

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Итоги 2024 года

Фактическое потребление электроэнергии в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Юга в 2024 г. составило 136,5 млрд кВт·ч, что на 3,6% больше, чем в 2023 г. при сопоставимых температурных условиях и без учёта дополнительного дня високосного года. Выработка электроэнергии в ОЭС Юга в 2024 г. составила 135,5 млрд кВт·ч, что на 5,1% больше показателя 2023 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года увеличение выработки электроэнергии составило 4,8%.

17 июля 2024 г. в ОЭС Юга достигнуто новое значение исторического максимума потребления мощности – 21 126 МВт, на 410 МВт превысившее предыдущее значение максимума. Кроме того, значения исторических максимумов обновлены в трёх региональных энергосистемах. Так, в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края исторический максимум в 6108 МВт также отмечен 17 июля, превысив предыдущий показатель на 51 МВт. В энергосистеме Республики Дагестан исторический максимум в 1620 МВт зафиксирован 16 декабря, что выше предыдущего максимума на 74 МВт. В энергосистеме Республики Ингушетия 15 декабря максимум потребления мощности составил 233 МВт, что больше прежнего показателя на 23 МВт.

“В минувшем году в лидерах по росту потребления электроэнергии в ОЭС Юга числятся субъекты Северо-Кавказского федерального округа – Республика Ингушетия (+40,3%), Чеченская Республика (+10,3%), Кабардино-Балкарская Республика (+10,6%), Республика Дагестан (+9%) и Карачаево-Черкесская Республика (+6,2%). В ЮФО максимальное увеличение потребления по году отмечено в энергосистемах Краснодарского края и Республики Адыгея (+4,8%), Республики Крым и г. Севастополя (+5,3%), Ростовской области (+2,4%)», – подчеркнул генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Юга Вячеслав Афанасьев.

Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Юга в 2024 г. выросла на 766,09 МВт, в том числе, учитывая вывод из эксплуатации 13,31 МВт устаревших генерирующих мощностей, составив 43366,57 МВт на 01.01.2025.

Прирост установленной мощности электростанций энергообъединения обусловлен вводом нового генерирующего оборудования суммарной мощностью 751,96 МВт и увеличением установленной мощности действующего оборудования на 15 МВт за счёт его перемаркировки. В частности, введена в эксплуатацию Ударная ТЭС (561,7 МВт), вторая очередь Труновской ВЭС (35 МВт), Богдинская СЭС (68,6 МВт), Красинская СЭС (63 МВт), Ачхой-Мартановская СЭС (9,2 МВт).

Основную нагрузку по обеспечению потребления электроэнергии в ОЭС Юга в 2024 г. несли ТЭС, доля которых в структуре установленной мощности на 01.01.2025 составила 49,7%, или 21546,85 МВт. Общая установленная мощность АЭС – 10071,9 МВт, или 23,2%. Общая установленная мощность ГЭС – 6452,1 МВт, или 14,9%. Установленная мощность ВЭС – 3551,5 МВт, или 8,2%, СЭС – 1744,2 МВт, или 4%.

В соответствии с разработанными и утверждёнными приказом Минэнерго РФ Схемами и программами развития электростанций

троэнергетических систем на 2025 – 2030 годы в 2025 г. в ОЭС Юга ожидается дальнейший рост потребления электроэнергии до 138,1 млрд кВт·ч, что выше показателя 2024 г. на 1,6 млрд кВт·ч, или 1,2%.

Фактическое потребление электроэнергии в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Центра в 2024 г. составило 268,5 млрд кВт·ч, что на 3% больше, чем в 2023 г. при сопоставимых температурных условиях и без учёта дополнительного дня високосного года. Выработка электроэнергии в ОЭС Центра в 2024 г. составила 256,8 млрд кВт·ч, что на 1,4% больше показателя 2023 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года увеличение выработки электроэнергии составило 1,1%.

