

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Развитие отраслевой стандартизации

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) приказом от 23 декабря 2024 г. № 1966-ст утвердило национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58651.11-2024 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели для задач расчета установившегося режима и расчета токов короткого замыкания”. Стандарт разработан специалистами Системного оператора в рамках Технического комитета 016 “Электроэнергетика” Росстандарта по плану работ подкомитета ТК016/ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике”.

ГОСТ Р 58651.11-2024 входит в серию национальных стандартов “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики”, предназначенных для решения расчётных, аналитических, статистических и иных задач в электроэнергетике, включая задачу стандартизации информационного обмена между организациями отрасли.

Профиль информационной модели для расчётов установившегося режима и токов короткого замыкания представляет собой обязательную часть информационной модели, необходимую для обеспечения однозначной интерпретации передаваемых и получаемых данных всеми участниками технологического информационного обмена.

Профиль информационной модели для задач расчёта установившегося режима и расчёта токов короткого замыкания дополнил профили информационной модели, утверждённые ранее национальными стандартами:

- ГОСТ Р 58651.2 Базисный профиль информационной модели;
- ГОСТ Р 58651.3 Профиль информмодели ЛЭП и электросетевого оборудования 110 – 750 кВ;
- ГОСТ Р 58651.4 Профиль информмодели генерирующего оборудования;
- ГОСТ Р 58651.6 Профиль информмодели ЛЭП и электросетевого оборудования 0,4 – 35 кВ.

ГОСТ Р 58651.11-2024 вводится в действие 1 февраля 2025 г. После издания официальный текст национального стандарта будет доступен для ознакомления на сайте Росстандарта, а также для заказа в интернет-магазине уполномоченной организации ФГБУ “Институт стандартизации”.

Технический комитет “Электроэнергетика” (ТК 016) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в его современном виде сформирован в сентябре 2014 г. путём реорганизации ряда технических комитетов по стандартизации в области электроэнергетики. Базовой организацией комитета, выполняющей также функции секретариата ТК 016, является АО “СО ЕЭС”. В состав ТК 016 входят семь подкомитетов (ПК) также имеющих свою базовую организацию. Системный оператор выступает базовой организацией ПК-1 “Электроэнергетические системы” и ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике”.

Сфера деятельности ТК 016 – стандартизация в электроэнергетике в области электроэнергетических систем и энергообъектов, включая электрические тепловые, гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции, передающие и распределительные электрические сети, а также стандартизация системных требований к оборудованию электрических станций и сетей, в том числе систем силовой электроники.

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) приказом от 24 декабря 2024 г. № 1978-ст утвердило национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 71812-2024 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Правила проведения проверки и обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием частотной делительной автоматики на изолированную нагрузку. Нормы и требования”. Стандарт разработан АО “СО ЕЭС” по плану работ подкомитета ТК016/ПК-1 “Электроэнергетические системы”.

Частотная делительная автоматика (ЧДА) является одним из видов автоматики ограничения снижения частоты и предназначена для предотвращения полного останова тепловых электростанций (ТЭС) при недопустимом снижении частоты в энергосистеме путём выделения ТЭС, их частей или отдельных энергоблоков (генераторов) на собственные нужды или на район нагрузки.

ГОСТ Р 71812-2024 определяет порядок, общие технические и организационные требования к проведению проверки устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием ЧДА на изолированную нагрузку. В том числе ГОСТ устанавливает:

- требования к проведению натурных испытаний с выделением генератора на собственные нужды и испытаний по определению величины максимально допустимого небаланса активной мощности при выделении генерирующего оборудования на изолирован-

ную нагрузку и оформлению результатов таких испытаний;

- порядок и методики проведения испытаний по определению величины максимально допустимого небаланса активной мощности при выделении генерирующего оборудования тепловых электростанций на изолированную нагрузку;
- порядок проведения анализа балансов активной мощности при выделении генерирующего оборудования тепловой электростанции на изолированную нагрузку действием ЧДА.

Также новый документ устанавливает требования к документационному оформлению результатов проверки устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций при его выделении действием ЧДА на изолированную нагрузку.

Кроме того, определяется порядок разработки мероприятий по обеспечению работоспособности ЧДА в случае, если устойчивая работа генерирующего оборудования при его выделении на изолированную нагрузку действием этой автоматики не обеспечивается, а также требования к временному и постоянному решению о технической невозможности выполнения частотной делительной автоматики на тепловой электростанции.

ГОСТ Р 71812-2024 вводится в действие 1 февраля 2025 г. После издания официальный текст национального стандарта будет доступен для ознакомления на сайте Росстандарта, а также для заказа в интернет-магазине уполномоченной организации ФГБУ “Институт стандартизации”.

Управление режимами

Системный оператор представил результаты функционирования устройств релейной защиты и автоматики в ЕЭС России за январь – сентябрь 2024 г. Согласно опубликованной на официальном сайте АО “СО ЕЭС” отчётной информации, с 1 января по 30 сентября 2024 г. в ЕЭС России было зафиксировано 56 654 случая срабатывания устройств РЗА. Число правильных срабатываний составило 54 664, или 96,49%.

Максимальное число случаев неправильной работы устройств РЗА в отчётном периоде было связано с непринятием или несвоевременным принятием необходимых мер по продлению срока службы или замене аппаратуры РЗА и её вспомогательных элементов (20,82%), неправильными действиями персонала (9,86 %) или невыполнением установленного нормативно-техническими документами объёма регламентных работ по техническому обслуживанию (9,04%).

Основными техническими причинами неправильных срабатываний устройств РЗА стали дефекты или неисправности электромеханической аппаратуры (18,97%) и вторичных цепей РЗА (18,08%), а также физический износ оборудования (8,08%).

Отчёты сформированы на основании анализа работы более 150 тыс. устройств РЗА в соответствии с требованиями Правил технического учета и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, утверждённых приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80. Согласно установленным в документе принципам предоставления данных, результаты функционирования устройств РЗА сгруппированы по типам

устройств РЗА в отдельности, случаи неправильных срабатываний дополнительно классифицированы по видам организационных и технических причин.

Мониторинг условий эксплуатации и результатов функционирования устройств релейной защиты и автоматики входит в число ключевых деловых процессов Системного оператора и осуществляется в рамках оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению ЕЭС России. Основная цель раскрытия результатов анализа функционирования устройств РЗА в масштабах ЕЭС России – содействие организациям электроэнергетики в оценке эффективности используемых систем релейной защиты и автоматики, представляющих собой важнейший механизм для поддержания надёжности и живучести ЕЭС России, выявления характерных причин неправильных срабатываний, а также выработке оптимальных решений по устранению недостатков и совершенствованию устройств РЗА.

Очередной отчёт об итогах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России за три квартала 2024 г. доступен в специальном разделе официального сайта АО “СО ЕЭС”. В настоящее время здесь также размещена информация о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России за 2019, 2020, 2021, 2022 и 2023 гг.

Для получения уведомлений о публикации последующих отчётов необходимо оформить подписку на новостную рассылку на официальном сайте АО “СО ЕЭС”, указав свой e-mail и поставив отметку напротив раздела “РЗА”.

Новая система планирования перспективного развития электроэнергетики

Приказом Министерства энергетики утверждён один из ключевых документов новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики – Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы (СиПР ЭЭС России 2025 – 2030). Это уже третья СиПР с момента запуска в январе 2023 г. новой системы планирования и первая, в которую вошли планы по развитию технологически изолированных территориальных энергосистем (ТИТЭС). “Системный оператор с 1 января 2024 г. осуществляет оперативно-диспетчерское управление технологически изолированными энергосистемами Камчатского края, Чукотского автономного округа, Магаданской и Сахалинской областей, Норильско-Таймырской энергосистемой, и теперь планы по развитию этих энергосистем включены в отраслевые программные документы”, – отметил председатель правления Системного оператора Фёдор Опладчий.

