмкость образца кабеля равна $3,7 \cdot 10^{-9}$ Ф.

Симуляции проводились в режимах небаланса с шагом регулирования подстроечного конденсатора C_1 в 1% от конденсатора $C_{\text{каб}}$, являющимся в данном измерении ёмкостью лабораторного образца кабеля марки АСБ 3х120, длиной в 1 м.

Таблица 1 – Результаты симуляции измерений тангенса угла диэлектрических потерь в модели установки в matlab Simulink.

	№ опыта	Скаб	C1	Отношение ёмкостей C1/Скаб	φ	Uдифф.
		пФ	пФ			U
Нецелесообразно проводить измерения - критический угол сдвига	1	370	351,5	0,95	-80,388°	1,723
	2	370	355,2	0,96	-76,95°	1,559
Целесообразно проводить опыт	3	370	358,9	0,97	-73,458°	1,071
	4	370	362,6	0,98	-62,82°	0,724
	5	370	366,3	0,99	-48,42°	0,482
Точка равенства конденсаторов	6	370	370	1	2,7°	0,3
Целесообразно проводить опыт	7	370	373,7	1,01	52,38°	0,384
	8	370	377,4	1,02	66,78°	0,776
	9	370	381,1	1,03	73,98°	1,043
Нецелесообразно проводить измерения - критический угол сдвига	10	370	384,8	1,04	81,18°	1,42
	11	370	388,5	1,05	81,18°	1,797

При проведении измерений было обнаружено, что при разнице в ёмкостях C_1 и $C_{\text{каб}}$ более трех процентов как в большую, так и в меньшую сторону наблюдается резкое увеличение амплитуды дифференциального

напряжения и сдвига его фазы относительно напряжения источника в большую (меньшую) сторону, соответственно. При учете погрешностей наиболее точным измерением будет то, где емкость C_1 наиболее приближена к $C_{\text{каб}}$ или равна ей. В случае большой (более 3%) разницы между данными емкостями будет иметь место угол сдвига в 75° или более, следовательно вертикальная проекция $I_{\text{разн}}$ на вектор $U_{\text{ист}}$ будет крайне мала. Тогда при неявном определении угла разброс по вертикали окажется весьма существенным, что не даст точно определить амплитуду дифференциального напряжения.



Рис. 7. Зависимость амплитуды дифференциального напряжения от коэффициента разности ёмкостей

Как можно заметить, при измерении тангенса диэлектрических потерь для образца кабеля – конденсатор C_1 должен иметь шаг регулирования $\sim 1\%$, или меньше, относительно ёмкости кабеля $C_{\text{каб}}$.

Список используемых источников:

1. Набока Б. Г., Беспрозванных А. В., Москвитин Е. С., Бутко М. В., Бутко С. М., Головань А. А. Диагностика кабельных линий энергосистем по тангенсу угла диэлектрических потерь и постоянной времени саморазряда бумажно-пропитанной изоляции // ЕіЕ. 2011. №2.
2. Щебенюк Л. А., Антонец Т. Ю. Исследования потерь в изоляции высоковольтных силовых кабелей с полимерной изоляцией // ЕіЕ. 2016. №4.
3. Власов А. Б., Буев С. А. Оценка состояния судового кабеля посредством измерения характеристик его изоляции // Вестник МГТУ. 2020. №4.
4. Набока Б. Г., Беспрозванных А. В., Москвитин Е. С., Бутко М. В., Бутко С. М., Головань А. А. Диагностика кабельных линий энергосистем по тангенсу угла диэлектрических потерь и постоянной времени саморазряда бумажно-пропитанной изоляции // ЕіЕ. 2011. №2.

5. Ларченко А. Г., Попов С. И., Филиппенко Н. Г., Лившиц А. В. Определение физико-механических параметров полимерных материалов при высокочастотном диэлектрическом нагреве в электротермических установках // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2013. №2 (38).

УДК [621.3.019.3:621.315.1]:621.316.1

МЕТОДИКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Назаров А. А.

Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ

E-mail: nazarovaa105@yandex.ru

Ключевые слова: показатели надёжности, линии электропередачи, ранжирование факторов, визуальное представление.

Key words: reliability indicators, power lines, ranking factors, visual presentation.

Рассмотрена проблема анализа и оценки надёжного линий электропередачи (ЛЭП) распределительных сетей напряжением 110 кВ в реальном времени. Анализируются и обобщаются в математических моделях основные причины аварийных отключений и главные факторы, определяющие надёжность ЛЭП. Используется принцип сравнения показателей надёжности элементов с базовой моделью с наихудшими показателями на основе расчета индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП. Предложено визуальное отображение «слабых мест» на схеме электроэнергетической системы.

The problem of analysis and assessment of reliable power transmission lines of distribution networks with voltage of 110 kV in real time. Analyzed and summarized in mathematical models, the main causes of emergency outages and the main factors that determine the reliability of power transmission lines. The principle of comparing the reliability indicators of elements with the base model with the worst indicators based on the calculation of the probability index of emergency shutdown of power lines is used. A visual display of "weak points" on the diagram of the electric power system is proposed.

Актуальность и описание существующих методик. В настоящее время перспективным направлением развития электроэнергетики является создание интеллектуальных электрических сетей (ИЭС). Современные технологии, оборудование, средства измерений и управления трансформируют ИЭС из пассивного устройства передачи и распределения

электроэнергии в активную комплексную структуру, параметры и характеристики которой изменяются в зависимости от режимов работы ЭЭС, что позволяет обеспечить необходимый уровень её надёжного и экономичного функционирования. Электрические сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и системами, обеспечивающими получение достоверной информации о состоянии и режимах работы сети в реальном времени [1]. Это дает возможность и создает необходимость поиска новых методов оценки показателей надёжности функционирования электрической сети и ее оборудования.

В настоящее время разработаны и используются методики, учитывающие техническое состояние и риски аварийного отключения электроэнергетического оборудования при планировании их технического обслуживания и ремонта [2]. Методики позволяют определить индекс технического состояния (ИТС) оборудования и список приоритетности ремонта оборудования с учетом вероятности его аварийного отключения.

Приведённые в них положения основаны на концепции постепенных отказов, обусловленных физико-химическими процессами старения и износа энергетического оборудования. Однако на практике в реальных условиях эксплуатации часто возникают внезапные (катастрофические) отказы, обусловленные нерасчётными внешними нагрузками и факторами.

Другой подход предполагает использование классической теории надёжности, при которой применяются усреднённые справочные данные и критериальные подходы, а одними из основных показателей является параметр потока отказов, которые определяются в целом по регионам, временам года и т. д. [5,6,7]. Поэтому возникает необходимость поиска новых методов оценки и ранжирования надёжности объектов энергетических систем с использованием различных факторов.

Кроме того, при анализе надёжности элементов и оборудования ЭЭС важно учитывать фактор «слабого звена», которым являются линии электропередачи [7]. Это позволяет констатировать актуальность разработки новых методов определения показателей надёжности ЛЭП и их оценки в режиме реального времени.

Факторы, влияющие на надёжность ЛЭП. Оценим факторы, влияющие на надёжность функционирования ЛЭП 110 кВ. Разделим их на эксплуатационные (срок службы, техническое состояние и т.д.), конструктивные (длина пролета, конструкция опор, типы проводов и т.д.), климатические (температура воздуха, скорость ветра, атмосферные перенапряжения и т.д.) и внешние (воздействие птиц, посторонних лиц и т.д.). Определим наиболее важные из них. На рис.1 проведена диаграмма причин аварийных отключений ЛЭП напряжением 110 кВ в Калужской энергосистеме за 2017–2019 гг.

Согласно статистическим данным основными причинами аварий на ЛЭП 110 кВ за указанный период являлись воздействия неблагоприятных метеоусловий, в результате которых произошло 49,23 % аварий, в том числе

из-за возникновения атмосферных перенапряжений – 31,47 % (наибольшее число аварий). Загрязнение птицами изоляции и столкновение летящих птиц с проводами спровоцировали 27,83 % аварий. Вследствие несвоевременного выявления и устранения дефектов на ЛЭП произошло 12,51 % аварий, связанных в основном с повреждением изоляторов и обрывом шлейфов. Воздействия посторонних лиц послужили причиной 10,43 % аварий, связанных с набросами посторонних предметов и несанкционированной деятельностью сторонних организаций в охранной зоне ЛЭП, в том числе проездом крупногабаритной техники.

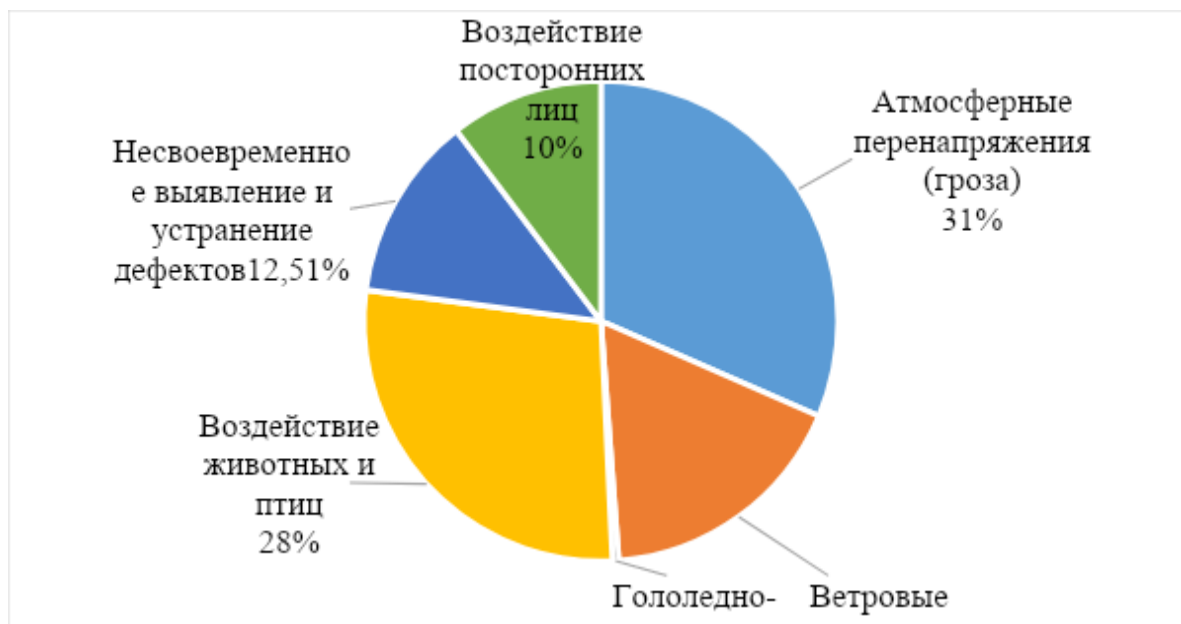


Рис. 1. Основные причины аварийных отключений ЛЭП напряжением 110 кВ за 2017–2019 гг.

Очевидно, что для ЭЭС, расположенных в других климатических зонах, процент аварийных отключений для каждой из причин будет отличаться от приведённого на рис. 1. Поэтому в предлагаемой методике вес факторов, оказывающих влияния на надёжность ЛЭП, должен рассматриваться в пределах определённой ЭЭС.

Отметим также, что ветровые нагрузки, не превышающие значений в соответствии с ПУЭ, не должны приводить к повреждению ЛЭП [8]. Но при воздействии факторов окружающей среды возрастает вероятность отключения ЛЭП, связанная как с её техническим состоянием (обрыв или схлестывание проводов, падение опор и т. д.), так и с повреждениями, вызванными падениями деревьев. Большинство причин аварийных отключений ЛЭП имеют ярко выраженный сезонный характер. Кроме указанных факторов, необходимо учитывать параметры ЛЭП, которые значительно влияют на надёжность ее функционирования. Это длина и номинальное напряжение. Чем короче ЛЭП, тем ниже вероятность её отключения. От номинального напряжения зависят конструктивные

особенности выполнения ЛЭП. Чем выше напряжение, тем выше требования к конструкции ЛЭП, определяющие её надежность.

Ранжирование факторов. Проведем ранжирование влияющих на надежность ЛЭП факторов с учетом их неоднородности с использованием методики сравнительной рейтинговой оценки [9]. Определим вес факторов на основании статистики аварийных отключений в ЭЭС для всех ЛЭП одного класса напряжения, находящихся примерно в одних и тех же природных и климатических условиях.

В табл. 1 представлены основные факторы аварийных отключений ЛЭП и характеризующие их показатели, а также способ получения и время актуализации информации, от сетевых и метеорологических организаций. Данное время актуализации информации позволит производить сравнительную оценку надежности ЛЭП на ближайшие часы, то есть в оперативных интервалах времени.

Таблица 1 – Основные факторы и показатели аварийных отключений ЛЭП.

Основные факторы аварийных отключений ЛЭП	Показатель i -й ЛЭП	Усл. обоз.	Ед. изм.	Способ (время) получения информации	Значение показателя для самой низкой/высокой вероятности аварийного отключения ЛЭП
Несвоевременное выявление и устранение дефектов	Индекс технического состояния	ИТ С	о.е.	Раз в год и после ремонта или уточнения	1/0
Ветровые нагрузки	Максимальная скорость ветра (на ближайшие 3 ч) по ЭЭС (району ОЗ)	V	м/с	Из метеоданных ежедневно	0/ максимальная скорость ветра для ЭЭС в соответствии с картой районирования территории
Атмосферные перенапряжения	Вероятность грозы по ЭЭС (району ОЗ)	G	%	Из метеоданных ежедневно	0/100
Воздействие птиц	Суммарная длина участков i -й ЛЭП, оборудованная ПЗУ	Y	км	Раз в год или после дополнительной установки или демонтажа ПЗУ	Длина i -й ЛЭП /0
Длина ЛЭП	Длина ЛЭП	L	км	Паспорт ЛЭП. Учёт проводят для ЛЭП одного класса напряжения	Самая короткая/длинная ЛЭП в ЭЭС

Данные, необходимые для расчётов показателей, могут предоставляться на основе двухсторонних соглашений (регламентов), заключенных между сетевыми организациями и диспетчерскими центрами, а так же телеметрической информации с объектов. Также необходимо настроить географическую привязку трассы ЛЭП к точкам получения метеоданных, что выполняется как в интерактивном виде на основе карт погоды, так и на основе получаемой телеметрической информации с подстанций.

Для определения птицевозращённости сетевым организациям ЛЭП необходимо провести пространственный анализ мест гнездования птиц и путей их миграции посредством наложения мест аварийных отключения ЛЭП по причине воздействия птиц на карту трасс ЛЭП. Результатом станет выделение участков ЛЭП, которые наиболее подвержены данному явлению и требуют первостепенной установки птицевозрастных устройств (ПЗУ).

Для проведения расчётов итоговой рейтинговой оценки влияющих факторов переведем показатели табл. 1 в относительные единицы измерения.

Относительна длина i -й ЛЭП:

$$L_{i,o.e.} = \frac{L_i}{l_{max}} L_{i,o.e.} = \frac{L_i}{l_{max}} L_{i,o.e.} = \frac{L_i}{l_{max}}, \quad (1)$$

где L_i – длина i -й ЛЭП, км; l_{max} – максимальная длина ЛЭП такого же класса напряжения в ЭЭС, км.

Воздействие птиц:

$$Y_{i,o.e.} = \left\{ \frac{Y_i}{Y_{i \text{ расч}}}, \text{ для } Y_i \leq Y_{i \text{ расч}}; 1, \text{ для } Y_i > Y_{i \text{ расч}}, \right. \quad (2)$$

где Y_i – суммарная длина участков i -й ЛЭП, оборудованных ПЗУ, км;

$Y_{i \text{ расч}}$ – суммарная длина участков i -й ЛЭП, проходящих по территории с высокой плотностью мест гнездования и путей миграции птиц, км.

Атмосферные перенапряжения:

$$G_{i,o.e.} = \frac{G_i}{100}, \quad (3)$$

где G_i – вероятность грозы в районе прохождения i -й ЛЭП, %.

Ветровые нагрузки:

$$V_{i, \text{ЛЭП}} = \frac{V_i}{V_{i \text{ max}}}, \text{ для } V_i \leq V_{i \text{ max}}, \quad (4)$$

где $V_{i \text{ max}}$ – максимальная скорость ветра в месте расположения ЭЭС в соответствии с картой районирования территории, м/с [7]; V_i – скорость ветра в районе прохождения i -й ЛЭП, м/с.

Таким образом, относительные значения показателей (1) - (4), как и «Несвоевременное выявление и устранение дефектов», оцениваемое показателем ИТС, изменяются в пределах от 0 до 1, от минимального до максимального влияния каждого фактора на вероятность отключения ЛЭП.

Для определения итогового показателя рейтинговой оценки сравним ЛЭП по каждому показателю с «базовой» ЛЭП, имеющей наихудшие результаты (наибольшую вероятность отключения) в ряду всех сравниваемых ЛЭП ЭЭС. Таким образом, базой отсчёта для рейтинговой оценки относительной вероятности отключения ЛЭП являются не субъективные предположения экспертов, а полученные в условиях режима реального времени наиболее достоверные результаты из всей совокупности сравниваемых объектов с учётом статистики за предыдущий период эксплуатации.

Влияние различных факторов на отключения ЛЭП определим с использованием весовых коэффициентов (табл. 2), которые (кроме ИТС) определим по статистическим данным отключений ЛЭП данного класса напряжения в ЭЭС по кварталам года.

Таблица 2 – Причины аварийных отключений ЛЭП и их удельный вес с разделением по кварталам года.