18 января 2024 г. в ОЭС Центра достигнуто новое значение исторического максимума потребления мощности – 41 023 МВт, на 107 МВт превысившее предыдущее значение максимума. Кроме того, 19 декабря 2024 г. также в энергосистеме города Москвы и Московской области достигнуто новое значение исторического максимума потребления мощности – 19 883 МВт, на 93 МВт превысившее предыдущее значение максимума.

“В минувшем году в лидерах по росту потребления электроэнергии в ОЭС Центра числятся Костромская область (+6,7%), город Москва и Московская область (+5,1%), Ивановская область (+4,8%), Воронежская области (+4,6%)”, – подчеркнул генеральный директор Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Центра Владимир Литвинов.

Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Центра в 2024 г. снизилась на 704,6 МВт, в том числе, за счёт вывода из эксплуатации энергоблока № 2 на Курской АЭС мощностью 1000 МВт, составив 49734,6 МВт на 01.01.2025.

Изменение установленной мощности электростанций энергообъединения обусловлено вводом нового генерирующего оборудования на Ивановских ПГУ мощностью 331,2 МВт и увеличением установленной мощности действующего оборудования на 87,6 МВт за счёт его перемаркировки.

Основную нагрузку по обеспечению потребления электроэнергии в ОЭС Центра в 2024 г. несли ТЭС, доля которых в структуре установленной мощности на 01.01.2025 составила 71%, или 35144,2 МВт. Общая установленная мощность АЭС – 12778,3 МВт, или 26%. Общая установленная мощность ГЭС – 1812,1 МВт, или 3%.

В соответствии со Схемой и программой развития электростанций энергетических систем России на 2025 – 2030 годы, утверждённой приказом Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 в 2025 г. в ОЭС Центра ожидается дальнейший рост потребления электроэнергии до 272,2 млрд кВт·ч, что выше показателя 2024 г. на 3,7 млрд кВт·ч, или 1,4%.

В Объединённой энергосистеме Урала по итогам 2024 г. суммарная установленная мощность электростанций увеличилась, потребление электроэнергии зафиксировано на уровне показателей 2023 г. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Урала в 2024 г. выросла на 332,636 МВт и составила на 01.01.2025 53650,245 МВт, с учётом вывода из эксплуатации 19,218 МВт устаревших генерирующих мощностей.

“Прирост установленной мощности электростанций энергообъединения обусловлен вводом нового генерирующего оборудования суммарной мощностью 278,9 МВт и увели-

чением установленной мощности действующего оборудования на 78,90 МВт за счёт его перемаркировки. В частности, введены в эксплуатацию ТГ-9 Пермской ТЭЦ-9 (124,9 МВт), ТГ-4 Ижевской ТЭЦ-2 (124,9 МВт), Артинская СЭС (15 МВт), Чекмашская СЭС (18 МВт)”, – подчеркнул генеральный директор Филиала АО “Системный оператор ЕЭС” ОДУ Урала Владимир Павлов.

В структуре установленной мощности доля ТЭС на 01.01.2025 составила 92,63%, или 49698,42 МВт. Установленная мощность Белоярской АЭС, единственной атомной станции в ОЭС Урала, – 1485 МВт, или 2,77%. Установленная мощность гидроэлектростанций ГЭС – 1948,395 МВт, или 3,63%. Установленная мощность СЭС и ВЭС суммарно – 518,43 МВт, или 0,97%.

Потребление электроэнергии в ОЭС Урала зафиксировано на уровне показателя 2023 г. Потребление электроэнергии составило в 2024 г. составило 263,3 млрд кВт·ч, выработка электроэнергии – 269,5 млрд кВт·ч, что соответствует уровню 2023 г.

Новый максимум потребления мощности периода экстремально высоких температур (ПЭВТ) ОЭС Урала 29 582 МВт зафиксирован 14 июня 2024 г., что на 260 МВт выше максимума 2023 г.

Кроме того, значения новых максимумов потребления мощности ПЭВТ установлены в трёх территориальных энергосистемах ОЭС Урала. Так, в энергосистеме Пермского края новый максимум потребления мощности ПЭВТ, зафиксированный 14 июня, превысил своё предыдущее значение на 110 МВт и составил 2850 МВт. В энергосистеме Кировской области новый максимум зафиксирован 5 июля и составил 948 МВт, превысив предыдущий показатель на 22 МВт. В этот же день в энергосистеме Удмуртской Республики новый максимум потребления мощности составил 1252 МВт, что выше показателя 2023 г. на 1 МВт.