Документ разработан в целях формирования состава генерирующих объектов для обеспечения прогнозируемого спроса на электроэнергию и мощность в энергосистемах России, предотвращения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности, определения решений по размещению линий электропередачи и подстанций 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в ТИТЭС для обеспечения прогнозируемого потребления, а также допустимых значений параметров электроэнергетического режима работы ЕЭС России, отдельных ее частей и ТИТЭС.

В заложенном в СиПР ЭЭС России прогнозе потребления электроэнергии и мощности учтено свыше 1400 инвестиционных проектов суммарным потреблением электрической энергии 86011,7 млн кВт·ч в период 2025 – 2030 г. Прогноз разработан на основе сложившейся структуры потребления электрической энергии с учётом планов крупных потребителей по изменению объёма и режимов потребления электрической энергии и инвестиционных проектов по созданию новых и развитию (модернизации) действующих производств, информация о которых в том числе предоставлена органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

До 2030 г. планируется ввод 17341,4 МВт новой мощности. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС России и ТИТЭС с учётом прогнозируемой динамики установленной мощности действующих электростанций и планируемого объёма вводов в эксплуатацию нового генерирующего оборудования к 2030 г. составит 268178,5 МВт, в том числе в ЭЭС России – 262812,9 МВт, в ТИТЭС – 5365,6 МВт.

Структура установленной мощности ЭЭС России и ТИТЭС до 2030 г. в целом сохранится при незначительном снижении доли тепловых электростанций с 65,61% в 2023 г. до 64,72% в 2030 г. и увеличении доли ВИЭ-электростанций – с 1,85 до 3,68%.

В прилагаемый к СиПР ЭЭС России 2025 – 2030 перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, включая мероприятия по развитию устройств и комплексов противоаварийной автоматики, вошли 954 проекта. Реализация проектов в электросетевом комплексе в основном направлена на исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений и обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и мощности.

В СиПР ЭЭС России 2025 – 2030 отдельно отмечено, что в связи с планируемой в 2025 г. синхронизацией энергосистем стран Балтии с энергообъединением стран Континентальной Европы для энергосистемы Калининградской области обеспечена возможность работы в изолированном режиме в течение длительного периода при условии обеспеченности электростанций топливом.

“В рамках подготовки энергосистемы Калининградской области к изолированной работе реализован ряд важных технических мероприятий. В частности, проведена диверсификация топливно-энергетического баланса региона, введены в эксплуатацию Маяковская, Таласовская, Прегольская и Приморская ТЭС, которые существенно улучшили маневренность электрогенерации региона, реализованы проекты по развитию сетевой инфраструктуры и ряд технических решений по противоаварийному управлению”, – подчеркнул глава Системного оператора.

Ввод новых диспетчерских центров

24 декабря Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистем Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай” (Новосибирское РДУ) в результате совместных

усилий команды специалистов Системного оператора реализовал перевод функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистем на территории трёх регионов в новое здание диспетчерского центра. Согласно утверждённой программе, смена диспетчеров, заступившая на дежурство в новом здании диспетчерского центра, после проверки готовности всех систем и по команде директора Новосибирского РДУ в 03 ч 30 мин по московскому времени приняла оперативно-диспетчерское управление у дежурной смены, управлявшей электроэнергетическим режимом из старого диспетчерского центра.

История централизованного диспетчерского управления Новосибирской энергосистемой насчитывает 88 лет, Алтайской энергосистемой – 73 года. Созданный в 2008 г. Филиал АО “СО ЕЭС” Новосибирское РДУ, с 2017 г. выполняет функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЭЭС России на территории Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай.

С 1951 г. Оперативно-диспетчерская служба, входившая в то время в состав РЭУ “Новосибирскэнерго”, располагалась в здании по ул. Свердлова. Спустя 73 года началась новая глава истории оперативно-диспетчерского управления. Теперь центр управления энергосистемами трех регионов переместился в собственное, специально построенное здание Системного оператора.

“С переводом диспетчерского управления в новое, высокотехнологичное здание, специально спроектированное и оснащенное для выполнения функций Системного оператора, у РДУ появились новые возможности. Новейшие технологии, “встроенные” в инфраструктуру здания, направлены на совершенствование процессов управления стабильной работой энергосистемы, режимного сопровождения вводов новых генерирующих и электросетевых объектов”, – прокомментировал генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Сибири Алексей Хлебов, присутствовавший на заключительном этапе процедуры перевода функций.

Управление режимами работы энергосистем Новосибирской области, Алтайского края и Республики Алтай из нового диспетчерского центра позволит расширить наблюдаемость текущего состояния объектов диспетчеризации, ускорить принятие диспетчерами оперативных решений, добиться большей эффективности планирования и управления режимами.

“Сегодня, 24 декабря 2024 г., диспетчерской сменой Новосибирского РДУ принято управление в новом диспетчерском зале. При формировании инфраструктуры Новосибирского РДУ было использовано наиболее современное оборудование и применены новые ИТ-решения. В результате создан высокотехнологичный центр, потенциал которого позволит максимально эффективно использовать новейшие цифровые технологии для обеспечения надежного управления энергосистемами Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края”, – говорит директор Новосибирского РДУ Дмитрий Махиборода.

Перевод оперативно-диспетчерского управления в новое здание Новосибирского РДУ стал важным этапом

территориального инвестиционного проекта АО “СО ЕЭС” по созданию инфраструктуры и технологическому переоснащению диспетчерских центров. Главная цель проекта – повышение надёжности оперативно-диспетчерского управления.

Следующим шагом станет перевод в новое здание в 2025 г. оперативно-диспетчерского управления Объединённой энергосистемой Сибири, охватывающей четыре часовых пояса. Филиал Системного оператора ОДУ Сибири, управляющий режимами 10 энергосистем на территории 12 субъектов РФ, переместится в Новосибирск – центр Сибирского федерального округа.

Рынки

Системный оператор выбрал отечественную разработку ArhiPlex на замену иностранному программному обеспечению, обеспечивающему реализацию процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО). Тестирование российских ИТ-продуктов проходило в течение этого года в рамках начавшегося в октябре 2023 г. пилотного проекта по импортозамещению оптимизационного ПО (солверов) для решения задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования. По итогам испытаний подтверждена возможность использования отечественного солвера ArhiPlex.

Данная разработка обладает необходимым быстродействием для эффективного решения задач оптимизации, в том числе задач Системного оператора, и использует набор общепринятых инструментов и протоколов для взаимодействия с интегрированным ПО, что обеспечивает возможность перехода с зарубежного на отечественный солвер.

“Программный комплекс соответствует требованиям и нормативам информационной безопасности и перед испытаниями прошел все необходимые экспертизы. Солвер работает в изолированном контуре Системного оператора, не взаимодействуя с внешней средой и обеспечивая надежное и стабильное функционирование систем”, – отметил директор по цифровой трансформации Системного оператора Станислав Терентьев.

Тестирование российского солвера показало его высокий потенциал в решении масштабных задач оптимизации. ArhiPlex оперативно находит оптимальное решение математических задач с несколькими миллионами переменных и ограничений.

“Солвер ArhiPlex отвечает высочайшим требованиям, предъявляемым к производительности и точности решения задач оптимизации. Очень важно, чтобы при работе программных комплексов такого класса были исключены ошибки в процессе поиска решений. Приоритет данного критерия при выборе ПО обусловлен тем, что даже минимальные отклонения могут привести к рискам получения некорректных результатов планирования режимов работы ЕЭС России, что недопустимо”, – заявил директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Системного оператора Роман Богомолов.