Причины аварийных отключений ЛЭП	Число отключений ЛЭП, шт				Удельный вес причин отключений ЛЭП, о.е.			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Несвоевременное выявление и устранение дефектов	$N_{1,1}$	$N_{1,2}$	$N_{1,3}$	$N_{1,4}$	$W_{1,1}$	$W_{1,2}$	$W_{1,3}$	$W_{1,4}$
2. Ветровые нагрузки	$N_{2,1}$	$N_{2,2}$	$N_{2,3}$	$N_{2,4}$	$W_{2,1}$	$W_{2,2}$	$W_{2,3}$	$W_{2,4}$
3. Атмосферные перенапряжения	$N_{3,1}$	$N_{3,2}$	$N_{3,3}$	$N_{3,4}$	$W_{3,1}$	$W_{3,2}$	$W_{3,3}$	$W_{3,4}$
4. Воздействие птиц	$N_{4,1}$	$N_{4,2}$	$N_{4,3}$	$N_{4,4}$	$W_{4,1}$	$W_{4,2}$	$W_{4,3}$	$W_{4,4}$
5. Прочие причины, воздействие посторонних лиц	$N_{5,1}$	$N_{5,2}$	$N_{5,3}$	$N_{5,4}$	–	–	–	–
Сумма	N_1	N_2	N_3	N_4	1	1	1	1
Удельный вес аварийности за квартал	F_1	F_2	F_3	F_4	–	–	–	–
Примечание: N_{ij} – число отключений ЛЭП в региональной энергосистеме по соответствующей причине; N_j – суммарное число отключений за квартал; W_{ij} – удельный вес причины аварийных отключений, о.е.; i – номер причины аварийных отключений ЛЭП (1..5); j – номер квартала года.								

Удельный вес аварийности ЛЭП за квартал определяется из выражения:

$$F_j = \frac{N_j}{N_j} \quad (5)$$

Удельный вес причины аварийных отключений ЛЭП определяется по формуле:

$$W_{i,j} = \frac{N_{i,j}}{N_j - N_{5,j}} \quad (6)$$

Анализ причины каждого случая аварийного отключения ЛЭП в настоящее время проводится технологическими службами и занесение информации в форму табл. 2 не потребует дополнительных трудозатрат. Вес прочих причин отключений ЛЭП и воздействий посторонних лиц отдельно не рассматривается, но учитывается в удельной аварийности ЛЭП за квартал.

Индекс вероятности аварийного отключения ЛЭП. Введём «индекс вероятности аварийного отключения ЛЭП» ($S_{ав}$), который изменяется в пределах $[0,1]$ и предлагается в качестве количественной меры оценки надёжности ЛЭП в ЭЭС. Величина этого индекса будет прямо пропорциональна длине линии, удельному весу аварийности ЛЭП за квартал года и суммарной рейтинговой оценке рассматриваемой ЛЭП, определяемой основными особенностями её технического состояния, птицевегаационности и погодными факторами. Его величина для i -й линии определяется по формуле [10,11]:

$$S_{ав i} = \{L_{i,о.е.} \cdot F_j \cdot \sqrt{(w_{1,j} \cdot (1 - ИТС_{i,о.е.})^2 + w_{2,j} \cdot V_{i,о.е.}^2 + w_{3,j} \cdot G_{i,о.е.}^2 + w_{4,j} \cdot (1 - Y_{i,о.е.})^2}\},$$

для $V_i \leq V_{i max}$ 1, для $V_i > V_{i max}$ (7)

Согласно формуле 7 расчет ведется для скоростей ветра меньше максимальная скорость ветра в месте расположения ЭЭС в соответствии с картой районирования территории. Для больших скоростей ветра расчеты не ведутся в виду отсутствия их целесообразности.

В табл. 3 представлена качественная характеристика индекса $S_{ав}$ на основе количественной оценки интервалов обобщённой функции желательности Харрингтона [9].

Одним из наиболее удобных способов построения интегрального показателя является обобщенная функция желательности Харрингтона [13]. В основе построения этой функции лежит преобразование натуральных значений частных показателей различной физической природы и размерности в единую безразмерную шкалу желательности (предпочтительности).

Шкала желательности Харрингтона является универсальной психофизической вербально-числовой шкалой, которая применяется преимущественно в случаях, когда оценки носят субъективный характер, в частности, при экспертном оценивании и позволяет формализовать имеющуюся у эксперта систему предпочтений. Эта шкала задается функцией желательности (кривой желательности) Харрингтона, которая устанавливает соответствие между натуральными значениями показателей в физических шкалах и психофизическими параметрами – субъективными лингвистическими оценками «желательности» этих значений для функции, объекта, системы или человека. В табл. 1 приведена связь между количественными значениями безразмерной шкалы и психологическим восприятием человека. При этом нижняя граница каждого интервала значений включается в соответствующий интервал. Практически часто ограничиваются тремя градациями шкалы Харрингтона, отвечающим лингвистическим категориям «низкая», «удовлетворительная» (средняя), «высокая» (хорошая). В этом случае области, соответствующие уровням «низкая», «удовлетворительная» и «высокая» характеризуются интервалами (0,00 – 0,37), (0,37 – 0,69) и (0,69 – 1,00) соответственно. Одним из наиболее удобных способов построения интегрального показателя является обобщенная функция желательности Харрингтона [13]. В основе построения этой функции лежит преобразование натуральных значений частных показателей различной физической природы и размерности в единую безразмерную шкалу желательности (предпочтительности). Шкала желательности Харрингтона является универсальной психофизической вербально-числовой шкалой, которая применяется преимущественно в случаях, когда оценки носят субъективный характер, в частности, при экспертном оценивании и позволяет формализовать имеющуюся у эксперта систему предпочтений. Эта шкала задается функцией желательности (кривой желательности) Харрингтона, которая устанавливает соответствие между натуральными значениями показателей в физических шкалах и психофизическими параметрами – субъективными лингвистическими оценками «желательности» этих значений для функции, объекта, системы или человека. В табл. 1 приведена связь между количественными значениями безразмерной шкалы и психологическим восприятием человека. При этом нижняя граница каждого интервала значений включается в соответствующий интервал. Практически часто ограничиваются тремя градациями шкалы Харрингтона, отвечающим лингвистическим категориям «низкая», «удовлетворительная» (средняя), «высокая» (хорошая). В этом случае области, соответствующие уровням «низкая», «удовлетворительная» и «высокая» характеризуются интервалами (0,00 – 0,37), (0,37 – 0,69) и (0,69 – 1,00) соответственно.

Таблица 3 – Критерии качественной оценки индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП.

Количественная оценка	Качественная характеристика
0,0 – 0,2	Незначительная
0,2 – 0,37	Низкая
0,37 – 0,63	Средняя
0,63 – 0,8	Повышенная
0,8 – 1,0	Высокая

Пример расчёта индекса вероятности аварийного отключения для десяти ЛЭП 110 кВ региональной ЭЭС (рис. 2) для различных метеоусловий и времени года приведён в табл. 4.

Анализ данных в табл. 4 показывает, что значения индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП зависят как от метеорологических условий и времени года, так и технического состояния ЛЭП, что позволяет использовать его для оценки относительной надёжности ЛЭП от базовой ЛЭП с наибольшим числом аварийных отключений.

Разработанная методика позволяет разработать автоматизированный расчётный модуль в оперативно-информационном комплексе диспетчерских центров и сетевых организаций, который дает возможность диспетчеру ЭЭС получать визуальную информацию об относительной вероятности аварийного отключения ЛЭП непосредственно на схеме энергосистемы.

Таблица 4 – Индивидуальные показатели надёжности ЛЭП и индекс вероятности аварийного отключения ЛЭП.

№ ЛЭП	Хорошие метеоусловия (штиль, без гроз)									Штормовое предупреждение (ветер с порывами до 25 м/с, вероятность гроз 100 %)					
	Показатель, о.е.					Индекс $S_{ав}$ в квартале года				Показатель, о.е.		Индекс $S_{ав}$ в квартале года			
	L	ИТС	У	V	G	I	II	III	IV	V	G	I	II	III	IV
1	0,68	0,53	0,11	0	0	0,04	0,24	0,29	0,07	1	1	0,10	0,51	0,62	0,15
2	0,7	0,51	0,52	0	0	0,04	0,19	0,20	0,07	1	1	0,11	0,50	0,60	0,16
3	0,88	0,45	0,34	0	0	0,06	0,29	0,31	0,10	1	1	0,14	0,65	0,78	0,20
4	0,72	0,32	0,23	0	0	0,06	0,29	0,31	0,10	1	1	0,12	0,55	0,66	0,18
5	0,24	0,41	0,34	0	0	0,02	0,08	0,09	0,03	1	1	0,04	0,18	0,21	0,06
6	1	0,3	0,47	0	0	0,08	0,37	0,36	0,15	1	1	0,16	0,76	0,89	0,25
7	0,86	0,44	0,32	0	0	0,06	0,29	0,32	0,10	1	1	0,13	0,64	0,77	0,20
8	0,72	0,48	0,35	0	0	0,05	0,23	0,25	0,08	1	1	0,11	0,53	0,64	0,16
9	0,6	0,44	0,21	0	0	0,04	0,22	0,24	0,07	1	1	0,09	0,45	0,54	0,14
10	0,1	0,39	0,44	0	0	0,01	0,03	0,03	0,01	1	1	0,02	0,07	0,09	0,02

Отображение «слабых мест» ЭЭС в режиме реального времени. Визуальное отображение индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП непосредственно на схеме энергосистемы позволяет в удобном виде отобразить информацию о надёжности её элементов для каждого класса напряжения с целью их взаимной сравнительной оценки. При оперативно-

диспетчерском и оперативно-технологическом управлении такая информация может быть использована:

а) при анализе приоритетов реализации переключения по выводу в ремонт / вводу в работу оборудования;

б) при необходимости определения оптимальных мест размыкания транзитов 110–220 кВ по режиму работы прилегающей сети;

в) при оценке необходимости ввода оборудования из ремонта в работу из-за аварийных отключений смежного оборудования или ухудшения погодных условий;

г) для определения наиболее «слабых» элементов в сечениях энергосистемы при контроле наличия необходимого объёма и длительности реализации мероприятий по приведению перетоков в допустимую область в случае аварийного отключения элемента.

д) для составления перечней приоритетных элементов для ремонта и реконструкции.

Текущая информация о надёжности элементов при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы позволит принимать превентивные меры, направленные на предотвращение (снижение) последствий от их аварийных отключений. А при оперативно-технологическом управлении выбрать ЛЭП имеющие сниженные показатели надёжности для первоочередного ремонта.

Пример визуального представления индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП энергосистемы показан на рис. 2.

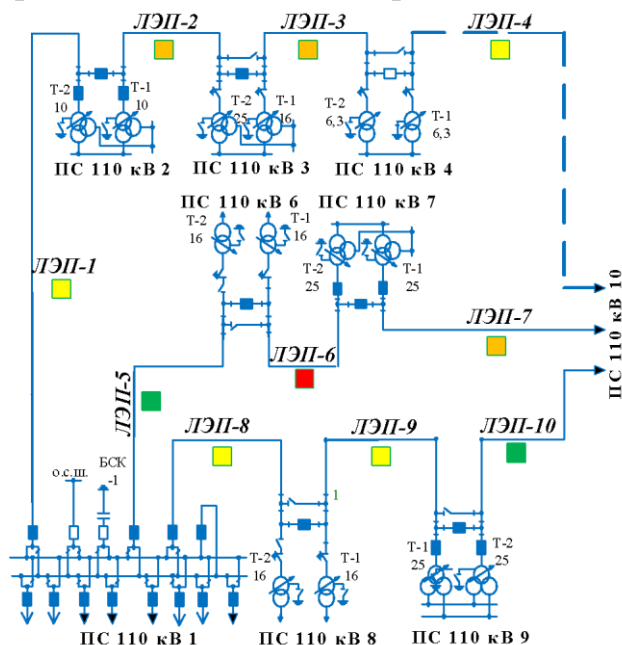


Рис. 2. Пример визуального представления индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП на фрагменте схемы энергосистемы напряжением 110 кВ

По трём транзитам на напряжении 110 кВ активная мощность передаётся от избыточной части энергосистемы с ПС 110 кВ 1 к дефицитной с ПС 110 кВ 10. Возле каждой ЛЭП отобрано качественное представление индекса

($S_{ав}$) в виде информационного цветового табло, которое информирует о вероятности аварийного отключения элементов относительно эталонной ЛЭП, имеющей наибольшую вероятность отключения среди всех ЛЭП ЭЭС. Линия ЛЭП-4 отключена в связи с работами на ПС 110 кВ 10 (на схеме отображена пунктиром).

В соответствии с рис. 2 и табл.3 ЛЭП-2, ЛЭП-3 и ЛЭП-7 в условиях ухудшения погодных условий имеют повышенные значения вероятности отключения по сравнению с остальными элементами, для ЛЭП-6 – вероятность аварийного отключения высокая. Откуда следует вывод о необходимости досрочного ввода в работу ЛЭП-4 в целях выполнения критерия $n - 2$ по транзиту мощности от ПС 110 кВ 1 к ПС 110 кВ 10 и для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей ПС 110 кВ 3 и ПС 110 кВ 4 в условиях повышенной вероятности аварийного отключения ЛЭП-2 и ЛЭП-3.

В табл. 5 представлен предлагаемый порядок действий диспетчерского и оперативного персонала при различных значениях индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП. В нём указаны рекомендации как по выбору критерия оценки режимной надёжности района с рассматриваемым элементом с учетом нормативных требований [3].

Таблица 5 – Предлагаемый порядок действий диспетчерского и оперативного персонала при различных значениях индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП.

Индекс вероятности аварийного отключения, $S_{ав}$	Рекомендации по контролю аварийной готовности смежного оборудования, выведенного в ремонт	Рекомендации по управлению режимом работы энергосистемы в районе, которому принадлежит данная ЛЭП	Приоритет реализации переключения по выводу в ремонт ЛЭП	Приоритет во вводе в работу смежного оборудования, выведенного в ремонт, при ухудшении метеословий
0,0 – 0,2	Нет	Выполнение критерия $n - 1$	Незначительный	Низкий
0,2 – 0,37	Нет	Выполнение критерия $n - 1$	Низкий	Низкий
0,37 – 0,63	Не более 4 ч	Выполнение критерия $n - 1$	Средний	Средний / низкий при выполнении критерия $n - 2$
0,63 – 0,8	Не более 2 ч	Выполнение критерия $n - 2$	Повышенный	Повышенный / средний при выполнении критерия $n - 2$
0,8 – 1,0	Не более 1 ч	Выполнение критерия $n - 2$	Высокий	Высокий

Выводы

1. Проанализированы и обобщены в математической модели основные причины аварийных отключений и главные факторы, определяющие надёжность ЛЭП 110 кВ. Показан их ярко выраженный сезонный характер и необходимость учета в методике оценки надёжности ЛЭП факторов времени и региональной принадлежности.

2. Разработана и проиллюстрирована примером методика комплексной оценки надёжности ЛЭП в режиме реального времени с использованием нового показателя – «индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП».

3. Использование методики целесообразно в оперативно-информационном комплексе диспетчерских центров для информационной поддержки диспетчерского персонала и определения последовательности действий при различных значениях индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП, а также сетевыми организациями при оценке вероятности аварийных отключений ЛЭП.

4. Разработаны предложения по визуальному отображению качественной оценки вероятности аварийного отключения ЛЭП на схеме энергосистемы на основе автоматизированных расчётов текущего значения индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП.

5. Предлагаемая методика и разработанные практические рекомендации по ее использованию в диспетчерских центрах и сетевых организациях помогут обеспечить надёжность работы энергосистемы за счёт своевременной подготовки превентивных мероприятий, направленных на снижение последствий аварийных отключений, и проведения приоритетного ремонта ЛЭП со сниженными показателями надёжности.

Список используемых источников:

1. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Редакция 5.0. – М., 2012.

2. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. N 676 "Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей"

3. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Приказ Минэнерго Российской Федерации от 03.08.2018 № 630). – М.: Минюст РФ. 2018. – 25 с.

4. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия $n - i$ при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 1999. – 68 с.

5. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. 4-е изд. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

6. Доронина О.И., Шевченко Н.Ю., Бахтиаров К.Н. Оценка надёжности воздушных линий электропередачи с учетом климатических факторов //

Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 9 (часть 2). С. 226–230.

7. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Издательство ДЕАН, 2015, - 704 с.

8. Механошин Б.И., Корякин Д.В., Шкапцов В.А. Определение приоритетов обследования линий электропередачи // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011. №1-4 (4). С. 38-43

9. Harrington, E.C. The desirable function. Industrial Quality Control. 1965. Vol. 21. No. 10. pp. 494–498.

10. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа: учебник. – М.: Финансы и статистика, 1997. – 416 с.

11. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.

УДК 004.896:621.316.1(470.41)

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В ГОРОДЕ КАЗАНЬ

**Плотникова Ю.Д., Едиханов А.А., Хакимзянов Э.Ф., Симонова М.Н.,
Зайнуллин В.Р.**

(ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие»)

kozyl_j@list.ru

Ключевые слова: Автоматизация сети, интеллектуальный учет, умные сети, дистанционный контроль, математическое моделирование сети.

В статье показаны некоторые результаты проведенной научно-исследовательской работы по комплексной автоматизации распределительной сети столицы Республики Татарстан города Казань с применением математического моделирования в программном комплексе PSS Sincal. А также представлены методические рекомендации по построению системы автоматического восстановления сети.