Согласно прогнозным расчётам Системного оператора, в 2025 г. в ОЭС Урала ожидается рост потребления электроэнергии.

Потребление электроэнергии в Объединённой энергосистеме (ОЭС) Северо-Запада в 2024 г. увеличилось на 3,1% по сравнению с 2023 г. и составило 100,4 млрд кВт·ч. Выработка электроэнергии в ОЭС Северо-Запада в 2024 г. составила 115,5 млрд кВт·ч, что на 5,6 млрд кВт·ч больше показателя 2023 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года увеличение выработки электроэнергии составило 5,2 млрд кВт·ч.

Рост энергопотребления в ОЭС Северо-Запада обусловлен в первую очередь ростом потребления так называемой мелкомоторной нагрузкой, населением и приравненными к нему группами потребителей.

В 2024 г. достигнуты новые значения исторических максимумов потребления мощности в Объединённой энергосистеме Северо-Запада и энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

В ОЭС Северо-Запада максимум зафиксирован 5 января 2024 г., его значение составило 15 651 МВт, что выше предыдущего исторического максимума на 117 МВт. В Ленинградской энергосистеме максимум потребления мощности обновлён так же 5 января и составил 8333 МВт, превысив прежний максимум на 90 МВт.

Совокупная установленная мощность электростанций ОЭС Северо-Запада за минувший год увеличилась на 77,6 МВт (с учётом выведенной из эксплуатации устаревшей мощности) и на 01.01.2025 составила 25217,15 МВт.

Прирост установленной мощности обусловлен вводом нового генерирующего оборудования суммарной мощностью 74,7 МВт и увеличением установленной мощности действующего оборудования за счёт его перемаркировки – 10 МВт.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ОЭС Северо-Запада в 2024 г. несли тепловые элек-

тростанции, доля которых в структуре установленной мощности энергообъединения на 01.01.2025 составила 62,9%, или 15850,78 МВт. Общая установленная мощность атомных электростанций составила 6135,79 МВт, или 24,3%, гидроэлектростанций – 3023,14 МВт, или 12,0%, ветровых электростанций – 207,45 МВт, или 0,8%.

В соответствии с разработанными и утверждёнными приказом Минэнерго РФ Схемами и программами развития электроэнергетических систем на 2025 – 2030 годы, в 2025 г. в ОЭС Северо-Запада ожидается увеличение потребления электроэнергии ещё на 3,2%, до уровня 103,6 млрд кВт·ч.

Прежде всего, это будет связано с планируемым вводом новых потребителей, в том числе жилых комплексов в Санкт-Петербурге и Ленинградской области и продолжением роста потребления мелкомоторной нагрузкой, населением и приравненными к нему группами потребителей.

Энергетический форум “ТЭК России: перспективы и вызовы”

Первый заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко выступил с докладом об основных направлениях развития электроэнергетики России до 2042 г. на Энергетическом форуме “ТЭК России: перспективы и вызовы” в рамках Недели российского бизнеса, организованной Российским союзом промышленников и предпринимателей. Сергей Павлушко напомнил, что в соответствии с решением Правительства РФ, с 2023 г. основным центром ответственности в сфере планирования перспективного облика электроэнергетики является Системный оператор. Разработка программных документов – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) России – входит в число основных функций компании.

Первый документ в 2024 г. был разработан впервые и включает в себя прогнозы и планы развития энергосистемы страны на 18 лет вперед. Второй документ разработан в третий раз – сейчас это Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы, впервые интегрировавшая в себя планы по развитию технологически изолированных территориальных энергосистем.