В 2025 – 2026 гг. планируется масштабирование проекта на другие информационные системы оперативно-диспетчерского управления, требующие решения сложных оптимизационных задач.

Стратегия Системного оператора по импортозамещению и внедрению отечественных ИТ-решений рассчитана на несколько лет. В период до 2030 г. в рамках планового процесса импортозамещения будет производиться замена системного и прикладного ПО на отечественное, а также модификация автоматизированных систем диспетчерского управления.

Выбор состава включенного генерирующего оборудования – один из важнейших процессов управления электроэнергетическим режимом энергосистемы России и одна из технологических процедур, обеспечивающих функционирование оптового рынка электроэнергетики и мощности.

Задача этой формализованной процедуры – определение планового перечня включенных в работу и находящихся в холодном резерве единиц генерирующего оборудования. ВСВГО предусматривает ежесуточную подачу генерирующими компаниями Системному оператору информации о составе и технических параметрах генерирующего оборудования и Коммерческому оператору – о ценовых параметрах ценовых заявок ВСВГО. На основании этих данных, прогнозируемых параметров электроэнергетического режима энергосистемы и прогноза потребления мощности Системный оператор ежесуточно формирует в соответствии с математической моделью, утвержденной в составе регламентов оптового рынка, оптимальный состав генерирующего оборудования на предстоящий период от 2 до 4 дней с последующим ежедневным уточнением расчетов, что позволяет учесть актуальную информацию об изменениях в режимах работы сетевого и генерирующего оборудования.

Результаты расчетов ВСВГО доводятся до участников ОРЭМ и закладываются в доводимый до субъектов диспетчерского управления диспетчерский график, в соответствии с которым функционирует генерирующее оборудование электростанций.

Развитие генерирующих мощностей на базе ВИЭ

18 декабря в Москве на II ежегодной конференции “Возобновляемая энергетика России: технологии энергоперехода” член Правления, директор по энергетическим рынкам Системного оператора Андрей Катаев оценил возможные решения по повышению эффективности внедрения генерирующих мощностей на базе ВИЭ для удовлетворения энергетических потребностей страны. Выступая на сессии “Место возобновляемой энергетики в энергобалансе страны: как обеспечить возможность покрытия дефицита электроэнергии на фоне роста экономики?”, Андрей Катаев отметил, что темпы интеграции солнечных и ветряных электростанций продолжают расти по всему миру. Однако при развитии возобновляемой энергетики в России необходимо учитывать специфику функционирования энергосистемы, как режимы электропотребления, так и существующую и перспективную структуру генерирующих мощностей.

“Для работы энергосистемы необходимы три важнейших элемента – гарантированная мощность для покрытия пикового потребления, источники энергии и ресурсы регулирования. Традиционные солнечные и ветряные электростанции могут поставлять только один из

трёх необходимых ресурсов – они являются источниками электроэнергии. Для интеграции системно значимых объёмов ВИЭ требуется поддержание в энергосистеме достаточных ресурсов мощности и регулирования. В отдельных регионах у нас есть запасы таких ресурсов – именно такую ситуацию мы сейчас видим на востоке нашей страны – ресурсы регулирования и мощность дальневосточных ГЭС позволяют сегодня интегрировать в ОЭС Востока до 1,7 ГВт мощностей солнечных и ветровых электростанций, а их скорейший ввод в работу позволит снизить прогнозируемый дефицит электроэнергии”, – отметил Андрей Катаев.

При этом он обратил внимание на то, что перспективы развития СЭС и ВЭС целесообразно рассматривать не только как ввод отдельных объектов, но и в составе комплексных решений, предполагающих строительство объектов ВИЭ-генерации вместе с созданием систем накопления электрической энергии. На территориях с благоприятным природным потенциалом строительство генерирующих объектов на базе ВИЭ в комплексе с промышленными накопителями большой ёмкости может стать одним из решений по покрытию перспективного спроса на электроэнергию и мощность.

“В настоящее время мы приступили к формированию подходов к оценке технологической и экономической эффективности такого вида проектов”, – заявил Андрей Катаев.

Конференция “Возобновляемая энергетика России: технологии энергоперехода” проводится под эгидой Ассоциации развития возобновляемой энергетики. Среди участников мероприятия – представители федеральных органов исполнительной власти, Государственной Думы РФ, руководители энергокомпаний, а также ведущие отраслевые эксперты.

Цифровизация отрасли

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистем Свердловской и Курганской областей” (Свердловское РДУ) внедрил систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для контролируемого сечения (КС) электрической сети “АТГ Тагил”. Через автотрансформаторные группы АТГ3 и АТГ4 подстанции (ПС) 500 кВ Тагил, входящие в состав сечения, осуществляется транзит мощности из сети 500 кВ в сеть 220 кВ и обеспечивается электроснабжение крупных промышленных потребителей Нижнетагильского, Верхнетагильского и Качканарского энергорайонов.

КС “АТГ Тагил” стало третьим контролируемым сечением в энергосистеме Свердловской области, для которого внедрена СМЗУ. Реализация проекта позволит в этом контролируемом сечении увеличить максимально допустимый переток активной мощности на величину до 70 МВт в отдельных схемно-режимных ситуациях без строительства дополнительных объектов электрической сети. Первый проект данной технологии в энергосистеме региона реализован в июле 2023 г. для КС “АТГ Южная”, в июле 2024 г. цифровая технология была внедрена для КС “НСТЭЦ-Южная”.

В ходе внедрения СМЗУ в Свердловском РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспечение, раз-

работана инструктивная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы территориальных энергосистем. В результате диспетчеры получили эффективный инструмент для оценки и управления в реальном времени режимом работы контролируемого сечения “АТГ Тагил”.

“Применение цифрового комплекса для определения допустимых перетоков мощности при управлении электроэнергетическим режимом позволяет расширить область допустимых режимов, в которых обеспечивается надёжное электроснабжение крупных предприятий горнодобывающей, металлургической промышленности, а также предприятий военно-промышленного комплекса Среднего Урала. Использование максимальной пропускной способности электрической сети обеспечивает экономический эффект, в том числе за счет оптимальной загрузки электростанций”, – отметил директор Свердловского РДУ Олег Ефимов.

Впервые в Объединенной энергосистеме Урала СМЗУ была реализована в 2016 г. Реализация проекта для КС “АТГ Тагил” – очередной этап последовательного внедрения Системным оператором этой цифровой технологии. Расчёты максимально допустимых перетоков с использованием СМЗУ ведутся для 55 контролируемых сечений территориальных энергосистем Свердловской области, Пермского края, Кировской области, Челябинской области, Республики Башкортостан, энергосистемы Тюменской области, ХМАО-Югры и ЯНАО.

СМЗУ – это отечественный программно-технический комплекс, разработанный Системным оператором совместно с АО “НТЦ ЕЭС” – многопрофильным российским научно-исследовательским центром, который является дочерней компанией АО “СО ЕЭС”. Программно-технический комплекс предназначен для расчёта максимально допустимых перетоков в электрической сети в режиме реального времени. Система обеспечивает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети, загрузке экономически эффективного генерирующего оборудования, выбору наиболее оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности.

Северокавказское РДУ совместно с ПАО “РусГидро” ввели в работу систему дистанционного управления оборудованием распределительного устройства Зеленчукской ГЭС – ГАЭС. Зеленчукская ГЭС – ГАЭС установленной мощностью 300 МВт – крупнейшая электростанция в Карачаево-Черкесской Республике и самая крупная гидроаккумулирующая электростанция ОЭС Юга.