The article shows some of the results of the research work carried out on the integrated automation of the distribution network of the capital of the Republic of Tatarstan, the city of Kazan, using mathematical modeling in the PSS Sincal software package. And also methodological recommendations for building an automatic network recovery system are presented.

В настоящее время развитие электрической сети в России проходит в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030», одобренная

Советом Директоров ПАО «Россети» 21.12.2018 г., во исполнение указов Президента Российской Федерации Путина В.В. от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы» и от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года, а также распоряжения Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632р, утверждающего программу «Цифровая экономика Российской Федерации».

В Республике Татарстан услуги по передаче электрической энергии и присоединению потребителей к электрическим сетям оказывает АО «Сетевая компания» (далее Компания). Одними из главных стратегических задач, стоящих перед Компанией, являются повышение надежности системы электроснабжения Республики Татарстан, внедрение инновационных технологий, повышение показателей энергоэффективности, а также клиентоориентированности.

Ведущим направлением деятельности на сегодня является повышение управляемости и наблюдаемости объектов распределительной электрической сети. В связи с этим в Компании активно внедряются индикаторы короткого замыкания (ИКЗ), интеллектуальные разъединители, системы автоматического восстановления сети (САВС), интеллектуального учета электроэнергии, цифровые подстанции; разрабатываются гибридные системы секционирования с применением реклоузеров.

В рамках реализации инвестиционной программы Компании с 2016 года выполняется реконструкция пилотных участков распределительных сетей напряжением 10 кВ в крупнейших городах Республики Татарстан (Казань, Нижнекамск и Набережные Челны) с внедрением элементов «умных сетей», которую планируется завершить в 2024 году.

Целью развития городской электрической сети является переход на автоматизацию объектов, обеспечивающую передачу сигналов телемеханики на диспетчерский пункт, что позволяет обеспечить гибкую логику управления режимами работы сети. Такой подход способствует переходу электрической сети в статус интеллектуально управляемой сети. Дистанционный контроль параметров электрической сети позволяет в режиме реального времени оценить состояние сети, а при необходимости выполнить оперативные переключения: ввести или вывести в ремонт необходимое оборудование.

Электросетевые объекты пилотных участков оснащены контроллерами со свободно программируемой логикой, которые следят за состоянием высоковольтного оборудования и линий электропередачи каждого участка сети, а электросетевые объекты (трансформаторные подстанции и распределительные подстанции) объединены в общую технологическую информационную сеть.

Основным эффектом от внедрения концепции «умных сетей» 10 кВ стало снижение времени перебоев электроснабжения при аварии в распределительных сетях с нескольких часов до одной минуты благодаря технологии САВС. Система позволяет автоматически обнаруживать, изолировать аварийные участки электрической сети и автоматически восстанавливать электроснабжение по резервным схемам, гарантируя населению качественные и надежные услуги по электроснабжению. Безусловно, все действия автоматики в реальном времени находятся под контролем диспетчера. Таким образом, основной функцией САВС является автоматизация диспетчерского управления распределительными сетями в нормальных и аварийных режимах, в том числе и при однофазных замыканиях на землю.

Организация САВС осуществляется на базе технических решений ООО «Прософт-Системы» (г. Екатеринбург).

В рамках внедрения САВС в г. Казань выполняется установка контроллеров сбора информации на уровне присоединений РП/ТП, контроллеров обработки и передачи информации, а также установка оборудования для сбора, хранения и управления уровнем присоединений.

В случае аварии на одном из участков «интеллектуальные контроллеры» обнаруживают повреждения, сообщаются между собой и запускают алгоритмы изолирования поврежденного участка и алгоритмы перераспределения потоков мощности в сети посредством формирования и передачи управляющих команд на коммутационные аппараты 10 кВ для восстановления электроснабжения. Или другой вариант, если по какой-то причине жилые дома остались без напряжения, система анализирует все возможные варианты для восстановления их электроснабжения и начинает процедуру последовательной реконфигурации питающей электрической сети для подачи напряжения оставшимся без света потребителям либо самостоятельно, либо после подтверждения со стороны диспетчера.

В 2017 году в рамках продолжения работ по проектированию электрических сетей нового поколения с элементами «умных сетей» ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие» была реализована научно-исследовательская работа (НИР) «Исследование и анализ городской электрической сети 0,4-10 кВ с созданием математической модели с перспективой модернизации сети» в программном комплексе PSS Sincal (ПК). В работе представлены следующие выводы: разработка математической модели сети 6 (10) кВ филиала Казанские электрические сети показала эффективность применения современного ПК при формировании мероприятий по оптимизации параметров существующей сети с учетом возможных сценариев развития; строительство новых участков сети рассчитывалось в программе в разных вариантах с учетом наиболее эффективных инвестиционных вложений при обеспечении требуемых параметров качества и надежности; предложен календарно-сетевой график реализации комплексной автоматизации городских электрических сетей, в котором отражены этапы выполнения работ.

Так, согласно проведенным расчетам в математической модели электрической сети г. Казани была утверждена программа внедрения систем автоматизации на период 2019-2024 годы. При этом программа модернизации охватывает до 60 процентов оборудования распределительной сети: 107 распределительных пунктов и более 500 трансформаторных подстанций, запланированы реконструкция и строительство 110 км кабельных линий 10 кВ.

Разработанная в ходе проведенных работ концепция построения сетей ориентирована на «избирательную» автоматизацию электросетевых объектов районов электрических сетей. При формировании программы были выделены следующие группы объектов:

1. Распределительные подстанции 6-10 кВ, обеспечивающие дистанционное управление коммутационными аппаратами (силовыми выключателями, разъединителями, заземляющими ножами); сбор и передачу информации с приборов учета, устройств релейной защиты и автоматики, модулей дискретного ввода по протоколу МЭК 60870-5-104; выполнение функций определения поврежденного фидера (ОПФ), индикации токов аварийных событий (коротких замыканий и однофазных замыканий на землю); дистанционный видео контроль положения силового выключателя и заземляющего разъединителя; расширение функциональных возможностей САВС;

2. Управляемые трансформаторные подстанции в виде узлов сети, имеющих возможность обеспечения электроснабжения с разных центров питания. Дополнительным критерием является наличие особой категории электроснабжения, ответственных потребителей, а также количество присоединений более трех.

3. Наблюдаемые трансформаторные подстанции в виде узлов сети, не имеющих возможность обеспечения электроснабжения с разных центров питания, а также отпаечные и тупиковые ТП. Функциональной возможностью наблюдаемых ТП должна являться система индикации прохождения токов короткого замыкания. Для реализации указанной особенности ячейки ТП должны быть оснащены емкостными делителями напряжения.

На рис. 1 представлен график реализованной и запланированной автоматизации РП, управляемых ТП, наблюдаемых ТП в г. Казань за 2016-2024 годы.

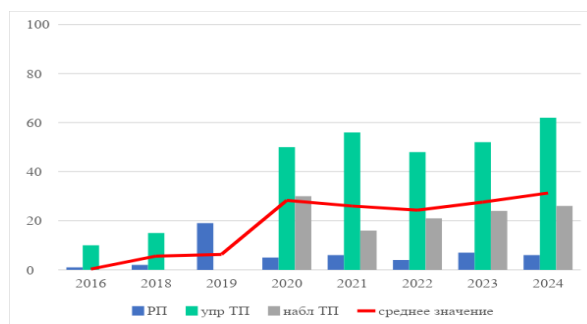


Рис. 1. Количество модернизируемых РП и ТП в рамках программы автоматизации 2016-2024 гг. в г. Казань, шт.

Учитывая высокие требования к надежности энергоснабжения, расширения сложных энергетических сетей, увеличения нагрузок в перспективе, энергетическим предприятиям необходимо использовать технические решения, основанные на математическом моделировании и анализе работы электрической сети при различных режимах. Для решения такой задачи используется ПК PSS Sincal, включающий комплексный анализ последствий аварийных нарушений, расчёт каскадных аварий, расчёты вероятностных показателей надежности, расчёты пропускной способности, анализ устойчивости по напряжению и необходимые ресурсы реактивной мощности, а также оценку воздействия на энергосистему, анализ предельных ситуаций.

На сегодняшний день продолжается работа по сопровождению математической модели электрической сети г. Казань, ежегодно в режиме летних и зимних замеров нагрузок корректируются параметры сети с учетом изменения режимов, расширения сети, строительства новых участков и объектов, обновляются комплексные расчеты.

Комплексный расчет математической модели электрической сети включает в себя следующие расчеты:

1. установившегося режима электрической сети;
2. технических потерь;
3. аварийных режимов электрической сети;
4. показателей надежности;
5. координации защит.

Задача расчета установившегося режима (УР) заключается в определении параметров токов в ветвях сети, напряжений в узлах сети, мощностей в начале и конце элемента сети, потерь электроэнергии в элементах сети. По результатам расчета оценивается загрузка трансформаторов и линий электропередачи, что необходимо для выбора оборудования, обеспечения надлежащего качества передаваемой и трансформируемой электроэнергии, оптимизации режимов работы электрической сети. Расчет УР проводится при условии текущей загрузки и увеличения мощности потребления в максимальном режиме на 10 % в течение пятилетнего периода времени, что позволяет выявить потенциально «узкие места» сети и разработать наиболее эффективные технические решения для их устранения.

Расчёт токов симметричных и несимметричных коротких замыканий в ПК выполняется на основе ГОСТ Р 52735/2007 [2], расчёт токов однофазных замыканий на землю с учётом существующего типа заземления нейтрали путем расчета емкостного тока. В результате проведенного анализа вычислений можно наиболее точно оценить необходимость установки систем компенсации емкостных токов на подстанциях.

В модуле «Координация защит» ПК анализируется поведение измерительных органов релейной защиты при повреждениях в указанных точках сети. Проверка координации защит осуществляется в режиме

срабатывания при междуфазных КЗ. По итогам моделирования координации защит в отчете за 2020 год было выявлено 16 из 1070 случаев неселективного и излишнего срабатывание терминалов релейной защиты и автоматики.

В результате анализа параметров математической модели электрической сети определяются «узкие места» тех участков сети, где отклонение расчетных значений выше нормативных показателей. Далее выбирается оптимальный вариант модернизации, где особое внимание уделяется «узким местам», а также учитывается техническое состояние оборудования объектов сети, наличие элементов автоматизации (телесигнализация и телеуправление), выстраивается уровень оснащения наблюдаемого и управляемого оборудования на объектах.

После комплексного расчета математической модели электрической сети производится оценка надежности. Она осуществляется с помощью расчетных показателей качества услуг по передаче электрической энергии [3]:

- показателя средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии (PI_{SAIDI});
- показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии (PI_{SAIFI}).

Что касается практической стороны, для реализации программы по внедрению технологии CABС на объектах электрической сети г. Казань в 2020 г. были произведены работы на 146 электросетевых объектах: реконструкция РП – 4 шт., реконструкция ТП – 103 шт. и строительство 39 участков кабельных линий электропередачи 6/10 кВ общей протяженностью 18 км. По расчетным данным, в результате модернизации и внедрения CABС на данных участках сети, коэффициент надежности SAIDI улучшился на 39 %, SAIFI – на 18% (по сравнению с 2016 годом). На рис. 2 показаны расчетные значения SAIDI и SAIFI, где с 2016 по 2020 годы наблюдается снижение индексов частоты и продолжительности отключений в системе. В план модернизации электрической сети г. Казань 2021 года вошли 13 РП и 104 ТП. Благодаря внедрению технологии «умных сетей» в 2021 году также наблюдается улучшение показателей надежности SAIFI на 9 %, (SAIFI – 1,87 откл/год) и SAIDI на 5,8 % (SAIDI – 318,7 мин/год) по сравнению с 2020 годом.

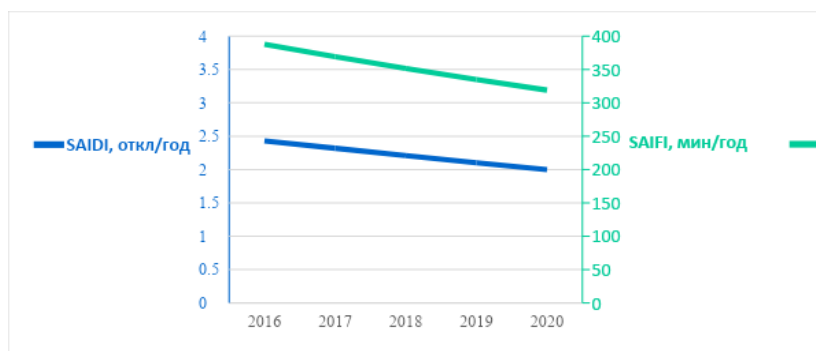


Рис. 2. Изменение показателей надежности за 2016-2020 гг. с учетом автоматизации

Внедрение САВС, дополненное процессом математического моделирования электрической сети, показало свою эффективность в объемах крупных городов. Поэтому построение программы модернизации распределительной сети должно обосновываться предварительными расчетами, и только тогда решение будет максимально рациональным и минимально затратным. На данный момент практика внедрения интеллектуальных электрических сетей в городе Казань является актуальным решением, которая соответствует требованиям национальной политики в сфере цифровизации. Необходимо также отметить, что данная методика внедрения «умных сетей» тиражируется и на другие объекты Компании.

ИЦ «ЭнергоРазвитие» выражает благодарность руководству АО «Сетевая Компания» Республики Татарстан при реализации технических решений программы автоматизации, опирающихся на математическое моделирование электрической сети.

Список используемых источников:

1. ГОСТ Р 52735-2007. Национальный стандарт РФ. Короткие замыкания. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Изд. Стандартиформ, 2007;

2. Приказ Минэнерго России от 15.04.2014 N 186 (ред. от 06.04.2015) «О Единых стандартах качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций» (Зарегистрировано в Минюсте России 18.06.2014, № 32761).

3. Эксплуатационное сопровождение математической модели электрической сети 6–10 кВ филиала АО «Сетевая компания» // Технический отчет по этапу «Планирование». – ООО ИЦ «ЭнергоРазвитие», август 2021.

УДК 621.315:536.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МОЩНОСТИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Д.А. Поляков, К.И. Никитин, М.А. Холмов.

Омский государственный технический университет, Омск

Ключевые слова – модель теплового поля, экспериментальное исследование, камера нагрева, распределение температуры.

В статье рассматривается исследование, посвященное зависимостям характеристик частичных разрядов от температуры. Изготовлена камера нагрева для установки внутрь образца кабеля под напряжением. Конструктивно камера выполнена горизонтально. Для испытания в

установке предварительно была осуществлена концевая заделка кабеля, а также был создан искусственный дефект на поверхности изоляции. Во время выполнения эксперимента были получены: амплитудно-фазные характеристики, значения мощностей при разных температурных показателях. По этим данным были построены зависимости, произведенные операции по обработке данных и моделировании линии тренда, показали, что температурное воздействие существенно влияет на возникновение частичных разрядов в кабелях с СПЭ изоляцией.

Введение

В энергетических реалиях РФ, когда большой процент силового электрического оборудования производств достигает конца срока проектной эксплуатации, основной задачей диагностики электрооборудования становится удлинение служебного периода работы до выработки ресурсов. Надежность электротехнических конструкций зависит от эксплуатационных условий и от качества электроизоляционных материалов, применяемых в технологии производства, а также обеспечения правильности технологических процессов при производстве. В кабельной продукции с особым вниманием рассматривается вопрос качества изоляции. Для этого проводят испытания изоляции после монтажа кабельной линии, а также осуществляется контроль ее состояния на протяжении всего срока службы. Такие мероприятия уменьшают количество аварийных ситуаций, связанных с пробоем изоляции. В данное время, наиболее распространенный материал, используемый на кабельных линиях в качестве изоляции, является сшитый полиэтилен. Изоляция кабелей из сшитого полиэтилена, выполненных на среднее напряжение, в большей степени вытеснили кабели, выполненные другими изоляционными материалами. Для того, чтобы провести исследования температурного метода определения остаточного ресурса изоляции из сшитого полиэтилена, требуется рассмотреть процессы, происходящие во время эксплуатации кабеля в изоляции. Учитывая то, что внедрение кабелей с СПЭ-изоляцией выполняется не так давно, требуются доработки в области регламента проведения планово-профилактических испытаний. Другие методы испытания включают в себя применение напряжения промышленной частоты или повышенного выпрямленного напряжения. Ради ускорения процессов старения в кабеле принято решение разработать экспериментальную установку, производя ухудшение изоляции под воздействием одновременно электрического поля и температуры.

Постановка задачи

Целью исследования является выявление зависимости мощности частичных разрядов в изоляции кабелей от температуры при помощи камеры нагрева. Для достижения цели были поставлены и решены следующие задачи:

- Изготовление камеры нагрева;
- Подготовка кабеля для испытания в установке;
- Проведение испытаний в установке;

Теория

1. Изготовление камеры нагрева

С точки зрения удобства эксплуатации, было принято решение выполнять камеру в горизонтальном исполнении. При создании камеры использовалась: асбестоцементная труба, нагревательные элементы, температурные датчики, направляющие для кабеля из материала устойчивого к высоким температурам.



Рис. 1. Монтаж элементов и направляющих.



Рис. 2. Монтаж установки в каркас.

Нагревательные элементы (ТЭНы) были расположены в нижней плоскости трубы. В установке по бокам были сделаны отверстия для расположения удерживающих кабель трубок. После данной операции, трубки были укреплены слоем алебаstra.



Рис. 3. Нанесение на камеру нагрева двух слоев утеплителя



Рис. 4. Покрытие установки слоями стеклоткани.