“До 2042 г. отрасли потребуется 270 газовых турбин общей мощностью почти 33,7 ГВт. Сейчас уже введена первая отечественная турбина ГТД-110 в составе оборудования ТЭС “Ударная” в ОЭС Юга. Мы очень рассчитываем на тиражирование этого опыта. Кроме того, нам необходимы 354 паровые турбины общей мощностью около 65,2 ГВт. И здесь в целом с технологической точки зрения проблем не должно быть”, – отметил Сергей Павлушко.

Потребности в энергетическом оборудовании основаны на сценарии развития и прогнозах, заложенных в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 г.

Анализируя планируемую структуру вводов генерирующего оборудования до 2042 г., он отметил, что приоритетом при формировании будущего облика энергосистемы останется сбалансированное развитие всех типов генерации, что в свою очередь служит залогом энергетической безопасности страны. Наибольшие изменения в структуре установленной мощности произойдут в секторе ВИЭ – доля генерирующих мощностей СЭС и ВЭС в общей структуре может увеличиться с 1,9% (4,7 ГВт) в 2023 г. до 7,3% (21,9 ГВт) в 2042 г.

“Впервые в истории электроэнергетики новой России разработанные в тесной связке друг с другом документы перспективного планирования будут работать в паре”, – заявил первый заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС”.

Представитель руководства Системного оператора проинформировал о ключевых параметрах, заложенных в оба документа, перечислил приоритетные проекты по развитию энергетической инфраструктуры в средне- и долгосрочной

перспективе, а также территории, которые на фоне высоких темпов развития экономики включены в число первоочередных зон строительства новых генерирующих мощностей. Он отметил, что в перспективе 18 лет предлагается ввести в эксплуатацию 88,5 ГВт новых мощностей.

Наряду с проектами нового строительства к числу основных приоритетов в развитии энергосистем он отнёс модернизацию действующих мощностей. Согласно плану, в первую очередь она затронет генерирующее оборудование ТЭС совокупной мощностью 63,9 ГВт.

Сергей Павлушко отметил, что в России накоплен серьёзный практический опыт в сфере реализации программ развития энергетической инфраструктуры. Так, за время существования программы ДПМ, включая программы по АЭС, ГЭС и ВИЭ, в стране было введено или планируется к вводу около 53 тыс. МВт новых мощностей. Это позволяет говорить о достижимости заявленных в документах перспективного планирования показателей.

“Реализация заложенных в документы перспективного планирования решений имеет важнейшее значение для обеспечения надёжной работы ЕЭС России, а также позволит добиться комплексного экономического эффекта, в том числе содействуя повышению уровня технологического суверенитета и наращиванию производственной базы предприятиями отечественного энергомашиностроения”, – подчеркнул Сергей Павлушко.

Форум организован Комиссией по электроэнергетике РСПП и Комитетом РСПП по энергетической политике с целью налаживания открытого диалога между представителями бизнеса и власти по основным направлениям развития ТЭК, включая вопросы обеспечения технологического суверенитета, привлечения инвестиций, формирования кадрового резерва, выполнения параметров Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 г.

Конференция “СІМ в России и мире – 2025”

В Сочи прошла V ежегодная научно-техническая конференция “СІМ в России и мире”, организованная Системным оператором при поддержке Минэнерго России. Работу конференции, посвященной гармонизации информационного обмена в электроэнергетике на базе стандартов Общей модели данных (Common information model) открыл заместитель министра энергетики РФ Эдуард Шереметцев, который обозначил большое значение форума для отрасли и отметил, что развитие цифрового моделирования в электроэнергетике идёт “семимильными шагами”.

“Министерство энергетики уделяет особое внимание вопросам стандартизации цифровых технологий в топливно-энергетическом комплексе. Задача развития технологий на базе СІМ для стандартизации взаимоотношений между субъектами ТЭК, является очень важной и очень сложной. Поэтому я хотел бы призвать энергокомпании консолидировать свои усилия, ведь консолидация – один из самых главных инструментов и подспорье для решения глобальных задач”, – подчеркнул Эдуард Шереметцев.