В результате завершённого в ноябре 2024 г. совместного проекта диспетчеры Системного оператора получили возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами распределительного устройства ГЭС – ГАЭС как при производстве плановых переключений, так и при ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы.

В стадии завершения проект дистанционного управления электросетевым оборудованием Зарамагской ГЭС-1, являющейся крупнейшей по установлен-

ной мощности станцией в Республике Северная Осетия-Алания (установленная мощность 346 МВт).

Дистанционное управление коммутационными аппаратами – один из передовых методов переключений, оно дополняет ранее реализованные на Зеленчукской ГЭС – ГАЭС и Зарамагской ГЭС-1 решения по внедрению цифровой системы доведения задания плановой мощности до электростанций (СДПМ), обеспечивающей изменение активной мощности гидроагрегатов без участия персонала в соответствии с разрабатываемыми Системным оператором плановыми диспетчерскими графиками. Использование СДПМ позволяет повысить оперативность управления нагрузкой и исключить вероятность ошибочных действий оперативного персонала.

“Организация автоматизированного дистанционного управления электросетевым оборудованием повышает надёжность работы единой национальной электрической сети и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистем в операционной зоне Северокавказского РДУ за счет сокращения времени производства оперативных переключений и повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, в том числе при предотвращении развития и ликвидации аварий”, – прокомментировал директор Филиала Системного оператора Северокавказское РДУ Андрей Николаев.

В ходе реализации проекта специалисты Северокавказского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения по созданию дистанционного управления оборудованием распределительного устройства Зеленчукской ГЭС – ГАЭС, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний новой системы. В рамках проекта для обеспечения наблюдаемости технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования ГЭС – ГАЭС организована передача дополнительной телеметрической информации в диспетчерский центр. Для персонала Северокавказского РДУ и оперативного персонала Зеленчукской ГЭС – ГАЭС организовано дополнительное обучение, итогом которого стало проведение совместной противоаварийной тренировки по отработке действий при производстве переключений в условиях планового вывода в ремонт электросетевого оборудования и ликвидации аварий с применением дистанционного управления.

Ранее в текущем году Северокавказское РДУ совместно с АО “Росатом Возобновляемая энергия” реализовали проекты дистанционного управления из диспетчерского центра оборудованием и мощностью шести ветровых электростанций, расположенных в энергосистеме Ставропольского края – Кузьминской ВЭС мощностью 160 МВт, Труновской ВЭС (95 МВт), Медвеженской ВЭС (60 МВт), Кармалиновской ВЭС (60 МВт), Берестовской ВЭС (60 МВт) и Бондаревской ВЭС (120 МВт).

Возможность реализации проектов дистанционного управления из диспетчерских центров Системного оператора обеспечивается за счёт оснащения объектов

электроэнергетики современным оборудованием, системами цифровой связи и средствами автоматизации.

Специалисты Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области” (Московское РДУ) совместно со специалистами ООО “ВТК-инвест” организовали и провели успешные комплексные испытания системы дистанционного управления коммутационным оборудованием распределительного устройства ГТЭС Коломенское из Московского РДУ. Это первый проект дистанционного управления электросетевым оборудованием генерирующего объекта, реализованный в энергосистеме Москвы. Газотурбинная тепловая электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла ГТЭС Коломенское ООО “ВТК-инвест” электрической мощностью 136 МВт и тепловой мощностью 171 Гкал/ч введена в эксплуатацию в 2009 г. в Южном административном округе столицы. Реализация проекта дистанционного управления электросетевым оборудованием генерирующего объекта повышает надёжность работы Единой национальной электрической сети и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы столичного региона за счёт сокращения времени производства оперативных переключений и повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, в том числе при предотвращении развития и ликвидации аварий.

В рамках реализации проекта дистанционного управления коммутационным оборудованием распределительного устройства ГТЭС Коломенское специалистами Московского РДУ совместно со специалистами электростанции организована передача дополнительной телеметрической информации в диспетчерский центр, внесены изменения в конфигурацию и программное обеспечение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) на генерирующем объекте, выполнены все необходимые операции по настройке оперативно-информационного комплекса (ОИК) Московского РДУ. Также проведены мероприятия по обеспечению информационной безопасности, разработаны типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования с использованием дистанционного управления, внесены необходимые изменения в техническую документацию, проведена совместная тренировка диспетчерского персонала Московского РДУ и оперативного персонала ГТЭС Коломенское для отработки навыков дистанционного управления электросетевым оборудованием.

Во время комплексных испытаний с использованием ОИК Московского РДУ отдавались команды дистанционного управления на включение и отключение коммутационных аппаратов распределительного устройства ГТЭС Коломенское. По результатам испытаний и тренировки решением совместной комиссии система дистанционного управления введена в промышленную эксплуатацию, а Московское РДУ и ГТЭС Коломенское признаны готовыми к осуществлению функций дистанционного управления коммутационным оборудованием распределительного устройства объекта генерации.

Представители Системного оператора поделились опытом формирования информационной модели электроэнергетики и разработки соответствующих национальных стандартов на первом заседании рабочей группы технического комитета по стандартизации ТК 393 “Услуги (работы, процессы) в сфере жилищно-коммунального хозяйства и формирования комфортной городской среды”. Рабочая группа технического комитета по стандартизации ТК 393 создана на базе подкомитета (ПК) 007 для разработки стандарта по информационной модели ЖКХ – первого стандарта серии ГОСТ Р “Автоматизация, информатизация и цифровизация ЖКХ”.

В установочном заседании рабочей группы от Системного оператора приняли участие начальник службы информационной модели Николай Беляев и ответственный секретарь ТК 016 “Электроэнергетика” Росстандарта, начальник отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО “СО ЕЭС” Юрий Федоров.

Николай Беляев рассказал о результатах работы Системного оператора и субъектов электроэнергетики по унификации информационного обмена на базе стандартов Общей модели данных (Common information model, CIM), а также об опыте формирования пула национальных стандартов серии “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики” (серия ГОСТ Р 58651).

Единая информационная модель ЕЭС России на основе единого языка технологического общения CIM разрабатывалась Системным оператором в период с 2012 по 2016 г. После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 г. модель активно развивается, совершенствуются технологии сопровождения Единой информационной модели (ЕИМ) энергосистемы, проводится интеграция основных программными комплексов на базе стандартов CIM, реализуются проекты внедрения информационных моделей на стороне сетевых и генерирующих компаний, что позволяет выстроить взаимосвязанный автоматизированный информационный обмен между субъектами отрасли и достичь интеграции с другими программными средствами.

В настоящее время данные ЕИМ используются Системным оператором для расчётов электрических режимов, формирования перечней объектов диспетчеризации и согласования плановых графиков ремонтов, управления оперативными диспетчерскими заявками и выполнения множества других задач. На её базе реализован проект по созданию оперативно-информационного комплекса нового поколения ОИК СК-11 – основного программного продукта, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

Николай Беляев рассказал о предпосылках унификации информационного обмена, применяемых подходах к формированию национальных стандартов серии ГОСТ Р 58651 и международных стандартов CIM, а также о формировании методической и нормативной базы для внедрения в отрасли нового языка технологического общения.

“Стандарты CIM позволяют унифицировать не только обмен данными между отраслевыми компаниями, они также позволяют эффективно решить задачу интеграции множества информационных систем, эксплуатируемых в крупных энергокомпаниях. Для Системного оператора эта задача имела особое значение, поскольку требовалось не просто интегрировать информационные системы, а выполнить это во всех 57 диспетчерских центрах. Полученный практический опыт был положен в основу стандартов серии ГОСТ Р 58651”, – отметил Николай Беляев.

Юрий Фёдоров более подробно рассказал о результатах работы по стандартизации информационного обмена, которая проводится в рамках возглавляемого Системным оператором подкомитета ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике” ТК 016 “Электроэнергетика” Росстандарта.