Для полной изоляции камеры от внешних условий были созданы дополнительные заглушки из термостойкого материала, которые позволяют ограничить доступ воздушному потоку.



Рис. 5. Покрытие установки слоем полиэтилена.

2. Подготовка кабеля для испытания в установке.

Для проведения испытаний был выполнен этап подготовки кабеля. Была произведена концевая заделка кабеля, с использованием специального съемника изоляции. Участок кабеля одним концом был погружен в слой эпоксидной смолы для изолирования установки, в которую будет помещен кабель. Этап снятия изоляции показан на рисунке 6.



Рис. 6. Подготовка кабеля к эксперименту.



Рис. 7. Монтаж трубок выравнивания напряженности эл. поля.

При подготовке к проведению эксперимента, на кабель с двух сторон с помощью промышленного фена были установлены трубки для выравнивания напряженности электрического поля. Трубки выравнивания напряженности электрического поля показаны на рисунке 7.

Для того чтобы произвести регистрацию ЧР в кабеле, в него добавили искусственный дефект, изображенный на рисунке 8.

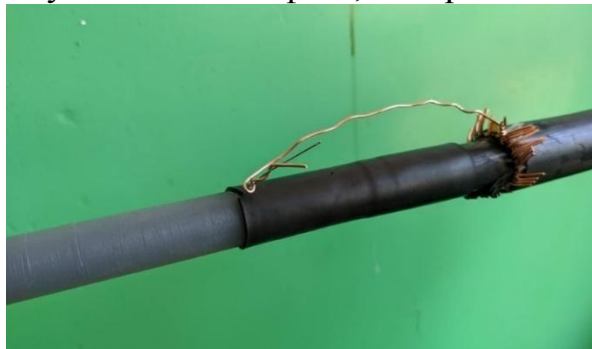


Рис. 8. Создание искусственного дефекта в кабеле.



Рис. 9. Работающая установка покрытая базальтовым утеплителем.

После выполнения всех этапов подготовки к эксперименту, в тепловую камеру был помещен фрагмент кабеля. Участок камеры для уменьшения теплопотерь был накрыт базальтовым утеплителем который изображен на рисунке 9.

3. Проведение испытаний в установке

В ходе эксперимента, к кабелю были подключены АИД-70М и прибор Dim Loc позволяющий регистрировать частичные разряды. Напряжение, под которым находился кабель составило 4 кВ. Температура в камере была в диапазоне от 30 до 100 градусов Цельсия, в зависимости от времени прогрева.

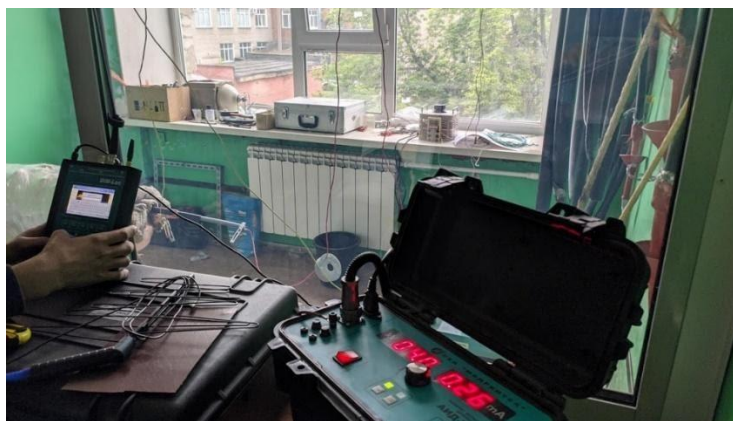


Рис. 10. Измерение параметров ЧР.

В ходе эксперимента измерялись: температура в камере нагрева и мощность частичных разрядов. Измерения проводились суммарно на протяжении 20 часов, с интервалом измерений от 10 до 15 минут. После выполнения измерений данные обрабатывались в MS Excel и Matlab и производилось построение графика. Были построены зависимости температуры от мощности ЧР, показанная на рисунке 11 и 12.

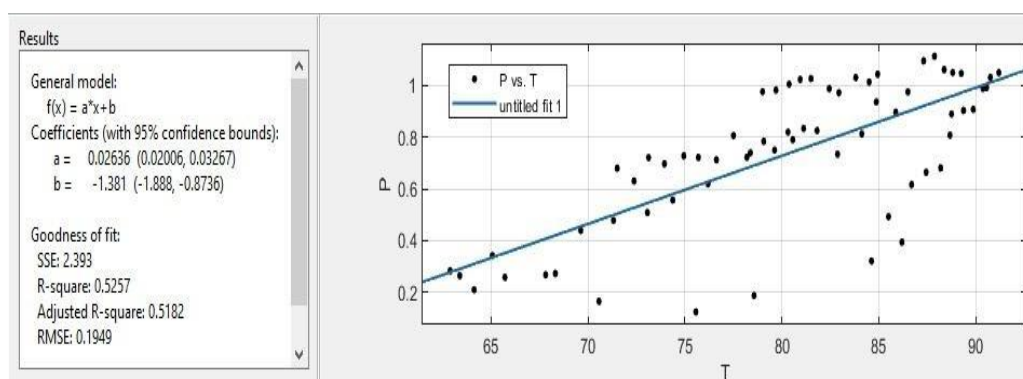


Рис. 11. График зависимости температура в камере нагрева от мощности частичных разрядов в программе MATLAB.

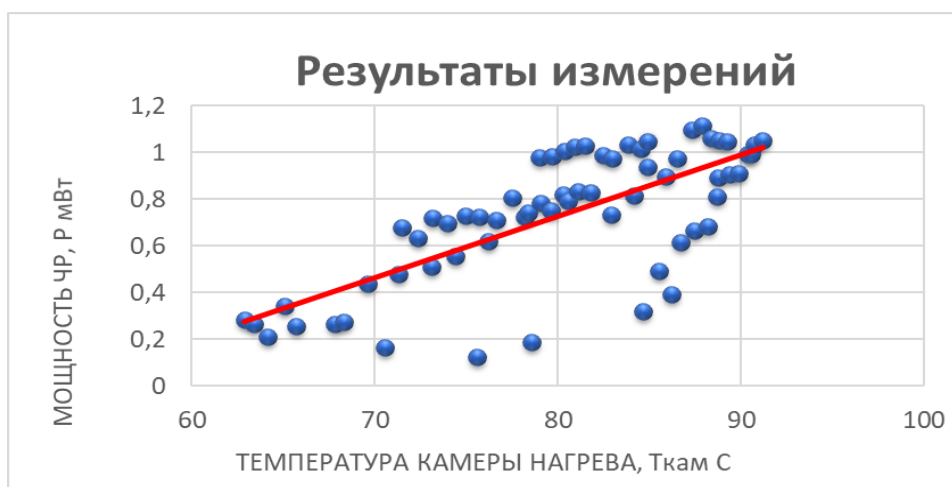


Рис. 12. График зависимости температура в камере нагрева от мощности частичных разрядов в программе MS Excel.

Выводы и заключение

В результате исследования были получены графики зависимостей температуры в камере нагрева от мощности частичных разрядов. Полученные результаты показали что температурные воздействия существенно влияют на возникновение частичных разрядов в кабелях с СПЭ изоляцией.

Список используемых источников:

1. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: «Энергия». Ленингр. Отд-ние., 1979. 224 р.
2. Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. Новосибирск: Наука, 2007. 155 р.
3. Singsathien J. et al. Partial discharge detection and localization of defected power cable using HFCT and UHF sensors // 2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON). 2017. P. 505–508.
4. Rajalakshmi B., Kalaivani L. Analysis of Partial Discharge in underground cable joints // ICIIECS 2015 - 2015 IEEE Int. Conf. Innov. Information, Embed. Commun. Syst. 2015.
5. Hayakawa N. et al. Dependence of partial discharge characteristics at spacer surface on particle size in SF6 gas insulated system // 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. 2008. P. 46–50.
6. Nazemi M.H., Hinrichsen V. Partial discharge investigation and electric field analysis of different oscillation modes of water droplets on the surface of polymeric insulator under tangential AC electric field stress // 2013 IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD). 2013. P. 194–197.
7. Ashraf S.A. et al. Study of propagation behaviour of Partial Discharge acoustic signals in a 3-D model tank // Proc. 2009 44th Int. Univ. Power Eng. Conf. 2009. № 1. P. 3–7.
8. Ghosh R., Chatterjee B., Dalai S. A method for the localization of partial discharge sources using partial discharge pulse information from acoustic emissions // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2017. Vol. 24, № 1.
9. Deshpande A.S., Mangalvedekar H.A., Cheeran A.N. Partial discharge analysis using energy patterns // Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2013. Vol. 53. P. 184–195.
10. Álvarez F. et al. Application of HFCT and UHF sensors in on-line partial discharge measurements for insulation diagnosis of high voltage equipment // Sensors (Switzerland). 2015. Vol. 15, № 4.
11. Zhao X., Quan J. De-noising of GIS UHF Partial Discharge monitoring based on wavelet method // Procedia Environ. Sci. 2011. Vol. 11, № PART C. P. 1302–1307.
12. Ahmed Z. et al. Analysis of partial discharge signals in medium voltage XLPE cables // Proceedings - 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2016. 2016.

13. Parpal J.L., Crine J.P., Dang C. Electrical aging of extruded dielectric cables: A physical model // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 1997. Vol. 4, № 2. P. 197–209.
14. Mazzanti G. Analysis of the combined effects of load cycling, thermal transients, and electro-thermal stress on life expectancy of high-voltage AC cables // IEEE Trans. Power Deliv. 2007. Vol. 22, № 4. P. 2000–2009.
15. Mazzanti G. Life and reliability models for high voltage DC extruded cables // IEEE Electr. Insul. Mag. 2017. Vol. 33, № 4. P. 42–52.
16. Zhurkov S.N. Kinetic concept of the strength of solids // Int. J. Fract. 1984. Vol. 26, № 4. P. 295–307.

[1] Бакут П.А., Жулина Ю.В., Иванчук Н.А. Обнаружение движущихся объектов/ Под ред. П.А. Бакута. – М.: Сов. радио, 1980. – 288 с.

[2] Pattern Classification, Duda Richard O., Hart Peter, Stork David G. – 2nd ed. – USA: John Wiley & Sons, 2001, p. 738.

[3] Реутов С., Сафронов Е. Комплектные поставки орудий труда как средство создания системы машин // Вопр. экономики, 1985. № 1. С 57-67.

УДК 621.311.4:[004.9:544.344.016.2]

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОГРАФИИ МЕТОДОМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Рахманкулов Ш.Ф. , Садыков В.О.

ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Email: shamil74000@mail.ru

Ключевые слова: машинное зрение, термография, мониторинг, превентивные методы диагностики.

Keywords: machine vision, thermography, monitoring, preventive diagnostic methods.

Превентивные меры по предотвращению тепловых аномалий в электрооборудовании являются необходимой составляющей для нормального функционирования электрооборудования на подстанции. В этой статье мы рассматриваем метод профилактического реагирования для подстанций с использованием компьютерного зрения и тепловых изображений.

Preventive measures to prevent thermal anomalies in electrical equipment are a necessary component for the normal functioning of electrical equipment in a substation. In this article, we look at a preventive response method for substations using computer vision and thermal imaging.

Тепловая энергия играет важную роль в диагностике электрооборудования подстанций, выявление сбоя на его ранних стадиях, что повышает надежность работы энергосистемы и её срок службы. Все электрические объекты с температурой выше нуля излучают инфракрасное излучение, которое увеличивает внутреннюю температуру электрооборудования на подстанции. Движение тока через электрооборудование в подстанции вызывает нагрев в электрических устройствах, таких как реле, конденсаторы и трансформаторы [1].

Превентивные меры по предотвращению тепловых аномалий с помощью термографии можно реализовать на базе круглосуточного мониторинга электрооборудования с помощью средств термографии и автоматизация этого процесса при помощи создания нейросети, которая по характерным признакам аномалии может вычислять наличие дефекта, а потенциально и характеризовать его существенность и характер повреждения. Уникальность представленного метода заключается в том, что существует множество методов диагностики оборудования с использованием средств термографии, но все они задействуют квалифицированный персонал, при наличии возможности реализовать автоматическую дефектоскопию при помощи машинного обучения это существенно сократит время и затраты на диагностику.

Для обнаружения и классификации аномалий как правило используют следующие два подхода: бинарный и много классовый (см рисунок). Эти подходы базируются на том, что так называемые данные для «тренировок» нейронных сетей заранее распределены по аргументам «корректности» и соответственно «неверности». Эти обычно используемые методы извлечения признаков либо традиционные для машинного обучения, за которым следует плоский слой для сопоставления и создания разбивки, а затем идут несколько взаимно-соединенных слоев убывающей размерности вплоть до слоя выхода. Выходной слой в этом случае будет давать вероятностное прогнозирование в процентах на случай поломки или целостности. [2]

В случае бинарной классификации есть один или два нейрона, указывающих на вероятность отказа и нормальные условия работы. Аналогично, в мульти классовой классификации, число нейронов $N+1$, где один нейрон указывает на вероятность неполадок, и каждый оставшийся N указывает на вероятность каждого типа неполадок.

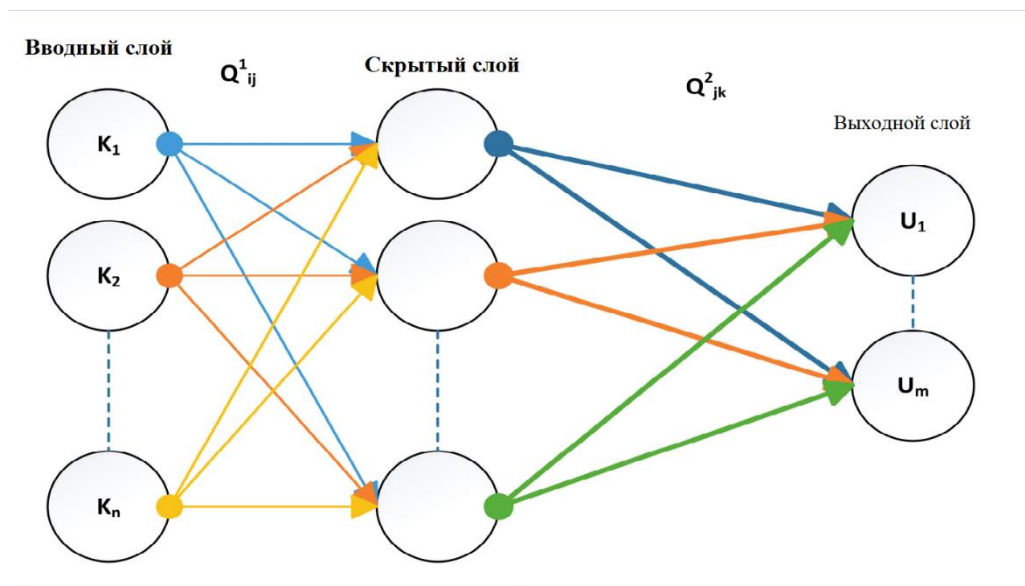


Рис. 1. Бинарный подход к классификации массива

Этапы диагностики зависят от информации и типа модели классификации, выбранной на предыдущем этапе, поскольку диагностика является инкрементным процессом, где каждый этап дополняется предыдущими этапами. В случае много классного классификатора тип сбоя, относящегося к обнаруженной аномалии [3], уже известен, что позволяет легко диагностировать и сравнивать с хронологически расположенными данными. Тем не менее, большинство архитектур алгоритмов диагностики реализуют бинарный классификатор, одно классовый классификатор или модели без надзора, в которых отсутствует информация о типе сбоя. Поэтому они могут проводить диагностику только путем группирования обнаруженных аномалий по аналогии, что делается с использованием кластерных моделей. [4]

После того, как аномалия обнаружена и диагностирована, эволюция деградации может контролироваться на основе условий работы и состояния электрооборудования, фокусируясь на наиболее значимых особенностях для стадий классификация и диагностики, которые могут отслеживать сбои [5]. Этот этап обычно осуществляется с помощью остаточных моделей полезного срока службы, которые оценивают оставшееся время или циклы до тех пор, пока не произойдет сбой, когда имеется достаточно хронологических данных об этом типе сбоя. И наоборот, если данных о деградации недостаточно, то единственным способом оценки деградации является отслеживание эволюции или расстояния между актуальными состояниями и известными пригодными рабочими состояниями. Обе вышеупомянутые модели могут также обеспечить «ограничение доверия». Модели прогнозов, основанные на данных, можно разбить на четыре группы в зависимости от лежащего в их основе метода. В приводимом ниже перечне обобщаются наиболее распространенные методы, классифицируемые по группам для прогнозирования деградации:

1) На основе подобия: сравнить текущее состояние с прошлым поведением от прогона до отказа для обнаружения аномалии.

2) Статистические данные: использование хронологических статистических данных для оценки деградации, например мониторинг использования электрооборудования в сочетании с использованием модели среднего времени до сбоя или модели «жизненного цикла» электрооборудования для оценки ожидаемой продолжительности работы.[6]

3) Анализ временных рядов: основанный на предыдущих значениях, калманский фильтр для моделирования скрытого состояния хронологических данных перебоев, преобразование их к деревьям Фурье и генетическое программирование для создания полиномиальной функции путем оптимизации.

4) Обучение, которое включает в себя следующие:

- Классификация: диагностика данных по известному типу сбоя или аналогичным рабочим данным и затем прогнозирование деградация в соответствии с хронологическими данными этого класса.