Также с приветственным словом к участникам конференции обратился первый заместитель председателя правления Системного оператора Единой энергетической системы Сергей Павлушко. Он отметил, что за пять лет существования конференции в отрасли удалось сформировалось сообщество единомышленников, разделяющих взгляд на пути развития СІМ в России. Значительный вклад в укрепление связей внутри профильного сообщества внесла конференция. Сам форум с 2021 г. вышел на кардинально новый уровень: в четыре раза выросло количество участников, в два раза – число докладов, расширилась их тематика. Все более активно в дискуссию о направлениях развития СІМ вовлекаются ключевые организации отрасли – ПАО “Россети”, ПАО “РусГидро”, концерн

“Росэнергоатом”, АО “Сетевая компания” из Республики Татарстан, а также зарубежные коллеги.

“Вместе мы делаем новое и очень интересное дело. В дискуссиях, спорах и обсуждениях мы создаем русский СІМ – новый универсальный язык технологического общения для всей отрасли. Он отличается от международных стандартов и учитывает специфику российской электроэнергетики, особенности её структуры, устройство управления. Цель этой работы – не решение локальных задач Системного оператора, а формирование единой общей для всей отрасли базы данных об энергосистеме. Благодаря ей мы сможем в дальнейшем решать все вопросы, касающиеся обеспечения функционирования отрасли – начиная от управления режимами и настройки систем релейной защиты и заканчивая логистикой”, – подчеркнул Сергей Павлушко.

В этом году конференция собрала более 180 участников – представителей отраслевого регулятора, руководителей и работников Системного оператора, крупнейших генерирующих и электросетевых компаний, экспертов ведущих отечественных компаний разработчиков и производителей программно-обеспечения и ИТ-решений.

В рамках деловой программы представлено 36 докладов. Основные темы конференции – опыт моделирования энергосистем и энергообъектов, лучшие практики по внедрению СІМ на предприятиях энергетики, использование технологий для оптимизации информационного обмена, развитие стандартов СІМ и методические вопросы их применения, подготовка кадров для развития технологий СІМ.

На конференции “СІМ в России и мире – 2025” в Сочи директор по автоматизированным системам диспетчерского управления Системного оператора Роман Богомолов рассказал о зарубежном опыте использования Общей модели данных (Common Information Model). “Тема гармонизации обмена данными и создания общего информационного пространства на базе единых стандартов находится в центре внимания международного профессионального сообщества. Внедрение стандартов СІМ относится к числу важнейших технологических трендов текущего этапа развития мировой электроэнергетики”, – подчеркнул представитель Системного оператора.

Роман Богомолов представил обзор докладов по вопросам унификации информационного обмена с применением стандартов СІМ, прозвучавших на 50-й сессии CIGRE в августе 2024 г. Он отметил, что развитие технологии включено в число приоритетных тем исследовательского комитета D2 CIGRE “Информационные системы, телекоммуникации и кибербезопасность”.

Активное участие в его работе принимают российские специалисты. Так, из 76 докладов, прозвучавших на сессии по линии ИК D2, четыре работы было представлено российскими компаниями – членами Российского национального комитета СИГРЭ. В их числе – доклад на тему верификации данных при моделировании энергосистем.

В работе подчеркивается, что устойчивый тренд на автоматизацию и цифровизацию деловых процессов в электроэнергетике ведёт к росту количества различных цифровых моделей энергосистем. Это диктует необходимость комплексного подхода к верификации данных – анализ должен проводиться на каждом этапе их жизненного цикла, начиная с момента внесения в информационную модель и заканчивая удалением из неё. Для решения этой задачи авторами работы предложен универсальный алгоритм, который позволяет комплексно подойти к проверке содержащихся в информационных моделях сведений и обеспечить их высокое качество.

В продолжение доклада Роман Богомолов, также возглавляющий рабочую группу D2.57 CIGRE “Методология СІМ”, рассказал о важнейших направлениях её деятельности.

“Цель рабочей группы – основываясь на опыте практического применения международных стандартов СІМ, система-

тизировать потребности в их изменении и сформировать гармонизированные предложения по разработке их единообразных расширений. Результаты этой работы мы вынесем на обсуждение Международной электротехнической комиссии, так как они востребованы при решении задачи расширения стандартов, регламентирующих применение СИМ в российской электроэнергетике”, – заявил Роман Богомолов.