“Разработка первого стандарта серии ГОСТ 58651, описывающей применение CIM в российской электроэнергетике, началась в 2018 г. На сегодняшний день она включает в себя 11 национальных стандартов, ещё один готовится к утверждению в Росстандарте”, – отметил Юрий Фёдоров.

В заключение Юрий Фёдоров и Николай Беляев пожелали участникам рабочей группы успехов в выработке общего подхода и формировании первого стандарта информационного моделирования для ЖКХ.

Противоаварийные тренировки и учения

В Москве на базе Центра подготовки персонала Системного оператора прошла международная межсистемная противоаварийная тренировка диспетчеров Главного диспетчерского центра ЕЭС России, филиалов Системного оператора ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада и компании “Белэнерго” Республики Беларусь. Программу и сценарий противоаварийной тренировки разработали специалисты Системного оператора. Руководил тренировкой директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер АО “СО ЕЭС” Михаил Говорун.

В ходе мероприятия отрабатывались совместные действия диспетчерского персонала при предотвращении развития и ликвидации нарушения нормального режима работы ЕЭС России и ОЭС Беларуси с учётом заявленного на февраль 2025 г. прекращения параллельной работы энергосистем стран Балтии в составе Электрического кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (ЭК БРЭЛЛ). При проведении тренировки использовались инструкции и регламенты взаимодействия, подготовленные для работы в новых условиях.

Сценарий тренировки учитывал наиболее сложные схемно-режимные условия, которые могли бы возникнуть в результате аварийного отключения сетевого оборудования, а также генерирующих мощностей с нагрузкой более 1000 МВт.

Диспетчеры Системного оператора во взаимодействии со своими зарубежными коллегами реализовали комплекс мер по предотвращению развития и ликвидации аварии. В частности, были отданы команды на изменение величины активной мощности генерирующего оборудования для компенсации потерянной мощности и устранения перегруза контролируемых сечений, обес-

печены оперативный ввод в работу отключившихся линий электропередачи и электросетевого оборудования, находившегося в момент аварии в ремонте.

“Продолжается наше активное взаимодействие с белорусскими коллегами в рамках реализации комплекса мероприятий по обеспечению параллельной работы ОЭС Беларуси и ЕЭС России с учётом отделения энергосистем стран Балтии от энергообъединения ЕЭС/ОЭС. Международная межсистемная противоаварийная тренировка – один из важных пунктов совместного плана действий. Её итоги подтвердили готовность российских и белорусских диспетчеров к обеспечению надёжной синхронной работы энергосистем двух стран в новых условиях”, – отметил первый заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко.

В рамках подготовки к выходу Латвии, Литвы и Эстонии из энергообъединения ЕЭС/ОЭС Системным оператором и “Белэнерго” подготовлен ряд изменений в совместные документы, регламентирующие параллельную работу энергосистем в новых условиях.

Энергосистемы России и Белоруссии работают параллельно и имеют электрические связи по трём межгосударственным линиям электропередачи (ВЛ) 330 кВ, одной ВЛ 750 кВ, а также ряду линий электропередачи более низкого класса напряжения. Энергосистемы работают с единой частотой, регулирование частоты в синхронной зоне осуществляется главным диспетчерским центром АО “СО ЕЭС”.

Электрическое кольцо БРЭЛЛ функционирует в рамках соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы, подписанного в 2001 г. Оно устанавливает общие принципы организации их совместной работы на единой частоте тока по электрическим сетям 330 – 750 кВ, которые были построены ещё в советское время. С 2017 г. страны Балтии ведут работу по синхронизации своих энергосистем с электросетями Евросоюза и отделению от энергообъединения ЕЭС/ОЭС. После этого кольцо БРЭЛЛ перестанет существовать, ЕЭС России и ОЭС Беларуси по-прежнему останутся связанными друг с другом линиями электропередачи, но управление режимом параллельной работы энергосистем двух государств будет скорректировано.

Международное сотрудничество

Системный оператор Единой энергетической системы и ГПО “Белэнерго” в Москве в ходе рабочего совещания обсудили актуальные вопросы сотрудничества. От Системного оператора в совещании приняли участие первый заместитель председателя правления Сергей Павлушко, директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер Михаил Говорун и директор по развитию ЕЭС – руководитель дирекции Системного оператора Денис Пиленикс, а также руководители технологического блока компании. Белорусскую делегацию, в которую вошли руководители технологических управлений, возглавил заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО “Белэнерго” Денис Ковалев.

Участники совещания обсудили перспективы сооружения ещё одного блока АЭС в Республике Бела-

русь и результаты проведенных по этой теме научно-исследовательских работ.

Ещё одним важным вопросом повестки стал ход разработки документов, регламентирующих параллельную работу ОЭС Беларуси и ЕЭС России с учётом отделения энергосистем стран Балтии от энергообъединения ЕЭС/ОЭС. Участники рабочей встречи обратили внимание на положительную динамику в работе по подготовке проектов всех необходимых документов. Также отмечено, что согласованы документы, необходимые для проведения межсистемной противоаварийной тренировки по соответствующей теме с участием диспетчерского персонала АО “СО ЕЭС” и ГПО “Белэнерго”.

Отдельной темой совещания стало внедрение цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) для контроля максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) на межгосударственных линиях электропередачи 330 кВ. Напомним, что целесообразность использования цифровой технологии СМЗУ для определения допустимых перетоков активной мощности в межгосударственных сечениях обсуждалась в сентябре 2024 г. в ходе 45-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК). По итогам прошедшего совещания принят разработанный Системным оператором План внедрения технологии СМЗУ на связях ЕЭС России и ОЭС Беларуси и определено, что цифровая система будет создаваться в АО “СО ЕЭС” с ретрансляцией результатов расчетов СМЗУ в ГПО “Белэнерго” для использования при управлении электроэнергетическим режимом.

Реализация комплекса совместных мероприятий намечена на 2025 г. Согласно документу на Системный оператор возложен ряд важных задач: создание расчетной модели СМЗУ; проведение автономных испытаний модуля оценивания состояния СМЗУ; настройка и автономные испытания технологического алгоритма системы; подготовка программы опытной эксплуатации и разработка отчета по ее итогам. В свою очередь коллеги из ГПО “Белэнерго” также выполняют необходимый для успешного внедрения СМЗУ объем работ. В частности, они обеспечат передачу дополнительной телеметрической информации в части ОЭС Беларуси для учета в расчетной модели СМЗУ, а также рассмотрение отчетов по итогам автономных и комплексных испытаний.

Параллельно с процессом внедрения СМЗУ планируется корректировка инструктивных документов, необходимых для обеспечения возможности использования цифровой технологии при управлении электроэнергетическим режимом. После проведения успешного тестирования запланирована опытная эксплуатация системы, в рамках которой в том числе будут отработаны совместные действия по ее использованию. Внедрение в промышленную эксплуатацию цифровой технологии СМЗУ на межгосударственных транзитах запланировано на конец декабря 2025 г.

В ходе рабочего совещания представители Системного оператора и ГПО “Белэнерго” также обсудили мероприятия, необходимые для обеспечения устойчивой и надежной работы энергосистем при проведении ремонтной кампании в ОЭС Беларуси в 2025 г., в том чис-

ле в условиях длительной реконструкции подстанции 330 кВ Полоцк.