- Регрессия: прямая оценка аномального отклонения или оценка состояния оставшегося «жизненного цикла от входных данных.

Список используемых источников:

1. Korendo, Z.; Florkowski, M. Thermography based diagnostics of power equipment. Power 2001 с. 33–42.

2. Liu, H.; Xie, T.; Ran, J.; Gao, S. An Efficient Algorithm for Server Thermal Fault Diagnosis Based on Infrared Image 2017, с. 910.

3. Лобов Б.Н., Лызарь И.О., Левчук В.Э. Понятие «Цифровая подстанция» // Молодой исследователь Дона. 2020. № 3(24). с. 49–52.

4. Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования. М.: ИД «Додэка XXI», 2008. 304 с.

5. Huo, Z.; Zhang, Y.; Sath, R.; Shu, L. Self-adaptive fault diagnosis of roller bearings using infrared thermal images 2017. с. 124-127

6. Старкова Л.Е., Балашов Е.П. Анализ целесообразности внедрения цифровых электрических подстанций // Вестник Вологодского государственного университета. Сер. Технические науки. 2020. № 2(8). с. 44–48.

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕМ МИКРОГРИДОВ В УСЛОВИЯХ ИНТЕГРАЦИИ С ЭЛЕКТРОМОБИЛЯМИ В ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ

Садыков В.О., Рахманкулов Ш.Ф.

ФГБОУ ВО «КГЭУ»

Email: svo-1999@mail.ru

Ключевые слова: управление спросом, микрогриды, солнечные системы энергии, зарядка и разрядка.

Keywords: demand-response management, microgrids, solar power systems, charge, and discharge.

Для минимизации расходов на обслуживание МГ и поддержания стабильности сети МГ необходимо сбалансировать мощность зарядки/разрядки ЭМ на автостоянке. Для достижения этих целей мы предлагаем алгоритм зарядки/разрядки, пригодный для управления мощностью МГ, сконфигурированной с ЭМ. МГ осуществляет многоцелевую оптимизацию для сведения к минимуму затрат на обслуживание и зависимости от сети при максимальном использовании фотоэлектрической (ФЭ) энергии.

To minimize the maintenance costs of the MG and maintain the stability of the MG network, it is necessary to balance the charging / discharging power of EVs in the parking lot. To achieve these goals, we propose a charge / discharge algorithm suitable for controlling the MG power configured with an EV. MG implements multi-purpose optimization to minimize maintenance costs and grid dependence while maximizing the use of photovoltaic (PV) energy.



Рис. 1. Общая архитектура системы

Микрогрид (МГ) (см. рисунок) обычно используется для повышения гибкости и надежности энергетических систем. Он, как правило, состоит из распределенных энергетических ресурсов (РЭР), электрических нагрузок, систем возобновляемой энергии (СВЭ) и систем накопления и хранения энергии (СНЭ).[1] Топологию МГ можно классифицировать по двум основным режимам: островному (изолированному от системы) и связанному с сетью. В островном режиме контроллер уравнивает спрос на электроэнергию, предотвращая сокращение спроса на электроэнергию. В сетевом режиме МГ подключается к сети и, таким образом, управление энергией для удовлетворения спроса становится проще.[2] В случае подключенного к сети режима МГ может происходить из-за перебоев в сети. МГ является достаточно экономичной и надежной системой, поскольку она состоит из распределенных генераций электроэнергии и совокупной природы нагрузок [2]. По мере обострения проблемы ископаемого топлива и экологических проблем важное значение приобретает интеграция возобновляемых энергоресурсов с МГ. В централизованном МГ центральный контроллер МГ (МГЦК) контролирует энергию, генерируемую из РЭР, и контролирует электрические нагрузки для управления энергетическим балансом в энергосистеме. МГЦК снижает эксплуатационные расходы МГ для пользователей, так как обеспечивает электроэнергию для удовлетворения спроса собственными энергетическими ресурсами, когда цены на энергию на рынке электроэнергии высоки. Как правило, если спрос на электроэнергию выше, чем на производство электроэнергии, не допускается использование несущественных нагрузок. В [3] электрические приборы в наногридах подразделяются на съемные и неподвижные, и каждая подвижная электрическая техника должна сбалансировать спрос на нагрузку и производство электроэнергии.[4] Торговля электроэнергией между одноранговыми потребителями, или Peer-to-peer (P2P) является еще одним вариантом, облегчающим энергетический баланс между наногридами.

Для каждого ЭМ функции переключения зарядки и разрядки определяются отдельно, с тем чтобы уменьшить такие неблагоприятные последствия, как уменьшение пропускной способности в результате периодического зарядки/разрядки [5]. Каждому ЭМ присваивается операция зарядки/разрядки на основе сопоставления базовой нагрузки и производства фотоэлектрической энергии в МГ, как это определено в уравнении (1).

$$\{O_{\text{Зперекл}}^{i,t} = +1 \text{ если } P_{\text{нагрузки}}^t - P_{\text{ФЭ}}^t < P^{\text{зар}} \text{ и } UZ_{\text{ЭМ}}^{i,t} < UZ_{\text{max}} \quad O_{\text{Рперекл}}^{i,t} = +1 \text{ если } P_{\text{нагрузки}}^t - P_{\text{ФЭ}}^t \geq P^{\text{зар}} \text{ и } UZ_{\text{ЭМ}}^{i,t} > UZ_{\text{min}} \quad (1)$$

Где $O_{\text{Сперекл}}^{i,t}$ и $O_{\text{Дперекл}}^{i,t}$ являются коммутационными функциями i -ой ЭМ, которые представляют собой операцию зарядки и операцию разрядки, соответственно, и $P_{\text{нагрузки}}^t$ и $P_{\text{ФЭ}}^t$ базовая нагрузка и производство

фотоэлектрической энергии за интервал времени t . $P^{зар}$ является параметром интервальным и используется для определения периода зарядки или разрядки ЭМ; и $УЗ_{ЭМ}^{i,t}$ является УЗ(Уровнем Заряда) i -ого ЭМ, и $УЗ_{min}$ и $УЗ_{max}$, соответственно максимум и минимум допустимого УЗ, i -ого ЭМ. В представленном методе если разница между базовой нагрузкой и ФЭ производством энергии меньше, чем $P^{зар}$ и УЗ некоего ЭМ меньше чем $УЗ_{max}$, тогда $O_{Зперекл}^{i,t}$ становится +1 (Зарядка). Если оно больше, чем $P^{зар}$ и УЗ некоего ЭМ, больше чем $УЗ_{min}$, тогда $O_{Рперекл}^{i,t}$ становится +1(Разрядка).

Список используемых источников:

1. Каячков Р.А., Тен Е.Е. Цифровая трансформация как способ повышения качества услуг по передаче электроэнергии // Инновации. Наука. Образование. 2020. № 12. с. 372–377.
2. M. Honarmand, A. Zakariazadeh, and S. Jadid, "Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid," Energy Conversion and Management, выпуск. 86, с. 745- 755, 2014.
3. Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования. М.: ИД «Додэка XXI», 2008. 304 с.
4. K. Hedegaard, H. Ravn, N. Juul, and P. Meibom, "Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe," Energy, выпуск. 48, №. 1, с. 356-368, 2012.
5. B. S. M. Borba, A. Szklo, and R. Schaeffer, "Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil," Energy, выпуск 37, no. 1, с. 469-481, 2012.

УДК 621.311.24:004.94

РОЛЬ ТЕХНОЛОГИИ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И СПОСОБЫ ЕЕ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Р.Р. Саттаров, Р.Р. Гарафутдинов

Уфимский государственный авиационный технический университет

Ключевые слова: виртуальный, синхронный, генератор, инвертор, устойчивость, солнечные, электростанции, ВИЭ, моделирование.

В настоящее время развитие распределенной генерации на основе ВИЭ идет высокими темпами. Строительство большого количества объектов распределенной генерации имеет как большое количество достоинств, так

и некоторое количество недостатков при их распространении. Одним из недостатков является снижение инерции и демпфирования электрической сети в которой располагаются объекты ВИЭ, что оказывает негативное влияние на устойчивость энергосистем. Одним из возможных решений данного недостатка может быть применение технологии виртуального синхронного генератора (ВСГ), который позволяет имитировать в инверторе инерционные и демпфирующие характеристики традиционного синхронного генератора. В данной работе обсуждаются основной принцип ВСГ и ее роль в будущем развитии распределённой генерации на основе ВИЭ. Предлагаются способы компьютерного моделирования ВСГ.

Введение

В настоящее время в энергосистемах вводится в эксплуатацию все больше и больше электростанций на основе ВИЭ с применением устройств силовой электроники [1]. Большое количество малых электростанций в электрической сети оказывает значительное влияние на устойчивость этой сети.

Обеспечение устойчивости в электрической сети является одной из важных задач в электроэнергетике. Аварии, связанные с нарушениями устойчивости работы в крупных электрических системах, влекут за собой нарушение электроснабжения важных потребителей электрической энергии. Тяжелые последствия таких аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации.

В энергосистемах роторы синхронных генераторов обладают большой инерцией вращения и большой кинетической энергией. При возникновении аварий в энергосистеме высокая кинетическая энергия роторов оказывает поддержку для сохранения устойчивости энергосистемы. Кроме того, демпфирующая функция синхронных генераторов может помочь сдерживать колебания частоты энергосистемы. При высокой доле электростанций на основе ВИЭ в электрической сети общая инерция вращения синхронных генераторов значительно уменьшится по отношению к суммарной мощности электрической сети. Это вызывает большие колебания частоты, которые могут привести к нестабильности сети.

Для решения проблемы снижения устойчивости электрической сети предлагается технология виртуального синхронного генератора (ВСГ), которая может имитировать инерцию вращения синхронных генераторов путем добавления к электростанции на основе ВИЭ кратковременного накопителя энергии в сочетании с подходящим механизмом управления для инвертора [2,3]. Виртуальные синхронные генераторы имитируют вращающуюся инерцию в течение ограниченных временных интервалов с помощью дополнительных алгоритмов управления для поддержания работы в случае сбоев или непредвиденных обстоятельств, тем самым давая алгоритмам балансировки, устройствам управления и защиты достаточно времени для восстановления нормальной работы в системе [4].

Основной принцип работы ВСГ

ВСГ состоит из накопителя энергии, инвертора и системы управления (рис. 1). ВСГ преобразует источник постоянного тока в электрической сети в элемент, который с точки зрения инерции и демпфирующих свойств соответствует синхронному генератору. Фактически, виртуальная инерция симулируется путем управления активной мощностью через инвертор с помощью системы управления.

Для описания схемы управления ВСГ в качестве примера взята фотоэлектрическая установка. Взаимосвязь между инвертором и синхронным генератором показана на рис. 1.

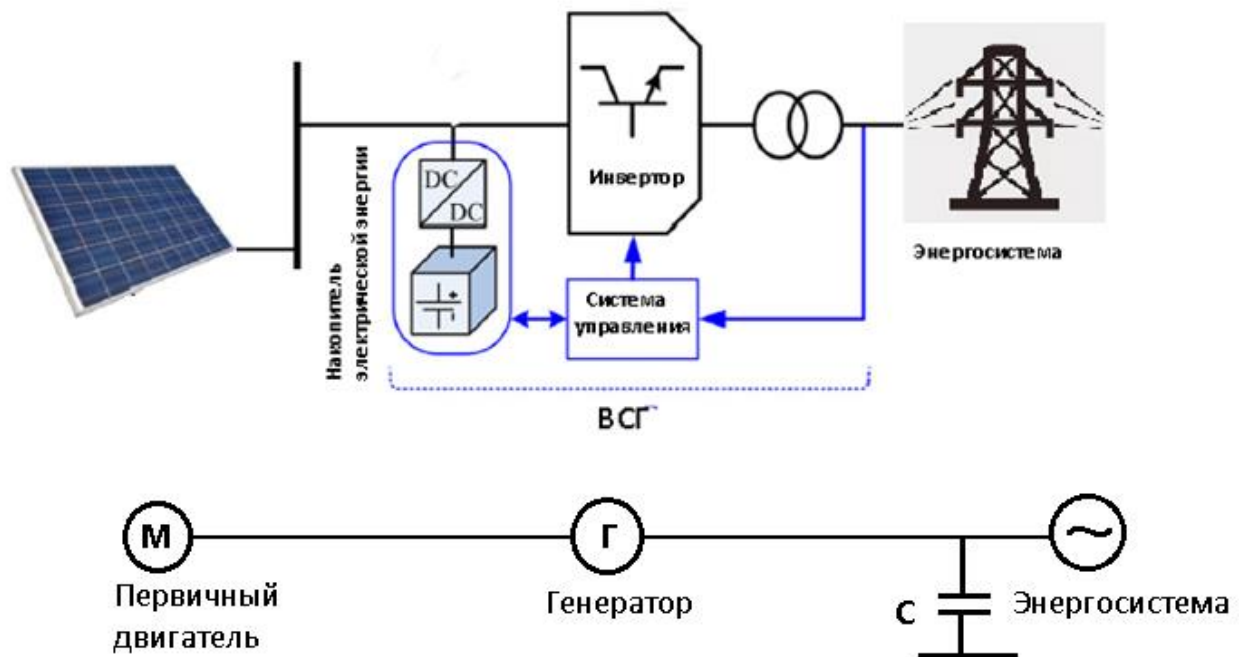


Рис. 1. Структурная схема ВСГ и взаимосвязь между инвертором и синхронным генератором

Как показано на рис. 1, эквивалентное соотношение между инвертором и синхронным генератором может быть описано следующим образом:

- солнечные панели могут быть заменены первичным двигателем;
- накопитель энергии и инвертор могут представлять вращающуюся инерцию первичного двигателя и генератора;
- схема управления может представлять электромеханическое преобразование энергии синхронного генератора;
- средние выходные напряжения инвертора могут эквивалентно заменять генерируемую ЭДС синхронного генератора;
- индуктивность фильтра и соответствующее ей сопротивление можно рассматривать как индуктивность и сопротивление обмоток статора синхронного генератора.

Роль ВСГ в энергосистемах с генерацией на основе ВИЭ

Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электрических систем, в том числе к вводимым в последние годы электростанциям на основе ВИЭ. В отличие от традиционных синхронных генераторов у электростанций на основе ВИЭ отсутствуют инерционные свойства. Поэтому электростанции на основе ВИЭ с использованием инверторов (при существующих системах управления) не могут участвовать в обеспечении устойчивости энергосистемы. При работе множества электростанций на основе ВИЭ на одной территории возможное их отключение в результате аварийных возмущений становится более тяжелым для энергосистемы, чем в случае, когда на территории размещено малое количество таких электростанций.

При дальнейшем развитии электростанций на основе ВИЭ с использованием инверторов, когда их суммарная мощность будет сопоставима с мощностью традиционных электростанций проблема обеспечения устойчивости в таких сетях будет стоять достаточно остро, что может помешать дальнейшему распространению электростанций на основе ВИЭ в виду необходимости применения дополнительных мероприятий по обеспечению требуемого уровня устойчивости и, как следствие удорожанию стоимости ввода таких электростанций, что в конечном счете может стать экономически нецелесообразно.

Применение технологии ВСГ при относительно небольших вложениях в реализацию такой технологии позволит избавить электростанции на основе ВИЭ от проблем, связанных с отсутствием инерционных и демпфирующих свойств, и, следовательно, от проблем, связанных с обеспечением устойчивости в электрической сети.

В результате, электростанции на основе ВИЭ с применением технологии ВСГ получат еще большее распространение, т.к. помимо электрической энергии электрическая сеть получит источник повышения устойчивости сети.

Таким образом технология ВСГ играет достаточно важную роль в развитии электростанций на основе ВИЭ в будущем.

Способы компьютерного моделирования электростанции ВИЭ с технологией ВСГ

Для оценки возможностей электростанции ВИЭ с применением технологии ВСГ наиболее целесообразным будет создание математической модели солнечной электростанции с инвертором и внешней электрической сетью. Построение математической модели выполнялось в программном комплексе PSCAD. Построенная модель приведена на рисунке 2.

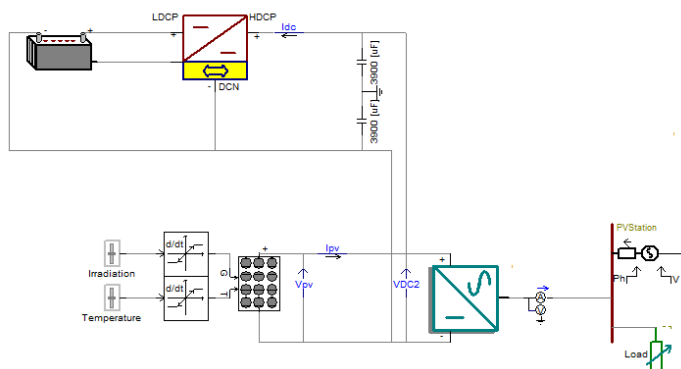


Рис.2. Математическая модель солнечной электростанции с внешней электрической сетью.

Математическая модель состоит из:

- фотоэлектрического элемента;
- инвертора;
- накопителя электрической энергии;
- преобразователя напряжения для накопителя электрической энергии;
- шины переменного тока с подключенной к ней нагрузкой;
- эквивалентного генератора, представляющего внешнюю электрическую сеть.

Фотоэлектрический элемент - это основное полупроводниковое устройство, которое генерирует электричество за счет фотоэлектрического эффекта при воздействии лучистой энергии, такой как солнечный свет (рис.3.). Модель позволяет пользователю указать количество последовательных и параллельных ячеек на модуль, а также количество модулей, подключенных последовательно и параллельно, что помогает в создании фотоэлектрических систем с высокой номинальной мощностью.