Он также рассказал о создании “зеркальной” рабочей группы в рамках национального исследовательского комитета D2 РНК СИГРЭ по аналогичной проблематике и представил план её деятельности на текущий год. К числу основных задач новой рабочей группы он отнес исследование проблем при внедрении СИМ и причин их возникновения, а также формирование предложений в части совершенствования базы национальных стандартов по унификации информационного обмена.

Начальник Службы информационной модели Системного оператора Николай Беляев на конференции “СИМ в России и мире – 2025” рассказал о накопленном практическом опыте в сфере моделирования электроэнергетических систем, трудностях перехода на использование стандартов Общей модели данных (Common information model, СИМ) и возможных путях их преодоления. Представитель Системного оператора отметил, что за последние годы в отрасли накоплен обширный опыт в сфере моделирования электроэнергетических систем. Однако процесс перехода на использование стандартов СИМ – непростая задача. Результаты проведенного в рамках возглавляемой Системным оператором международной рабочей группы IСIGRE D2.57 “Методология СИМ” опроса показали, что трудности, с которыми сталкиваются крупнейшие мировые энергокомпании, в целом схожи.

К числу ключевых трудностей участники экспертного сообщества относят проблемы совместимости программного обеспечения разных разработчиков. Существенные затруднения связаны также с высокой сложностью стандартов СИМ, недостатком профильной документации, а также организацией управления совершенствующимися в результате внедрения СИМ изменениями существующих деловых процессов.

Николай Беляев представил ряд предложений по разрешению заявленных проблем. В частности, он выступил с инициативой создания независимой площадки для проведения тестов на совместимость программного обеспечения различных производителей, основанного на стандартах СИМ, например, на базе отраслевой ассоциации “Цифровая энергетика”, включающей как представителей энергокомпаний, так и компаний-разработчиков программного обеспечения.

Он также проинформировал собравшихся о работе в сфере совершенствования методической документации по применению СИМ и стандартизации.

“Общая модель данных – инструмент глобальной интеграции информационных процессов. Вместе с тем, международные стандарты СИМ при их применении для решения конкретных задач требуют адаптации. Разработка методической документации и профилей информационного обмена позволяет конкретизировать требования стандартов и обеспечить их однозначную интерпретацию”, – подчеркнул начальник Службы информационной модели.

Николай Беляев подробно рассказал об основных этапах разработки основополагающего документа для организации информационного обмена с использованием стандартов СИМ – методики моделирования электрической сети, ее текущем статусе и важнейших составляющих.

Разработка первой редакции методики была выполнена совместными усилиями Системного оператора и ПАО “Россети” по поручению Министерства энергетики РФ ещё в 2020 г. С учётом опыта реализации пилотных проектов по организации обмена данными информационных моделей между Системным оператором и ПАО “Россети”, ПАО “РусГидро” и

АО “Концерн Росэнергоатом” и при активном участии крупнейших энергокомпаний она была расширена и дополнена.

На текущий момент разработана уже третья редакция документа. Она включает правила моделирования для всех видов оборудования, информация о которых должна предоставляться в диспетчерские центры Системного оператора для целей оперативно-диспетчерского управления, описание профилей информационного обмена, а также примеры моделирования энергооборудования.

В 2024 г. в рамках работы ТК 016 “Электроэнергетика” Росстандарта был разработан проект ГОСТ, включающий доработанную редакцию методики моделирования электрической сети. После его утверждения документ станет доступен для всех субъектов электроэнергетики, разработчиков программного обеспечения, проектных и иных организаций.

В завершение выступления Николай Беляев рассказал о перспективах использования СИМ и перечислил основные эффекты её применения.

“Технология позволяет обеспечить сквозную связанность деловых процессов, исключить дублирование функций, синхронизировать понятийный аппарат как между отдельными подразделениями одной компании, так и между различными организациями отрасли. Использование информационных моделей позволит оперировать цифровыми данными, а не текстовыми документами. Конечным результатом станет формирование единого универсального языка технологического общения в масштабах всей отрасли”, – подытожил Николай Беляев.