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) – это отечественный программно-технический комплекс, разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с Системным оператором. АО “НТЦ ЕЭС” – многопрофильный российский научно-исследовательский центр, который является дочерней компанией АО “СО ЕЭС”. СМЗУ с определенной периодичностью выполняет расчеты и предоставляет диспетчеру в интерфейсе подсистемы ОИК СК-11 “Контроль перетоков и ограничений в сечениях” актуальную информацию о допустимых перетоках мощности для данного момента времени с учетом фактического режима энергосистемы. Тем самым цифровая система обеспечивает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня ее надежности. В настоящее время СМЗУ внедрена в 39 диспетчерских центрах АО “СО ЕЭС” более чем в 400 сечениях.

Специалисты АО “СО ЕЭС” совместно с коллегами из Национального диспетчерского центра Системного оператора (филиал АО “КЕГОС” – НДЦ СО, Республика Казахстан) обеспечили переход на совместную работу централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Сибири и ЕЭС Казахстана с подключением устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) подстанции (ПС) 1150 кВ Экибастузская в Казахстане под управление программно-технического комплекса верхнего уровня (ПТК ВУ) ЦСПА ОЭС Сибири.

Комплекс АПНУ ПС 1150 кВ Экибастузская является основным комплексом противоаварийной автоматики на межгосударственном транзите 500 кВ Сибирь – Казахстан – Урал. Подключение к ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири в качестве ее низового устройства ЛАПНУ ПС 1150 кВ Экибастузская повысит эффективность автоматического противоаварийного управления при возникновении аварийных ситуаций по транзиту Сибирь – Казахстан – Урал.

“Переход на совместную работу централизованных систем противоаварийной автоматики России и Казахстана – новый шаг в планомерной работе по расширению области допустимых режимов, в которых обеспечивается надежная совместная работа энергосистем двух стран. Включение устройства ЛАПНУ ПС 1150 кВ Экибастузская в состав ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири повысит эффективность автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами на транзите Сибирь – Казахстан – Урал за счет снижения объема управляющих воздействий на отключение генераторов в ОЭС Сибири и ЕЭС Казахстана в объеме до 650 МВт”, – отметил генеральный директор ОДУ Сибири Алексей Хлебов.

В настоящее время ЦСПА ОЭС Сибири и ЕЭС Казахстана взаимодействуют с передачей необходимой информации в двух направлениях. В частности, информация о параметрах режима работы северной части ЕЭС Казахстана передается в оперативно-информационный комплекс (ОИК) ОДУ Сибири. С использованием этой информации ЦСПА ОЭС Сибири в режиме ре-

ального времени осуществляет выбор и передачу управляющих воздействий в устройство ЛАПНУ на ПС 1150 кВ Экибастузская через ЦСПА ЕЭС Казахстана. Из устройства ЛАПНУ на ПС 1150 кВ Экибастузская через ЦСПА ЕЭС Казахстана в ЦСПА ОЭС Сибири возвращается информация о реализованных параметрах настройки.

Для подключения комплекса противоаварийной автоматики Экибастузской ГРЭС-1 к ЦСПА ОЭС Сибири Системным оператором реализован перечень мероприятий, включающий работы по расширению информационной модели ОЭС Сибири, а также предварительные испытания ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири в части корректности расчета управляющих воздействий с учетом внесенных в информационную модель изменений. Специалистами Системного оператора и филиала АО “КЕГОС” – НДЦ СО разработана программа и проведена опытная эксплуатация устройства ЛАПНУ на ПС 1150 кВ Экибастузская под управлением ПТК ВУ ЦСПА ОЭС Сибири с передачей таблиц управляющих воздействий через ПТК ВУ ЦСПА ЕЭС Казахстана и проведена контрольная межсистемная противоаварийная тренировка с целью отработки взаимодействия персонала диспетчерских центров по выявлению нарушений и восстановлению информационного обмена между ЦСПА и низовым устройством.

ЦСПА – программно-аппаратный комплекс, предназначенный для обеспечения в автоматическом режиме сохранения устойчивой работы энергосистемы при возникновении аварийных возмущений. Комплекс в реальном времени проводит расчёт электроэнергетических режимов, анализ устойчивости энергосистемы и выбор необходимых управляющих воздействий с учетом текущей схемно-режимной ситуации. ЦСПА оптимизирует управляющие воздействия противоаварийной автоматики и расширяет область допустимых режимов работы энергосистемы. ЦСПА имеет двухуровневую структуру: программно-аппаратные комплексы верхнего уровня устанавливаются в диспетчерских центрах, а “низовые” устройства (устройства ЛАПНУ) – на объектах электроэнергетики.

Надёжность и эффективность ЦСПА доказана многолетней успешной эксплуатацией. Первые опыты по созданию ЦСПА проводились в Объединенной энергосистеме Урала в 1970-х годах. В 1980 – 1990-е годы в энергообъединениях ЕЭС России были внедрены ЦСПА первого поколения. Успешный опыт внедрения унифицированной цифровой ЦСПА второго поколения в ОЭС Урала в 2005 году и в энергосистеме Тюменской области в 2007 г. был распространён на другие энергосистемы страны. В 2010 г. ЦСПА второго поколения была внедрена в ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга, а в 2012 г. – в ОЭС Сибири. В настоящее время в ЕЭС России работают ЦСПА третьего поколения с расширенным функционалом, включающим более совершенный алгоритм расчета статической устойчивости энергосистемы, а также алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости и новый алгоритм оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы. Совершенствование ЦСПА, как неотъемлемого элемента современной модели противоаварийного управления энергосис-

темами, является для Системного оператора одной из ключевых задач в области развития цифровых технологий. На протяжении более чем 20 лет важнейшим партнером АО “СО ЕЭС” в области создания и модернизации устройств и комплексов противоаварийной автоматики выступает АО “Институт автоматизации энергетических систем” (АО “ИАЭС”).

11 декабря в формате видеоконференции состоялось 9-е заседание Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ, на котором глава Системного оператора Федор Опадчий назначен председателем Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ (КОТК) на 2025 – 2026 гг. Федор Опадчий возглавляет КОТК с 30 июня 2021 г. На 9-м заседании Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ он был утвержден на должность Председателя КОТК на очередной двухлетний период.

Председатель КОТК представил на утверждение Координационному совету при ЭЭС СНГ новые документы, разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2024 – 2025 гг.:

- Основные технические требования к системам накопления электрической энергии (на базе электрохимических накопителей), работающим в составе энергосистем;
- Основные технические требования к участию электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- Изменения в Основные технические требования к генерирующим объектам, функционирующим на основе использования ВИЭ, работающим в составе энергосистем (в части СЭС и ВЭС).

Федор Опадчий также представил актуализированный План работы КОТК на 2024 – 2025 гг., в который в соответствии с решением ЭЭС СНГ внесены новые пункты о проведении исследования тенденций развития энергосистем мегаполисов и больших городов с учетом внедрения новых генерирующих электросетевых и информационных технологий в государствах-участниках СНГ.

Координационный совет при ЭЭС СНГ утвердил представленные документы и План работы КОТК на 2024 – 2025 гг.

В заседании Координационного совета – постоянно действующего рабочего органа Электроэнергетического Совета СНГ (ЭЭС СНГ) – приняли участие заместители руководителей национальных органов исполнительной власти по управлению электроэнергетикой стран СНГ.

Координационный совет – постоянно действующий рабочий орган Электроэнергетического Совета СНГ. Создан Решением 58-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 30 июня 2021 г. В его состав входят заместители руководителей национальных органов исполнительной власти по управлению электроэнергетикой.

Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – рабочий орган, сформированный Электроэнергетическим Советом СНГ. Основные зада-

чи состоят в согласовании принципов управления режимами совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, организации разработки технических документов, анализе оперативно-технологического управления, координации программ подготовки оперативного персонала и координации взаимодействия энергосистем стран СНГ и Балтии при подготовке и осуществлении совместной работы. Членами КОТК являются полномочные представители системных операторов и электросетевых компаний Российской Федерации, Азербайджана, Армении, Беларуси, Казахстана, Молдовы, Таджикистана, Узбекистана, Кыргызстана, Украины.