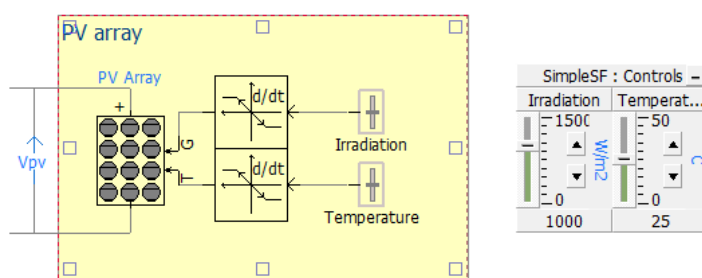


Рис.3. Модель солнечной панели

Инвертор предназначен для связи солнечной панели с внешней электрической сетью (рис.4.). Чтобы иметь возможность связать фотоэлектрическую систему с электросетью, выходная мощность

постоянного тока преобразователя постоянного тока должна быть преобразована в трехфазную мощность переменного тока с использованием трехфазного инвертора. В этой модели PSCAD трехфазный инвертор состоит из простой схемы регулирования P и Q, генератора пусковых импульсов и моста трехфазного инвертора [5].

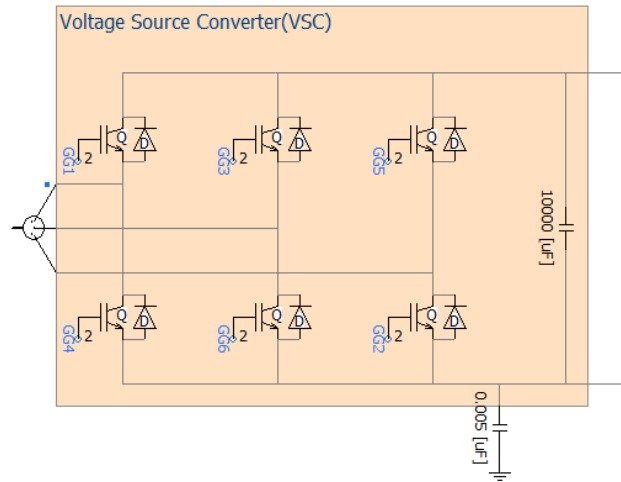


Рис.4. Модель трехфазного инвертора

Батарея предназначена для имитации инерционных и демпфирующих свойств синхронного генератора (рис.5.). Поскольку ВСГ должен быть способен генерировать или поглощать энергию, номинальный заряд накопителя энергии в ВСГ должен быть на уровне 50% от его номинальной мощности.

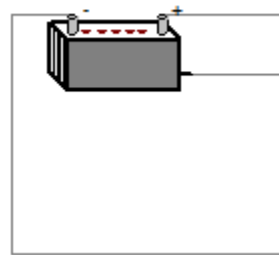


Рис.5 Модель накопителя электрической энергии

Преобразователь напряжения постоянного тока в постоянный предназначен для повышения напряжения от уровня напряжения накопителя до уровня напряжения инвертора (рис.6.).

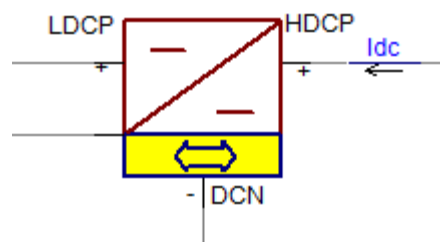


Рис.6. Преобразователь напряжения

Нагрузка на шинах переменного тока смоделирована с помощью соответствующего элемента из библиотеки PSCAD, электрическая сеть представлена только как эквивалентный источник. Нагрузка и внешняя сеть приведены на рисунке 2.

Для реализации технологии ВСГ к описанной выше математической модели дополнительно требуется смоделировать схему управления инвертором, которая и реализует собой технологию ВСГ. Именно схема управления имитирует работу традиционного синхронного генератора.

После добавления схемы управления инвертором построенная математическая модель будет готова к испытаниям эффективности работы предлагаемой технологии.

В настоящее время существует множество вариаций схем управления по технологии ВСГ, каждая из них эффективна в определенных условиях и имеет множество влияющих факторов и требуют более подробного обсуждения. Поэтому в рамках данной работы схемы управления по технологии ВСГ не рассматриваются и пример построения в PSCAD не приводится. Варианты схем управления инверторами приведены в [6] и [7].

Заключение

Технология ВСГ может обеспечить эффективное решение проблем, с которыми сталкиваются энергосистемы при наличии большого количества электростанций на основе ВИЭ с применением инверторов. А именно, технология ВСГ может быть использована в инверторах для имитации инерции и демпфирования обычных синхронных генераторов, что может обеспечить решение проблемы снижения коэффициента инерции и демпфирования энергосистем. Технология ВСГ играет достаточно важную роль в развитии электростанций на основе ВИЭ в будущем.

Построенная математическая модель после добавления схемы управления инвертором будет готова к испытаниям эффективности работы технологии ВСГ.

Таким образом, технология ВСГ имеет широкие перспективы применения в задаче обеспечения устойчивости энергосистем и требует дальнейшего обсуждения

Список используемых источников:

1. M. Torres and L. A. C. Lopes, "Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems," 2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPEC.2009.5420953.
2. Kong, X., Pan, J., Gong, X., & Li, P. Emulating the features of conventional generator with virtual synchronous generator technology: an overview. The Journal of Engineering, 2017(13), 2135–2139. <https://doi.org/10.1049/joe.2017.0707>.
3. T. V. Van et al., "Virtual synchronous generator: An element of future grids," 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638946.

4. Robert F. Arrit, Roger C. Dugan "Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection" 2015 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC), doi:10.1109/REPC.2015.12

5. K. Sakimoto, Y. Miura and T. Ise, "Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function," 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia, 2011, pp. 1498-1505, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944492.

6. Lin C., Xiao L., Sattarov R. Power System Control of More-electric Aircraft Engine Based on Double Closed Loop Feedback IEEE, 2019. 1–6 с.

7. J. Driesen and K. Visscher, "Virtual synchronous generators," 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, pp. 1-3, doi: 10.1109/PES.2008.4596800.

УДК 661.961

ДИАММИАКАТ БОРГИДРИДА МАГНИЯ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ВОДОРОДА

Степин В.П., Шиховцев А.В., Васильев В.П., Соловьев М.В.

ИПХФ РАН

E-mail: swassja@mail.ru

Ключевые слова: водород, диаммиакат боргидрида магния, химический генератор водорода, источник водорода, портативный источник водорода
Key word: hydrogen, magnesium borohydride diammiacate, chemical hydrogen generator, hydrogen source, portable hydrogen source

В данной статье рассматривается диаммиакат боргидрида магния как перспективный источник водорода. Приводятся результаты термического разложения диаммиката боргидрида магния. Обсуждаются системы фильтрации продуктов разложения исследуемого вещества. Особое внимание авторами статьи уделено методам инициации процесса термического разложения диаммиаката боргидрида магния в системах генерации водорода.

In this article, magnesium borohydride diammiacate is considered as a promising source of hydrogen. The results of thermal decomposition of magnesium borohydride diammiacate are presented. Filtration systems of decomposition products of the investigated substance are discussed. The authors of the article pay special attention to the methods of initiation of the process of thermal

decomposition of magnesium borohydride diammiacate in hydrogen generation systems.

Введение

Развитие водородной энергетики в России и мире требует решения проблем получения, хранения и транспортировки водорода. Особый интерес представляют системы хранения и генерации водорода на основе гидридов и боргидридов металлов. Использование систем химической генерации водорода может быть интересно с практической точки зрения для малой беспилотной авиации, так как доставка баллонов в отдаленные районы может быть затруднительна или невозможна в связи с предъявляемыми требованиями безопасности, в качестве портативных заправок баллонов. [4,5]

Целью нашей работы является изучение методов генерации водорода из диаммиаката боргидрида магния. Выбор материала для исследования обусловлен следующими критериями:

- Высокая массовая доля водорода в веществе - 15,9% [1];
- Низкие температуры выделения водорода от 120 до 250 °С;
- Возможность создания систем генерации водорода термолизного типа высокой эффективности (достижение массового выхода водорода на устройство сопоставимого с баллонным водородом 6-8%).

Термическое разложение диаммиаката боргидрида магния в печи

Термолиз диаммиаката боргидрида магния проводился в металлическом сосуде объемом 450 мл, помещенном в печь. В реактор загружали 13 г вещества в сухом боксе и герметизировали реактор. Температура печи составляла 400 градусов. Металлический реактор помещался в предварительно разогретую печь. Система также включала в себя три буферные емкости объемом 400 мл. Давление измерялось пьезоэлектрическим датчиком давления DMK 331P в диапазоне от 0 до 180 атм с погрешностью 0,5%, подключенного к компьютеру с помощью АЦП ZET LAB. Во время эксперимента записывался график зависимости давления от времени. Полученный газ спускался через регулятор расхода газа со скоростью 10 л/мин. Проводился отбор проб на инфракрасную спектроскопии для определения количества аммиака в газовой фазе.



Рис. 1. Характерная зависимость давления от времени.

По результатам проведенного эксперимента мы можем посчитать объем выделившегося газа. Зная, что теоретически с 1 г вещества может выделиться 0,15 г водорода мы можем посчитать конверсию. Расчет проводили, учитывая количество выделившегося газа, прошедшего через регулятор расхода газа, и засчитывали исходя из объема системы и максимального давления.

Теоретический объем выделившегося водорода должен составлять 21,84 л [1,2]. По данным регулятора расхода газа, объем выделившегося водорода - 16,27 л, что говорит о конверсии в 75%. При получаем сопоставимые значения 16,1 л.

Поскольку скорость нагрева в данном эксперименте мы контролировать не можем, температура печи выставляется заведомо выше необходимой для разложения МА-2. Однако, подбор оптимальной скорости нагрева, а также оптимальной максимальной температуры, позволит получить максимальный выход водорода, с минимальным количеством примесей аммиака. ИК спектр газовой фазы разложения представлен на рисунке 2. Видно два явно выраженных пика, характерных для аммиака.

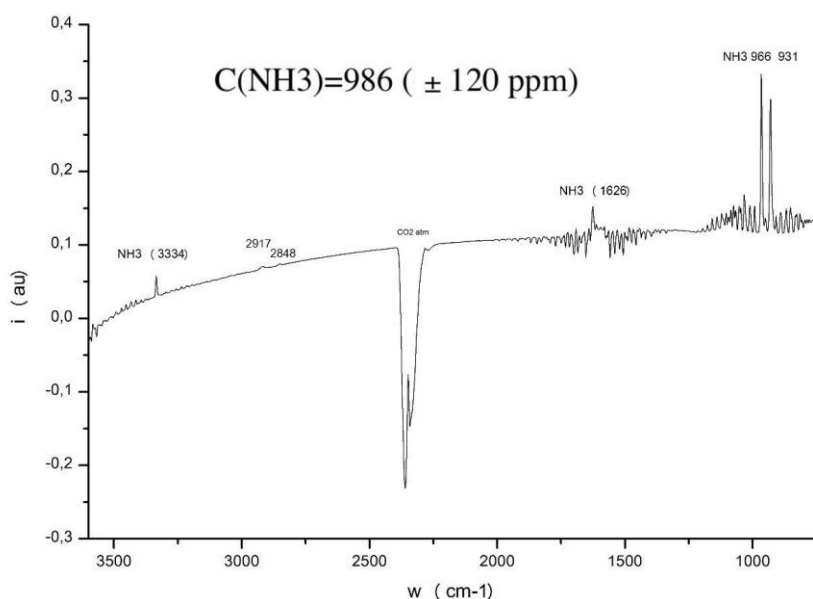


Рис. 2. ИК-спектр продуктов разложения диаммиаката боргидрида магния.

Системы очистки газовой фазы от примесей аммиака

Поскольку в газовой фазе продуктов разложения диаммиаката боргидрида магния содержится аммиак, полученный водород нельзя использовать в системах энергоснабжения на основе топливных элементов. Для решения данной проблемы необходимо разработать систему очистки газа от аммиака. Предложено два типа фильтров на основе фосфорной кислоты и хлорида алюминия. Было собрано два фильтра, масса активных веществ была одинакова. Для проведения испытаний фильтрующей способности и емкости предложенных материалов, была подготовлена водород-аммиачная газовая смесь. Концентрация аммиака в водороде составила 957 ppm. Для проведения испытаний фильтры были поставлены

параллельно в газовую линию и для точности эксперимента после фильтра устанавливались счетчики газа, для определения объема прошедшего через фильтр. Во время эксперимента проводился отбор проб на ИК-спектроскопию, для установления концентрации аммиака в газовой фазе после фильтра. Отбор проб проводился каждые 20 л. На рисунке 3 представлены характерные ИК-спектры газов после фильтра.

По результатам серии экспериментов установлено, что фильтр из хлорида алюминия имеет большую емкость, при этом степень очистки газовой фазы значительно выше. При проведении серии экспериментов также была разработана оптимальная методика загрузки фильтров.

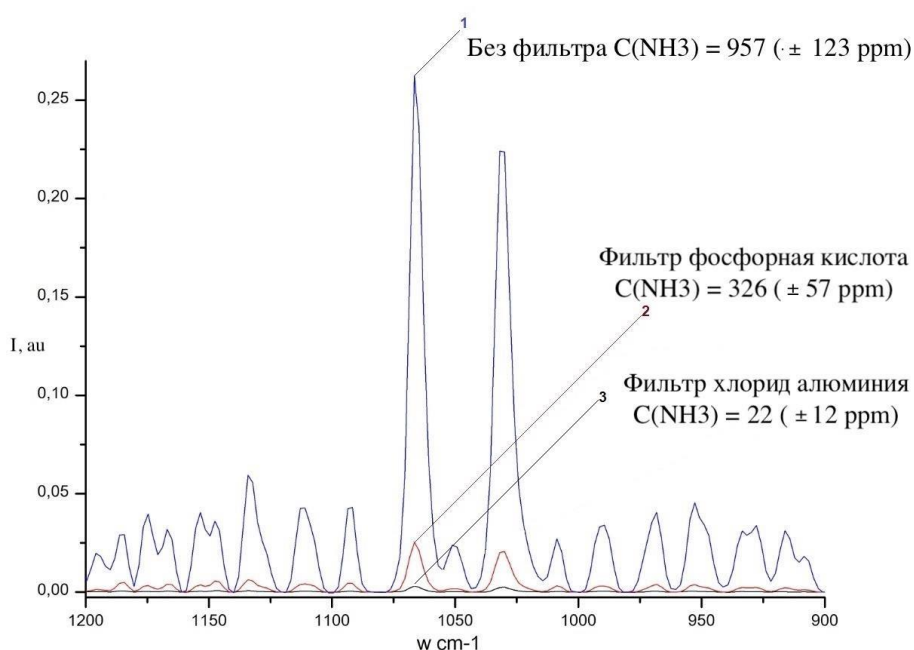


Рис. 3. ИК-спектр газовой фазы до и после фильтров.

Системы инициации термического разложения диаммиаката боргидрида магния

Дальнейшая серия исследований была направлена на разработку систем инициации процесса термического разложения диаммиаката боргидрида магния. В качестве источника энергии, необходимого для начала и поддержания процесса выделения водорода были выбраны термитные смеси различного состава. Масса термитной шашки 5 г. Использовались различные разбавители для снижения температуры горения, изменения времени горения и скорости поджига. В таблице представлены составы и основные параметры изученных термитных смесей. Для использования в качестве инициатора термического разложения необходимо, чтобы смесь отвечала нескольким условиям. Запуск не дольше 3 с, отсутствие дымности при горении термита, сохранение его формы. Термитные смеси подвергались прессовке, полученная таблетка заворачивалась в алюминиевую фольгу, в центре таблетки просвечивалось отверстие, в которое устанавливалась нихромовая спираль сопротивлением 8 Ом. Эксперимент проводили в атмосфере аргона, в качестве источника тока

использовали аккумулятор рабочим напряжением 24 В. Проводили серию экспериментов для определения оптимального состава термитной смеси для использования в качестве источника энергии для процесса разложения диаммиаката боргидрида магния. По результатам проведенных испытаний установлено, что термитная смесь с 40% содержанием Al_2O_3 наиболее подходит для инициации процесса разложения диаммиаката боргидрида магния таблица 1.

Таблица 1 – Составы термитных смесей для инициации процесса термоллиза диаммиаката боргидрида магния.

Состав	Разбавитель	Время запуска, с	Дымность	Время теплоотдачи,
1	20% Cu	2 с	Высокая, пламя сине-зеленого цвета	40 с
2	30% Cu	4 с	Высокая, пламя сине-зеленого цвета	43 с
3	40% Cu	5 с	Высокая, пламя сине-зеленого цвета	40 с
4	20% Al_2O_3	2 с	Умеренная, пламя желтого цвета	50 с
5	30% Al_2O_3	2 с	Умеренная, пламя желтого цвета	55 с
6	40% Al_2O_3	3 с	Отсутствует	50 с
7	Без разбавителя	1 с	Умеренная, яркое пламя, белые искры	20 с

Для проведения испытаний использовались две трубы из нержавеющей стали диаметром 40 мм, крышки с гермовводами, газовые трубки, регулятор расхода газа, датчик давления.