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

После размыкания 8 февраля странами Балтии линий электропередачи, соединявших Эстонию, Литву и Латвию с ЕЭС России, ОЭС Беларуси и энергосистемой Калининградской области, российские энергосистемы функционируют стабильно, рисков нарушения нормального режима работы нет. По информации Главного диспетчерского центра Системного оператора, и ЕЭС России, и энергосистема Калининградской области работают устойчиво с нормативной частотой электрического тока, соответствующей национальному стандарту ГОСТ Р по регулированию частоты.

Энергосистема Калининградской области в результате разрыва ЭК БРЭЛЛ переведена на автономную работу, которая стала возможной благодаря реализованным за последние 10 лет мероприятиям по развитию и повышению надёжности генерирующего комплекса и сетевой инфраструктуры этой региональной энергосистемы.

Параллельная работа энергосистем России и Беларуси продолжается, на надёжность совместной работы не повлиял выход стран Балтии из электрического кольца БРЭЛЛ. ЕЭС России и ОЭС Беларуси имеют электрические связи по трём межгосударственным линиям электропередачи (ВЛ) 330 кВ, одной ВЛ 750 кВ, а также по линиям более низкого класса напряжения. Энергосистемы продолжают работать синхронно, то есть с перетоками мощности между ними и единой частотой электрического тока. Регулирование частоты в синхронной зоне осуществляется главным диспетчерским центром АО “Системный оператор Единой энергетической системы”.

Ранее – в июле 2024 г. системные операторы стран Балтии LITGRID AB, AST AS и Elering AS совместным письмом в адрес АО “СО ЕЭС”, ПАО “ФСК ЕЭС” и ГПО “Белэнерго” уведомили об одностороннем отказе от дальнейшего продления Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы и прекращению синхронной работы энергосистем стран Балтии в составе ЭК БРЭЛЛ с 8 февраля 2025 г.

Отключены последняя воздушная линия (ВЛ) 330 кВ, связывающая ОЭС Беларуси с энергосистемами стран Балтии, и семь ВЛ и кабельно-воздушных линий 330 кВ между

ОЭС Северо-Запада и энергосистемами стран Балтии, включая три линии в энергосистеме Калининградской области. Также отключены три ВЛ 110 кВ в Калининградской энергосистеме.

Таким образом, магистральная сетевая инфраструктура, соединявшая страны Балтии с ЕЭС России и составлявшая часть построенного в ЕЭС СССР электрического кольца БРЭЛЛ (Белоруссия – Россия – Эстония – Латвия – Литва) перестала функционировать.

Электрическое кольцо БРЭЛЛ – часть исторически сложившейся магистральной электросетевой инфраструктуры 330 – 750 кВ, обеспечивавшей переток мощности в западной части ЕЭС СССР и тем самым позволявшей поддерживать надёжную бездефицитную работу региональных энергосистем и их аварийную взаимопомощь.

Работа в рамках ЭК БРЭЛЛ регламентировалась Соглашением о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы, подписанным в 2001 г. (с 1991 по 2001 г. действовала система “локальных” двусторонних и многосторонних соглашений между системными операторами этих стран). Соглашение БРЭЛЛ устанавливало общие принципы организации совместной работы по существующим электрическим сетям на единой частоте тока.

Работу по синхронизации своих энергосистем с электросетями Евросоюза и отделению от энергообъединения с Россией и Беларусью страны Балтии целенаправленно вели с 2017 г.

Благодаря утверждённому Правительством РФ комплексу мероприятий по новому строительству и модернизации, реализованному АО “ИнтерРАО”, ПАО “Россети” и Системным оператором, энергосистема Калининградской области успешно работает в автономном режиме после выхода 8 февраля стран Балтии из Электрического Кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (ЭК БРЭЛЛ). Управление электроэнергетическим режимом в Калининградской энергосистеме продолжает осуществлять филиал Системного оператора Балтийское РДУ, входящий в единую систему оперативно-диспетчерского управления России с соблюдением всех установленных действующими нормативными документами требований, в том числе требований по регулированию частоты, напряжения и перетоков мощности.