11 декабря состоялось расширенное заседание Национального исследовательского комитета (НИК) С1 Российского национального комитета (РНК) СИГРЭ “Планирование развития энергосистем и экономика”, руководителем которым с мая этого года осуществляет АО “СО ЕЭС”. С приветственным словом к участникам заседания обратился руководитель НИК С1 РНК СИГРЭ, директор по развитию ЕЭС – руководитель Дирекции Системного оператора Денис Пилениекс. Он напомнил, что АО “СО ЕЭС” осуществляет руководство С1 в соответствии с соглашением, заключенным с РНК СИГРЭ в мае этого года. Наделение Системного оператора статусом базовой организации НИК С1 соответствовало логике изменения модели планирования развития энергосистем в Российской Федерации, создания на базе компании единого центра компетенций по формированию будущего облика энергосистемы и де-факто выполняемым специалистами АО “СО ЕЭС” функциям.

Докладчик отметил, что к настоящему времени обновленный состав НИК С1 в целом сформирован. Помимо специалистов Системного оператора в него вошли представители крупнейших генерирующих, электросетевых компаний, профильных научно-исследовательских институтов и отраслевых ассоциаций.

“На текущем этапе наша задача – интенсифицировать работу национального исследовательского комитета С1 и тем самым сформировать на базе РНК СИГРЭ полнофункциональную дискуссионную площадку для обсуждения важных аспектов будущего облика энергосистем”, – отметил Денис Пилениекс.

К числу основных задач НИК С1 он отнёс обобщение и обеспечение рационального применения мирового опыта в сфере планирования перспективного развития энергосистем, координацию проводимых исследований и обмен научно-технической информацией в этой сфере, а также организацию методической поддержки по внедрению новых технологий и учёту происходящих в энергосистеме изменений.

“Кроме того, комитет С1 может стать действенным механизмом для продвижения на международный уровень подходов и наработок российского энергетического сообщества по развитию ВИЭ, технологий накопления энергии, достижению углеродной нейтральности, планированию инвестиций в энергетику и другим задачам. Возможности для достижения этой цели создает представительный состав участников комитета, накопленный ими опыт и сотрудничество с SIGRE”, – подчеркнул новый глава комитета.

Координатор работы НИК С1, ведущий эксперт Департамента параллельной работы и стандартизации Системного оператора Станислав Утц рассказал о результатах работы НИК С1 за полугодие, в том числе участии его членов в 50-й сессии CIGRE, прошедшей в августе 2024 г. в Париже. Также он выступил с обзором докладов, представленных на этом мероприятии специалистами системных операторов разных стран.

Станислав Утц отметил, что уже в 2025 г. начнется отбор докладов на очередную сессию CIGRE, которая запланирована на август 2026 г. В числе ожидаемых предпочтительных тем предстоящей сессии он назвал комплексное планирование развития энергосистемы в эпоху энергоперехода, стратегические инвестиции в контексте глобальной трансформации и планирование киберфизической системы, включая анализ влияния цифровизации на определение контуров будущего облика отрасли. В завершение Станислав Утц акцентировал внимание на необходимость расширения числа докладов российских специалистов с учетом соответствия установленным предпочтительным темам.

Наряду с участием в сессиях CIGRE к числу перспективных направлений взаимодействия с крупнейшим международным объединением Денис Пилениекс назвал участие в международных симпозиумах, обучающих семинарах, международных рабочих группах, а также издании научных пособий и подготовке публикаций в соавторстве с членами международного исследовательского комитета С1 CIGRE. Он подчеркнул, что развитие сотрудничества с международным исследовательским комитетом С1 CIGRE относится к числу приоритетов работы российского Комитета. Так, представители Системного оператора принимают участие в работе трех из четырех международных рабочих групп: С1.54 “Оценка системных резервов и потребностей в инструментах гибкости в энергосистемах будущего”, С1/С5.53 “Прогнозирование спроса в условиях роста распределенной генерации” и С1.51 “Потенциальная роль накопителей электроэнергии в энергосистемах”.

В завершение Денис Пилениекс выступил с предложением создать в рамках НИК С1 так называемые “проблемные” рабочие группы по наиболее острым вопросам, связанным с совершающейся глобальной трансформацией отрасли. В том числе – по особенностям учёта ВИЭ-генерации в процессах долгосрочного планирования, учета электрификации экономики в процессах прогнозирования потребления, накопителей электроэнергии, а также совершенствованию методологии прогнозирования электроэнергетических режимов.

Участники заседания утвердили представленный руководителем С1 перечень проблемных рабочих групп и обсудили цели, задачи, ключевые направления работы, алгоритмы и сроки деятельности каждой из них.

До конца года члены НИК С1 должны направить в секретариат комитета предложения по кандидатурам руководителей и членов проблемных рабочих групп, а также сформировать списки сотрудников для вступления в ассоциацию СИГРЭ.

В завершение представители Системного оператора акцентировали внимание на необходимость активизации работы в рамках РНК СИГРЭ и подчеркнули, что

НИК С1 открыт для любых инициатив в рамках сферы его деятельности.

CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения) – старейшая неправительственная и некоммерческая международная организация, объединяющая ученых и специалистов в сфере электроэнергетики, была создана во Франции в 1921 г. Российские энергетики участвуют в работе CIGRE с 1923 года. Системный оператор является коллективным членом CIGRE со времени своего основания в 2002 г. Специалисты компании представляют Россию в четырех из 16 исследовательских комитетов CIGRE: комитете В5 “Релейная защита и автоматика”, С1 “Планирование развития энергосистем и экономика”, С2 “Функционирование и управление энергосистем”, D2 “Информационные системы, телекоммуникации и кибербезопасность”.

Российский Национальный Комитет СИГРЭ (РНК СИГРЭ) – ассоциация, представляющая интересы России в CIGRE. Насчитывает почти 500 индивидуальных и более 60 коллективных членов, в числе которых крупнейшие энергокомпании, производственные предприятия, научно-исследовательские институты и вузы. Председатель Правления Системного оператора Фёдор Опачный входит в состав Президиума РНК СИГРЭ и является представителем России в Административном совете CIGRE.

Системный оператор Единой энергетической системы и ГПО “Белэнерго” в Москве обсудили вопросы применения цифровых технологий в управлении энергосистемой, результаты работы АО “СО ЕЭС” по импортозамещению в сфере информационно-коммуникационных технологий, опыт создания и совершенствования современной SCADA-системы, вопросы информационной безопасности и подготовки специалистов блока ИТ. Рабочая встреча была посвящена развитию цифровых технологий оперативно-диспетчерского управления для повышения надежности параллельной работы энергосистем двух стран. В частности, российские коллеги поделились опытом внедрения современной системы мониторинга и управления SCADA/EMS – оперативно-информационного комплекса СК-11, имплементация которого велась в российском Системном операторе в течение нескольких лет. Новый ОИК вообрал в себя самые современные технологии управления режимом энергосистемы, учитывает актуальный этап развития технологий и цифровизации.

“Объем совместной работы Системного оператора и “Белэнерго” большой и интересный. Мы готовы делиться с вами опытом в области импортозамещения, применения в диспетчерском управлении современного программного обеспечения и аппаратной части, опытом внедрения и использования SCADA-системы, а также по другим актуальным направлениям, включая вопросы обеспечения информационной безопасности и подготовки персонала блока ИТ”, – подчеркнул директор по цифровой трансформации российского Системного оператора Станислав Терентьев, обращаясь к белорусским коллегам.