Таблетки из диаммиаката боргидрида магния предварительно плавилась при вакуумной откачке, далее в боксе с инертной атмосферой разливались по заранее подготовленным формам. В них были помещены термитные запалы массой 13 г состав (47% Fe_2O_3 , 18% Mg, 35% Al_2O_3) в которые были вставлены спирали поджигаю сопротивлением 8 Ом. Таблетки загружались в реактор последовательно, между каждой таблеткой проложена теплоизоляция, от стенок реактора таблетки также изолированы теплоизоляционной ватой. В ходе эксперимента определялось максимальное давление при запуске таблетки, а также анализировали

количество полученного газа. Инициация запуска термита производилась с помощью подачи импульса тока при подключении аккумулятора 24 В.

Таблица 2 – Инициация процесса разложения диаммиаката боргидрида магния термитной смесью.

Номер таблетки	Давление, атм	Время поджига, с	Сопротивление спирали, Ом	Сила тока, А	Конверсия %
1	6	3	8	2,4	75
2	10	3	7,8	2,8	88
3	12	4	7,9	2,6	91
4	9	4	8	2,4	84
5	9	3	8,2	2,3	84
6	10	4	8	2,3	88

Запуск первых таблеток произведен в штатном режиме, наблюдался стабильный рост давления, но максимальное давление до расчетных значений не поднималось. Подача импульса тока на следующую таблетку производилась при падении давления до 3 атмосфер. Эксперимент, проведенный с диаммиакатом боргидрида магния показал возможность контролируемого получения водорода термолизным методом. Фиксируемое давление соответствовало расчетному, что свидетельствует о том, что при доработке системы поджига и технической оснастки, возможно безопасное использование диаммиаката боргидрида магния в качестве химического источника водорода.

Выводы

По результатам первичных экспериментов показано, что при термическом разложении вещества выход водорода не менее 14.6 масс % (91% от теоретического значения). Установлено наличие примесей аммиака в газовой фазе (до 1000 ppm) и предложено решение по очистке получаемого газа. Показана зависимость количества аммиака в газовой фазе от скорости нагрева вещества.

Авторами предложена технология термического разложения диаммиаката боргидрида магния с использованием термитных инициаторов. Для активации термита необходимо минимальное количество энергии, а выделенного тепла достаточно для разложения диаммиаката боргидрида магния. Наличие малых количеств аммиака в газовой фазе

продуктов, требует дополнительного изучения и подбора оптимальных режимов термического разложения диамиаката боргидрида магния для полной очистки водорода и повышения конверсии.

Авторы работы предполагают, что полученные экспериментальные данные показывают возможность создания химического генератора водорода термолизного типа высокой эффективности на основе диамиаката боргидрида магния для систем электроснабжения на основе топливных элементов.

Список используемых источников:

1. Г.Г Сакович, Р.Г. Никитин, Аммиакаты боргидрида магния как перспективные источники водорода, // Ползуновский вестник, 2006.

2. Chem. Asian J. 2013, 8, 476 – 481 Synthesis and Thermal Decomposition Behaviors of Magnesium Borohydride Ammoniates with Controllable Composition as Hydrogen Storage Materials DOI: 10.1002/asia.201200970

3. Куш С.Д., Полетаев А.А., Тарасов Б.П., Булычев Б.М. Получение водорода взаимодействием гидрида магния с неорганическими кислотами и их кислыми солями // Альтернативная энергетика и экология – ISJAEE. 2007. No 11. С. 80–84.

4. Н. Л. Солодова, Р. Р. Минигулов, Е. А. Емельянычева Водород как перспективный энергоноситель. Современные методы получения водорода // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т.18, №3

5. Д.Ю. Гамбург, В.П. Семенов, Н.Ф. Дубовкин, Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение // М. Химия 1989, с. 288 - 324

УДК 621.352.6: 656.61

ПРИМЕНЕНИЕ ПОМТЭ и ТОТЭ В МОРСКОМ ТРАНСПОРТЕ

Сухенко А.К.

«СевГУ»

Email: suhoydj@gmail.com

Ключевые слова: топливные элементы, водородная энергетика, альтернативные источники энергии, судовая энергетическая установка.

Key words: fuel cells, hydrogen energy, alternative energy sources, ship power plant.

ИМО и другие организации принимают меры по сокращению выбросов парниковых газов и повышению общей энергоэффективности судна. Существует множество технических и эксплуатационных усовершенствований, которые могут помочь в достижении этих целей, но водород и топливные элементы остаются одними из лучших кандидатов для существенного сокращения выбросов и расхода топлива. В этом документе дается обзор возможных применений топливных элементов в морском секторе и анализируется потенциал топливных элементов с протонообменной мембраной (ПОМТЭ) и твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) для бортовой установки. Анализ показывает преимущества, которые топливные элементы могут дать с точки зрения сокращения выбросов и экономии топлива, но также подчеркивает некоторые проблемы. В то время как ПОМТЭ готовы к применению на морских судах, ТОТЭ все еще находится на стадии изучения для внедрения.

Abstract: IMO and other organizations are taking action to reduce greenhouse gas emissions and improve the overall energy efficiency of the ship. There are many technical and operational improvements that can help achieve these goals, but hydrogen and fuel cells remain among the best candidates for dramatically reducing emissions and fuel consumption. This paper provides an overview of the potential applications of fuel cells in the maritime sector and analyzes the potential of proton exchange membrane fuel cells (PEMFCs) and solid oxide fuel cells (SOFCs) for an onboard installation. The analysis shows the benefits that fuel cells can provide in terms of emission reductions and fuel savings, but also highlights some of the challenges. While the PEMFCs are ready for use on ships, SOFCs are still under study for implementation.

Введение

Корабли являются одним из старейших средств передвижения для грузов и пассажиров, поскольку на протяжении истории они вносили свой вклад в миграцию, торговлю, исследования, оборону и гуманитарные цели. До 19 века основными средствами движения на море были весла и ветер. Затем двигатели и турбины, использующие невозобновляемые виды топлива. По этой причине судовой транспорт стал одним из секторов, ответственных за загрязнение воздуха. Морские перевозки, между прочим, являются одним из наиболее экологически чистых способов доставки. На весь транспортный сектор приходится 14% глобальных выбросов CO₂ [1], но морская торговля составляла в 2016 году 90% общемирового объема [2], а по данным Международной морской организации (ИМО) в 2012 году приходилось примерно 2,1% глобальных выбросов CO₂, почти 961 миллион тонн CO₂. Также на суда в среднем за год приходится 15% глобальных выбросов NO_x (20,9 млн тонн) и 13% глобальных выбросов SO_x (11,3 млн тонн) [3]. Если учесть тонны дедвейта, которые измеряют грузоподъемность судна, мировой флот в 2017 году в основном состоял из судов трех типов: нефтеналивных танкеров, балкеров и контейнеровозов.

Чтобы предотвратить увеличение выбросов с судов и их воздействия на окружающую среду в будущем, с 1973 года ИМО ввела обязательные

правила, такие как ограничения выбросов SO_x и NO_x в Приложении VI к Конвенции МАРПОЛ. С годами эти ограничения становились все более строгими, что привело к введению обязательного предела 0,5% (по массе) содержания SO_x в судовом топливе с 1 января 2020 года. Задача состоит в том, чтобы сократить выбросы парниковых газов как минимум на 50% к 2050 году по сравнению с 2008 годом, а также сократить выбросы CO_2 от транспортных работ как минимум на 40% к 2030 году, стремясь к достижению 70% к 2050 году по сравнению с 2008 годом [5].

В настоящее время подавляющее большинство судовых двигателей работает на тяжелом топливе (HFO), которое является остаточной частью процесса перегонки и крекинга сырой нефти: оно содержит большое количество серы и металлических соединений, ароматических углеводородов и остатков углерода, но является экономически эффективным. Для удовлетворения текущих требований судну необходимо использовать больше очищенного топлива с меньшим содержанием серы, например судовое дизельное топливо (MDO), судовой газойль (MGO), HFO с низким содержанием серы (LSHFO), сжиженный природный газ (LNG) или внедрить системы, чтобы уменьшить выбросы, как скрубберы. Все эти методы уменьшают грузоподъемность и усложняют проектирование и обслуживание судна. По этим причинам судовладельцы рассматривают альтернативные способы производства электроэнергии на своих судах. В этом докладе углеродное топливо рассматривается как «стандартный» рыночный продукт, а не как биотопливо, поступающее из возобновляемых источников энергии.

Среди этих альтернатив топливные элементы вызывают все больший интерес, поскольку они потенциально могут работать с широким спектром видов топлива, в частности с водородом, что позволяет снизить выбросы выхлопных газов, шум и вибрацию с эффективностью, сравнимой или выше, чем у традиционных электростанций [7] [8]. К настоящему времени топливные элементы уже несколько лет используются. В период 2015-2019 гг. ежегодно продается почти 200 МВт топливных элементов, особенно в США, Японии и Южной Корее. В тот же период значительно увеличилось количество применений топливных элементов на транспорте, в основном в автомобилях, автобусах и поездах, при этом в 2019 году было продано более 900 МВт топливных элементов [9]. В морском секторе топливные элементы в основном применялись в некоторых демонстрациях или на концептуальном уровне [8]. Одна система топливных элементов, уже действующая и проработавшая много лет - это система воздушно-независимой силовой установки (AIP) с протонообменной мембраной (ПОМ), установленная на борту подводных лодок типа U212, спроектированных Германией и Италией в 90-х годах.

Топливные элементы могут помочь снизить выбросы и повысить эффективность судна, но они также дороги и страдают от отсутствия правил и положений, которые необходимо применять для их установки на борту. В этом документе описываются перспективы будущего внедрения топливных

элементов с протонообменной мембраной (ПОМТЭ) и твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) на борту судов, обсуждаются как преимущества, так и возможные проблемы, с которыми проектировщики и операторы столкнутся при работе с этой технологией.

Судовая энергетическая установка

Круизные лайнеры были одними из первых судов, на борту которых была установлена электрическая тяга. В соответствии с этой философией конфигурация системы основана на силовой установке, где электрические генераторы, приводимые в движение двигателями внутреннего сгорания, работают параллельно на главных распределительных щитах, питая два больших класса пользователей. Первый связан с двигательной установкой, рулевым управлением и всем оборудованием, связанным с безопасностью судна, например:

1. Электродвигатели;
2. Вспомогательное оборудование для двигателей;
3. Устройства для маневрирования и вспомогательное оборудование;
4. Системы навигации и безопасности.

Вторая цель производства электроэнергии - обеспечение жизнедеятельности экипажа и пассажиров (системы повышения комфорта).

Судовая энергетическая установка обычно размещается на самых нижних палубах, чтобы минимизировать воздействие на объем полезной нагрузки и снизить центр тяжести судна. Такое расположение увеличивает остойчивость судна в неповрежденном состоянии, особенно когда судно еще не наклонено (начальная остойчивость) [17]. Машинные отделения обычно занимают по крайней мере две палубы по высоте, потому что средний двигатель, установленный на судне, имеет высоту, превышающую расстояние по вертикали между двумя палубами. При использовании электродвигателя машинные отделения не нужно размещать возле кормы судна, где размещаются гребные винты, но их можно перемещать вперед, около продольного центра судна. Сегодня большинство заправляются дизельным топливом, но это решение не приветствуется строгими правилами, касающимися выбросов и конкурентоспособной цены природного газа, хранящегося в его сжиженном виде (СПГ). В последние годы это топливо стало популярным в морском секторе, поскольку оно снижает выбросы парниковых газов, SO_x и NO_x без установки какой-либо дожигательной очистки (скрубберы) и имеет конкурентоспособную стоимость по сравнению с традиционными решениями [18]. СПГ хранится в независимых криогенных резервуарах под давлением внутри судна при температуре около $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Этот интерес к альтернативным решениям по сокращению выбросов и доказанная возможность установки и эксплуатации судов на газообразном топливе являются ключевыми факторами, которые привели к возможности использования топливных элементов в морской промышленности.

Система топливных элементов для судов

В этом контексте неопределенности относительно того, как соблюдать нынешние и будущие строгие ограничения на вредные выбросы в морском секторе, топливные элементы появляются как возможное решение для выработки части энергии, необходимой на борту.

Существует несколько технологий топливных элементов, которые различаются в основном типом электролита. Далее рассматриваются возможности применения ПОМТЭ и ТОТЭ на борту судов. ПОМТЭ выбраны, поскольку на сегодняшний день они являются наиболее зрелой технологией, особенно когда они применяются в автомобильном секторе. Даже если технологическая зрелость ТОТЭ ниже, они могут представлять большой интерес, поскольку предлагают большую гибкость с точки зрения выбора топлива.

ПОМТЭ

ПОМТЭ - одна из наиболее часто используемых технологий топливных элементов, и их продажи значительно выросли в последние годы из-за их применения в транспортном секторе, особенно в автомобилях, автобусах и поездах. ПОМТЭ нуждаются в чистом водороде в качестве топлива на аноде и кислороде из воздуха на катоде, а их рабочая температура составляет 50-100 °C. Их электрический КПД составляет от 50 до 60%, а удельная мощность батареи составляет от 400 до 2000 кВт/м³ [19] [20]. Ожидается, что стоимость ПОМТЭ будет относительно высокой, от 1700 до 2800 \$/кВт [21].

Учитывая низкую растворимость водорода в воде (0,00016 г водорода в 100 г воды при 20 °C и 1 атм [22]), есть возможность использовать воду как побочный продукт для судовых служб, например, техническую воду или производство пара. С помощью простых стехиометрических расчетов можно получить приблизительное представление о том, сколько воды производится при заданной выходной мощности [23]. Предполагая, что напряжение одной ячейки составляет 0,65 В, на каждый МВтч электроэнергии производится более 500 кг воды. Отрицательным аспектом этой технологии является тот факт, что низкая рабочая температура затрудняет рекуперацию отработанного тепла, что может иметь решающее значение для создания корабля с высокой энергоэффективностью. Сегодня главные дизельные двигатели вырабатывают не только электроэнергию, но и тепло за счет системы рекуперации тепла котлов на выхлопном газе (EGB). Если этого источника тепла недостаточно, котлы на жидком топливе (OFB) производят количество пара, необходимое для различных услуг, таких как поддержание прокачиваемого НФО путем его нагрева. Очевидно, что котлы, работающие на жидком топливе, являются источником выбросов парниковых газов, и представить себе рабочий режим с нулевым выбросом в судоходстве или порту невозможно без выработки тепла на борту, что трудно обеспечить ПОМТЭ. Чтобы решить эту проблему, можно было бы рассмотреть возможность использования высокотемпературных топливных элементов, таких как ТОТЭ.

ТОТЭ

ТОТЭ также называют высокотемпературными топливными элементами, потому что они обычно работают при температуре от 500 °С до 1000 °С, благодаря электролиту, изготовленному из пористого керамического материала. ТОТЭ обычно устанавливают на электростанциях мощностью сотни киловатт. Одним из основных преимуществ этой технологии является гибкость топлива, обусловленная высокой рабочей температурой: ТОТЭ может использовать СПГ, метанол, а также водород. Очевидно, что используемое топливо влияет на выбросы, которые даже при использовании СПГ снижаются по сравнению с двухтопливными двигателями. Риформинг топлива происходит внутри модулей топливных элементов, и необходимо только проверить состав на входе и очистить его в соответствии с требованиями производителя ТОТЭ. Фактически, суда не всегда заправляются в одних и тех же портовых сооружениях, поэтому состав продукта может измениться, и его необходимо проверять, чтобы избежать деградации ТОТЭ. Этот вопрос менее важен для ТОТЭ, чем для ПОМТЭ, для которых в качестве топлива требуется только водород высокой чистоты. Электрический КПД системы ТОТЭ составляет от 50% до 60%, но высокая температура позволяет внедрить систему рекуперации тепла, так что в некоторых режимах эксплуатации судна может отпадать необходимость в котлах-утилизаторах. ТОТЭ имеют более низкую удельную мощность по сравнению с ПОМТЭ, почти половину от нее (от 8 до 10 кВт/м³ с такими же вспомогательными устройствами) без учета системы рекуперации тепла. Стоимость приобретения может варьироваться от 800 до 1900 4/кВт [19]. ТОТЭ имеют удельную мощность системы от 8 до 10 кВт/м³ с учетом баланса установки [24].

Сокращение выбросов

Как уже говорилось, установка топливных элементов будет способствовать сокращению выбросов. Расчеты показывают, что эталонное судно в текущей конфигурации, если HFO используется в качестве топлива, выбрасывает около 1800 тонн CO₂, 1,5 тонны SO_x (со скрубберами, без него было бы в 20 раз больше), 40 тонн NO_x и 3 тонны твердых частиц. (ТЧ) в типичном 14-дневном круизе с использованием данных, доступных для типичных выбросов с судов [27]. В частности, установка ПОМТЭ приводит к сокращению вдвое общих выбросов CO₂, NO_x, SO_x и ТЧ: сокращение одинаково для каждого загрязняющего газа, поскольку сокращается только количество энергии, преобразованной ДВС, работающим на HFO.

Двигатель ТОТЭ и DF по-разному улучшает различные выбросы. В-первых, это решение снижает выбросы CO₂, но не так сильно, как установка ПОМТЭ, и не позволяет использовать режим навигации с нулевыми выбросами. Использование СПГ в качестве топлива имеет большие преимущества с точки зрения других выбросов, рассмотренных в данной работе, и, в частности, он устраняет SO_x и значительно снижает выбросы

NO_x и ТЧ без использования специальных устройств для снижения выбросов [28].

Заключение

В эти годы внимание к применению топливных элементов в морском секторе стремительно растет, в основном из-за более строгих правил, касающихся выбросов. Большим препятствием на пути внедрения топливных элементов на борту в будущем является отсутствие международно признанных стандартов и правил, касающихся этих технологий, в результате чего у проектировщиков остается мало указаний на меры безопасности, которые должны быть установлены для того, чтобы судно было по крайней мере таким же безопасным, как и другое, использующее традиционные источники энергии. В этом докладе были рассмотрены два различных типа топливных элементов. ПОМТЭ, питаемые чистым водородом и с хорошей удельной мощностью, позволяют эксплуатировать судно без выбросов, если установлена достаточная мощность, но эта технология ограничивает возможность рекуперации тепла. ТОТЭ может питаться также сжиженным природным газом и работать при высоких температурах, что способствует рекуперации тепла и, следовательно, можно ожидать более высокой общей эффективности. С другой стороны, ТОТЭ имеют более низкую удельную мощность, и их выбросы зависят от используемого топлива. Было замечено, что если ПОМТЭ или ТОТЭ установлены на борту, они увеличивают пространство, занимаемое машинными помещениями, топливными баками и соответствующими вспомогательными устройствами, за счет уменьшения пространства для складских помещений и кают экипажа, что влияет на общую грузоподъемность корабля.

Задачей исследования является обзор возможности использования водным транспортом энергетических установок работающих на водороде.

Список используемых источников:

1. O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona et al., Climate Change 2014 – Mitigation of Climate Change, 9 (2014)
2. United Nations Conference on Trade And Development (UNCTAD), Review of maritime transport 2017, Ch. 2, 23-40 (2018)
3. International Maritime Organization, Third IMO GHG Study 2014, 6-17 (2015)
4. C. Deniz, B. Zincir, Environmental and economical assessment of alternative marine fuels in Journal of Clean Production, 113, 438- 449 (2016)
5. International Maritime Organization, Resolution MEPC.304(72), Annex 11 (2018)
6. M. Launes, Norwegian parliament adopts zero-emission regulations in the fjords, maritimecleantech.co (2018)
7. L. van Biert, M. Godjevac, K. Visser, P.V. Aravind, A review of fuel cell systems for maritime applications, Journal of Power Sources 327, 345-364 (2016)

8. T. Tronstad, H. Hogmoen Astrand, G. P. Haugom, L. Langfeldt, Study on the use of fuel cells in shipping (2017)
9. E4Tech, The Fuel cell Industry Review 2019 (2019)
10. IMO, Resolution MSC.391(95) (2015)
11. Nippon Kaiji Kyokai (Class NK), Guidance for Liquefied Hydrogen Carriers (2017)
12. American Bureau of Shipping, Guide for Fuel cell power systems for marine and offshore applications (2019)
13. Bureau Veritas, Guidelines for Fuel Cell Systems On-board Commercial Ships (2009)
14. DNV GL, Rules for classification of ships: Part 6 Ch. 2 Sec. 3 (2018)
15. Korean Register of Shipping, Guidance for Fuel Cell Systems on Board of Ships (2015)
16. Registro Italiano Navale (RINA), Rules for Fuel Cells Installation in Ships (FC-SHIPS) (2018)
17. H. Schneekluth, V. Bertram, Ship Design for Efficiency and Economy, Ch. 1, 5-12 (1998)
18. Web journal article: “Why More LNGPowered Cruise Ships Are Being Built”
19. Battelle Memorial Institute, Manufacturing Cost Analysis of 100 and 250 kW Fuel Cell System for Primary Power and Combined Heat and Power Application, Ch. 7, 87-97 (2016)
20. G.W.C. Kaye and T.H. Laby, "Tables of Physical and Chemical Constants", 124 (1986)
21. J. Larminie, A. Dicks, Fuel Cell Systems Explained, Appendix 2.2, 396-400 (2003)
22. A. Molland, The maritime engineering reference book: a guide to ship design, construction and operation, Ch. 6, 427 (2008)
23. R. Taccani, F. Ustolin, N. Zuliani, P. Pinamonti, A. Pietra, Fuel Cells and Shipping Emissions Mitigation, Technology and Science for the Ships of the Future, 885-892 (2018)
24. Datasheet: “Bloom Energy Server ES5- 200kW” by Bloom Energy
25. International Maritime Organization, Resolution MSC.216(82), Regulation 21 (2006)
26. European Commission, Quantification of emissions from ships associated with ship movements between ports in the European Community, Ch. 2 (2002)

ЦИФРОВАЯ ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯТОРОВ ВЛЭП

Терещенко Н. А., Никитин К. И.

Омский государственный технический университет, Омск, Россия

nadezhda.tereshchenko@mail.ru

Ключевые слова: высоковольтный изолятор, ток утечки, мониторинг, диагностика, резистивный шунт.

Изоляция в электротехнических установках позволяет обеспечить их надежную работу. Причин возникновения повреждений изоляторов на воздушной линии электропередачи (ВЛЭП) достаточно много, например, загрязнения, длительное воздействие повышенного напряжения, механические воздействия окружающей среды и т.д. В настоящее время все больше внимания уделяется мониторингу и диагностике изоляции, так как можно определить её остаточный ресурс, предотвратить аварии, обеспечить бесперебойную работу потребителей. В статье рассмотрены бесконтактные методы и устройства, позволяющие обнаружить дефект изоляции. Авторами предложен способ диагностирования подвесных, опорных и штырьевых изоляторов по току утечки. Для диагностики были представлены конструкции шунтов, с которыми был проведен ряд экспериментов. Полученные результаты могут быть использованы для обнаружения дефектов на ранней стадии отказов изолятора.

Введение

Надежная и стабильная работа электрооборудования является важным требованием в энергетике. Обеспечить длительную эксплуатацию элементов энергосистемы возможно при мониторинге и диагностике остаточного срока службы изоляционного материала. Изоляторы испытывают длительное воздействие высокого напряжения, подвержены воздействию окружающей среды, вследствие которых возникают различные дефекты. Разрушение изоляции может привести к аварии и выходу из строя большого количества потребителей.

Проблема заключается в отсутствии нормативных положений, предусматривающих мониторинг и диагностику изоляторов на наличие дефектов и измерения их параметров в рабочем режиме [1]. Поэтому есть необходимость разработать дистанционный метод оценки рабочего состояния изоляции. Он позволит повысить эффективность работы электроэнергетической системы, обезопасить работу персонала, преждевременно осуществить замену изоляции.

В настоящее время известны бесконтактные методы диагностики изоляторов, которые имеют недостатки и достоинства. Анализ технической

литературы показал, что при диагностике изоляторов бесконтактными методами, применяется современное оборудование, которое позволяет точно визуализировать место дефекта [2]–[5]. Возникновение короны или увеличение её интенсивности используют для косвенной оценки изолирующей способности и обнаружения дефектов электронно-оптическим дефектоскопом (ночного видения Филин, Коршун, КоронаСкоуп, и дневного ДэйКор II). К особенностям работы приборов относится регулирование чувствительности с учетом пространственной разрешающей способности и помехоустойчивости [6].

В источнике [7] представлен метод электромагнитной регистрации частичных разрядов. В нем сравнивают характеристики частичных разрядов при постоянном и переменном приложенном напряжении с помощью электромагнитного и контактного датчиков.

Постановка задачи

Разработать конструкции резисторов для измерения токов утечек подвесных, опорных и штырьевых изоляторов. По этому току можно судить о состоянии изоляторов и определить их остаточный ресурс.

Авторы предлагают метод диагностики и мониторинга подвесных, опорных и штырьевых изоляторов по току утечки. Устройство мониторинга состоит из конструкции шунта и диагностического устройства (ДУ). Определить наличие дефекта изолятора возможно при последовательном соединении его с шунтом и параллельным подключением ДУ, которое снимает падение напряжения между металлическим корпусом шунта и траверсой.

Теория

Шунт (резистор) в электроэнергетике необходим для измерения тока в проводнике, протекающего по нему с помощью вольтметра. Данный элемент должен обладать механической прочностью и выдерживать воздействие окружающей среды.

На (рис. 1) представлена конструкция шунта для диагностики подвесных изоляторов. Шунт выполнен из стеклопластика (стеклотекстолита). На стержень намотан константановый провод, концы которого закреплены к металлическим кольцам, вставленным в проушины стеклопластика. Активное сопротивление шунта составляет 20...25 кОм.

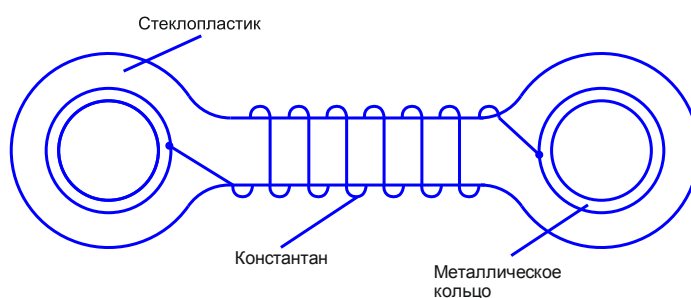


Рис. 1. Конструкция шунта для диагностики подвесных изоляторов

Шунт для диагностики опорных и штырьвых изоляторов (рис. 2) представляет собой сопротивление для прохождения электрического тока утечки в электрической цепи. Он состоит из металлического листа, свернутого в полый цилиндр, который не касается траверсы. Воздушный зазор необходим для подключения одного из контактов ДУ. Внутри полого металлического цилиндра установлен резистивный материал. В центральной верхней части полого цилиндра закреплена металлическая крышка с болтом, который необходим для насадки изолятора. В нижней части цилиндра из резистивного материала вставлена втулка с внутренней резьбой для крепления к траверсе [8]. Активное сопротивление шунта составляет 15...25 кОм.

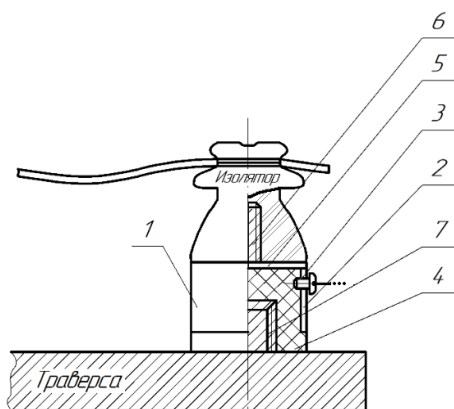


Рис. 2. Шунт для диагностики опорных и штырьвых изоляторов (1 – шунт, 2 – полый металлический цилиндр, 3 – контакт диагностического устройства, 4 – резистивный материал, 5 – металлическая крышка, 6 – болт, 7 – втулка)

В рабочем режиме исправный изолятор имеет высокое сопротивление и ток утечки находится в пределах 0,05...0,1 мкА. Этот ток протекает через шунт, в связи с чем возникает падение напряжения, которое фиксирует ДУ. При малом значении тока утечки диагностическое устройство ДУ не срабатывает. При снижении сопротивления изолятора, возможно при повреждении, увеличивается ток утечки до 0,1 мкА и при достижении критической величины срабатывает ДУ и посылает сигнал оператору. Таким образом, изолятор находится в предпробойной стадии и требует замены, т. к. зафиксировано недопустимо высокое значение тока утечки [9].

В ходе проведения эксперимента с помощью установки АИД–70М было подано переменное напряжение от 0 до 10 кВ. Были задействованы исправный и дефектный изоляторы марки ШФ–10Г, к которым последовательно подключили изготовленный шунт с активным сопротивлением $R=18$ кОм. Подключенный вольтметр отображал напряжение, поступающее на ДУ. Для соединения элементов понадобились провода с электрическими зажимами.



Рис. 3. Экспериментальная схема установки (а – с исправным изолятором, б – с дефектным изолятором)

Результаты экспериментов

При испытании исправного изолятора вольтметр отображал напряжение $U_v=0$ В и диагностическое устройство не срабатывало (рис. 3 а). При подаче напряжения установкой АИД–70М на дефектный изолятор, вольтметр выдал значение $U_v=1,8$ В и диагностическое устройство сработало (выпал флажок красного цвета) (рис. 3 б).

Таким образом, ток утечки протекающий через дефектный изолятор при сработавшем ДУ (1):

$$I_{\text{утеч}} = \frac{U_v}{R_{\text{и}}} = \frac{1.8}{18000} = 100 \cdot 10^{-6} \text{ А.} \quad (1)$$

Обсуждение результатов

Эксперимент подтвердил работоспособность и пригодность метода диагностирования подвесных, штырьевых и опорных изоляторов с разработанными шунтами. Планируется проверка изготовленных образцов на промышленных предприятиях.

Выводы и заключение

Авторы предложили способ диагностики и мониторинга подвесных, опорных и штырьевых изоляторов под напряжением во время эксплуатации без прямого участия персонала. Предложена и изготовлена конструкция шунта, входящая в диагностическое устройство, которое обладает механической прочностью, выдерживает длительное протекание тока и применимо при высоком напряжении.

Список литературы

1. Golenishchev-Kutuzov A. V. et al. Remote testing of high-voltage insulators //Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2016. – Т. 52. – №. 8. – С. 478-483, doi: 10.1134/S1061830916080064.
2. Golenishchev-Kutuzov A. V. et al. Integrated Noncontact Diagnostics of the Operable Condition of High-Voltage Insulators //Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2019. – Т. 55. – №. 8. – С. 596-602, doi: 10.1134/S1061830919080060.

3. Rocha P. H. V. et al. Inspection in overhead insulators through the analysis of the irradiated RF spectrum //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2019. – Т. 113. – С. 355-361, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.060.
4. Tomaszewski M. et al. Detection of power line insulators on digital images with the use of laser spots //IET Image Processing. – 2019. – Т. 13. – №. 12. – С. 2358-2366, doi: 10.1049/iet-ipr.2018.6284.
5. Rahman E. U. et al. Autonomous vision-based primary distribution systems porcelain insulators inspection using UAVs //Sensors. – 2021. – Т. 21. – №. 3. – С. 974, doi: 10.3390/s21030974.
6. Рейх Е. Н., Сыченко В. Г., Ким Е. Д. Анализ методов и средств диагностирования для оценки состояния изоляторов контактной сети //Электрификация транспорта. – 2012. – №. 4.
7. Gataullin A. M. High Voltage Electrical Insulators Diagnostics by Partial Discharges Characteristics //2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – IEEE, 2020. – С. 426-430, doi: 10.1109/UralCon49858.2020.9216277.
8. Пат. 204710 Российская Федерация, МПК H01C 3/00. Конструкция шунта для диагностики опорных и штырьевых изоляторов воздушной линии электропередач / Терещенко Н. А., Мирошник В. Ю., Поляков Д. А., Никитин К. И.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО ОмГТУ. – № 2020136129; заявл. 03.11.20; опубл. 07.06.21, 5 с.
9. Плешков П. Г., Котыш А. И. Диагностика состояния опорных изоляторов 10-35 кВ по их токам утечки //URL: <http://pnpbolid.com/wp-content/uploads/2019/10/iv-confe-rence-2006-07.pdf> – 2006.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Гущина И.В., Катин И.Ю., Нестерова О.Ю., Цимерман А.И.</i> Перспективы развития релейной защиты на примере сети 330 кВ энергосистемы Республики Карелия.....	3
<i>Дубовик В.С.</i> Обеспечение информационной безопасности АСУ ТП ЦП как объекта критической информационной инфраструктуры.....	10
<i>Иванов А.В.</i> Проблемы развития изолированных энергорайонов в арктической зоне Российской Федерации.....	21
<i>Капустянский М.С., Новых А.В., Свириденко И.И.</i> Морские плавучие ветрогенераторы с аккумулярованием энергии.....	34
<i>Куделина Д.В.</i> Исследование способов выявления фликера в электрических сетях.....	48
<i>Луговкин А.С., Самусенко А.В.</i> Методика по определению качественных характеристик изоляции силовых кабельных линий.....	53
<i>Назаров А.А.</i> Методика сравнительной оценки надёжности линий электропередачи в распределительных сетях.....	62
<i>Плотникова Ю.Д., Едиханов А.А., Хакимзянов Э.Ф., Симонова М.Н., Зайнуллин В.Р.</i> Внедрение технологии интеллектуальных электрических сетей в городе Казань.....	74
<i>Поляков Д.А., Никитин К.И., Холмов М.А.</i> Исследование зависимости мощности частичных разрядов в изоляции кабелей от температуры.....	80
<i>Рахманкулов Ш.Ф., Садыков В.О.</i> Прогнозирование технического обслуживания оборудования подстанции с использованием термографии методом машинного обучения.....	86
<i>Садыков В.О., Рахманкулов Ш.Ф.</i> Управление электроснабжением микрогридов в условиях интеграции с электромобилями в городской среде... ..	90
<i>Саттаров Р.Р., Гарафутдинов Р.Р.</i> Роль технологии виртуального синхронного генератора в энергосистемах и способы ее компьютерного моделирования.....	92
<i>Степин В.П., Шиховцев А.В., Васильев В.П., Соловьев М.В.</i> Диаммиакат боргидрида магния как перспективный источник водорода.....	99
<i>Сухенко А.К.</i> Применение ПОМТЭ и ТОТЭ в морском транспорте.....	105
<i>Терещенко Н. А., Никитин К. И.</i> Цифровая диагностика изоляторов ВЛЭП.....	113

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Сборник научных докладов
Международной молодежной конференции
по направлению цифровой трансформации
электроэнергетики «Energynet.Unicon 2021»
22-26 ноября 2021 года

22-26 ноября 2021 года

Под ред. А. В. Самусенко.

На русском языке

Подписано к публикации 17.01.2022
Формат 70 x 108/16. Объем 15,84 авт. л.