Станислав Терентьев рассказал о проводимой в компании работе по импортозамещению в области информационных технологий, в частности, разработке стека (комбинации) технологий и стека программного обеспечения для перевода автоматизированных систем диспетчерского управления на отечественную операционную систему и базу данных.

Директор АО «СО ЕЭС» по автоматизированным системам диспетчерского управления Роман Богомолов представил информацию о проектах Системного оператора в рамках импортозамещения и вызовах, которые сопровождают их реализацию. Он также подробно рассказал об основных действующих в стране требованиях по вопросам импортозамещения, подходах и критериях при выборе программных продуктов для использования в Системном операторе, выстраивании отношений с разработчиками, основных этапах внедрения нового программного обеспечения, обеспечении информационной безопасности при внедрении новых разработок в области ИТ.

Белорусские коллеги поделились информацией об актуальных задачах в рамках цифровизации электроэнергетики страны, отметив важность обсуждения опыта Системного оператора по внедрению ОИК СК-11 для реализации аналогичного проекта в ГПО «Белэнерго», а также опыта и наработок в вопросах импортозамещения.

На встрече обсуждалась новая редакция Регламента взаимодействия АО «СО ЕЭС» и ГПО «Белэнерго» при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления и автоматизированных систем диспетчерского управления (СДТУ/АСДУ). Документ определяет порядок взаимодействия сторон при оперативном и техническом обслуживании СДТУ/АСДУ, обнаружении и устранении нарушений работоспособности, а также при проведении проверок их работоспособности.

В совещании, которое состоялось в Главном диспетчерском центре Системного оператора, с российской стороны приняли участие директор по цифровой трансформации Станислав Терентьев, директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Роман Богомолов, заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС Дмитрий Афанасьев, начальник службы информационной модели Николай Беляев, начальник службы развития и сопровождения технологических систем Евгений Малахов, начальник отдела ОИК Евгений Татарников, начальник отдела внедрения и сопровождения технологических систем Алексей Голубятников и начальник отдела внешних информационных систем Денис Кабуков.

От компании ГПО «Белэнерго» в рабочей встрече участвовали начальник управления информационных технологий Максим Ждан и начальник управления автоматизированных информационно-измерительных систем Алексей Куриленко.

В завершение деловой встречи гости посетили диспетчерский пункт Главного диспетчерского центра и Центр подготовки персонала АО «СО ЕЭС».

Назначения

16 декабря 2024 г. Алексей Петренко, ранее занимавший должность технического директора, назначен генеральным директором АО «Техническая инспекция ЕЭС». Нового руководителя коллективу Технической инспекции ЕЭС сегодня представил член Правления, директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС» Павел Алексеев.

«Назначение нового руководителя – ключевое событие, от которого зависит будущее компании, то, как она будет развиваться и выполнять стоящие перед ней задачи. Алексей Олегович много сил и энергии уделял и уделяет вопросам организации деятельности технологического направления, которое он глубоко и хорошо знает. Это особенно важно, в свете дальнейшего совершенствования и повышения эффективности основной деятельности компании, а также развития и модернизации информационной системы на основе отечественных программных решений – ИУС СКТС (Система контроля технического состояния). Это крайне важные задачи для всей отрасли», – подчеркнул Павел Алексеев.

Алексей Олегович Петренко родился 26 июля 1977 года в Екатеринбурге. В 1999 г. окончил Уральский государственный технический университет по специальности «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» и начал работать в АО «Свердловэнерго» инженером по расчетам и режимам 2 категории. В 2000 г. был призван в армию, после прохождения службы принят в филиал Системного оператора Свердловское РДУ, где прошёл трудовой путь от специалиста первой категории службы электрических режимов до первого заместителя директора – главного диспетчера. В 2018 г. назначен первым заместителем генерального директора – техническим директором АО «Техническая инспекция ЕЭС». Трудовые заслуги Алексея Петренко отмечены Минэнерго России, Электроэнергетическим Советом СНГ, многочисленными корпоративными наградами АО «СО ЕЭС».

Павел Голубев, занимавший пост генерального директора АО «Техническая инспекция ЕЭС» с 2013 г., переведён на должность исполнительного директора. В новом качестве Павел Владилевич сосредоточится на практическом внедрении результатов научно-технических разработок на объектах отрасли и совершенствовании оказания услуг по независимой оценке технического состояния оборудования объектов электроэнергетики.

19 декабря директором филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Пермского края, Удмуртской Республики и Кировской области» (Пермское РДУ) назначен Дмитрий Мансуров, ранее работавший в должности первого заместителя директора – главного диспетчера Пермского РДУ. Первым заместителем директора – главным диспетчером Пермского РДУ назначен Михаил Летагин. Дмитрий Игоревич Мансуров родился 28 апреля 1987 года в с. Ситемка Советского района Кировской области. В 2009 г. окончил Вятский государственный университет по специальности «Электроэнергетические системы и сети». Трудовой путь начал после окончания вуза с должности специалиста 1 кате-

гории службы электрических режимов Пермского РДУ, позже работал ведущим специалистом, заместителем начальника и начальником службы электрических режимов, заместителем главного диспетчера по оперативной работе Пермского РДУ. В 2021 г. Дмитрий Мансуров назначен на должность первого заместителя директора – главного диспетчера Пермского РДУ. За время работы в Системном операторе Дмитрий Мансуров многократно повышал квалификацию и проходил профессиональную подготовку. Его трудовые заслуги отмечены рядом корпоративных наград.

Ранее занимавший должность директора Пермского РДУ Илья Белоусов назначен на должность заместителя генерального директора Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Урала.

Михаил Юрьевич Летагин родился 29 ноября 1985 г. в г. Зуевка Кировской области. В 2008 г. окончил Вятский государственный университет по специальности “Электроэнергетические системы и сети”. Трудовой путь в энергетике начал в 2008 г. с должности специалиста 1 категории оперативно-диспетчерской службы Пермского РДУ, позже работал диспетчером, старшим диспетчером оперативно-диспетчерской службы Пермского РДУ. В 2021 г. Михаил Летагин назначен заместителем главного диспетчера по оперативной работе Пермского РДУ. За время работы в Системном операторе Михаил Летагин многократно повышал квалификацию и проходил профессиональную подготовку. Его трудовые заслуги отмечены рядом корпоративных наград.

ПАО НПО “ЭЛСИБ”

В ближайшее время в НПО “ЭЛСИБ” начнется монтаж новой машины термической резки “Комета” с газокислородным суппортом, которая поставлена на предприятие в конце декабря 2024 г. Новое оборудование обеспечит стабильную работу по раскройке листового металла толщиной до 180 мм и усилит технические мощности заготовительного производства предприятия.

Кроме того, в конце года на ЭЛСИБ поступили две индукционные печи, токарный и торцовочный станки, два элеватора для хранения инструментов высотой порядка 5 м каждый и другое оборудование.

На Красноярской ГРЭС-2 (входит в Енисейскую ТГК – ТГК-13) введён в эксплуатацию турбогенератор, установленный в рамках инвестиционной программы станции. Новый агрегат на энергоблоке ст. № 6 заменил предыдущий, прослуживший более 60 лет. Оборудование прошло обязательный этап комплексных испытаний, отработав без нареканий в течение 72 ч. С 1 января турбоагрегат мощностью 165 МВт новосибирского завода ЭЛСИБ начал выработку электроэнергии.

Замена оборудования осуществлена Сибирской генерирующей компанией в рамках программы реновации Красноярской ГРЭС-2, которая направлена на повышение надёжности и качества работы станции, непрерывность поставок тепловой и электрической энергии для населения, объектов социальной инфраструктуры и промышленных предприятий города Зеленогорска. По этой программе до 2027 г. на ГРЭС будут заменены ещё два турбогенератора.