Начиная с 2019 г., готовность к такой работе подтверждалась ежегодными натурными испытаниями с отделением и работой энергосистемы в автономном режиме.

В энергосистеме сформирован необходимый объём генерирующих мощностей не только на случай аварийных ситуаций, но и для дальнейшего развития промышленности и социальной сферы региона.

“В 2014 г. Правительством России была утверждена комплексная программа, которая потребовала большого количества мероприятий. Это и четыре электростанции, построенные в Калининграде, и линии высокого класса напряжения, введённые на северо-западе и в центре страны – с учётом разрыва более 20 межгосударственных линий, которые связывали энергорайон стран Балтии с Россией и Беларуссией. Такое серьёзное изменение топологии сети потребовало значительных работ по перенастройке и организации работы системы. Помимо этого, выполнен комплекс мероприятий по настройке специальной противоаварийной автоматики, которая позволяет в “островном” режиме Калининградской энергосистемы автоматически регулировать частоту, поддерживать резервы, а в случае аварийных событий – минимизировать последствия. Испытания, который мы проводили ежегодно, затрагивали не только энергетиков, но и технологически связанную отрасль телекоммуникации, а также государственные организации”, – сказал председатель правления АО “Системный оператор ЕЭС” Фёдор Опачдий.

В рамках подготовки к работе в новых условиях в энергосистеме Калининградской области введены в эксплуатацию четыре электростанции суммарной установленной мощностью 979,5 МВт: Прегольская, Приморская, Талаховская и Маяковская ТЭС. В результате общая установленная мощность энергосистемы практически удвоилась и достигла 1,9 ГВт. При этом максимум потребления мощности в 2024 г. достиг значения 823 МВт, а в соответствии с разработанной Системным оператором и утвержденной Минэнерго России Схемой и программой развития энергосистем России на 2025 – 2030 годы потребление мощности в 2025 г. прогнозируется на уровне 853 МВт, в 2030 г. – 899 МВт.

Ввод новых мощностей также существенно улучшил надёжность электрогенерации региона.

За последние 10 лет также введены в работу новые электросетевые объекты: 13 подстанций 110 кВ, 1 ЛЭП 330 кВ, 13 ЛЭП 110 кВ. Проведена модернизация систем противоаварийного управления и релейной защиты, в частности введены 504 новых устройства РЗА и 285 устройств противоаварийной автоматики. Реконструированы 13 подстанций 110 кВ, две линии электропередачи 330 кВ, 29 ЛЭП 110 кВ и одна линия 60 кВ. Обеспечена надёжная работа газотранспортной инфраструктуры Калининградской области, все электростанции Калининградской энергосистемы обеспечены необходимыми запасами топлива.

Для регулирования частоты при автономной работе энергосистемы разработаны и реализованы технические решения по доработке алгоритмов систем регулирования Маяковской, Талаховской и Прегольской тепловых электростанций.

Системным оператором во взаимодействии с АО “ИнтерРАО” впервые реализован ряд инновационных цифровых проектов на основе уникальных отечественных научно-практических разработок с целью повышения эффективности управления энергосистемой для обеспечения точного регулирования частоты и минимизации последствий для потребителей при аварийных событиях:

- внедрен в эксплуатацию программно-технический комплекс противоаварийной автоматики, обеспечивающий минимизацию объема отключаемых потребителей при аварийных отключениях генерирующего оборудования;
- введена в опытную эксплуатацию централизованная система автоматического поддержания резервов активной мощности (ЦС АПРАМ), использующаяся для определения требуемого объема резервов мощности и его поддержания за счет автоматического регулирования генерации на электростанциях.

Комплекс организационных и технических шагов по подготовке энергосистемы региона к работе в новых условиях был утверждён в августе 2014 г. Правительством РФ в составе Плана мероприятий “Об обеспечении энергоснабжения Калининградской области и объединённой энергетической системы Северо-Запада России” (“дорожной карты”).

Обеспечение вводов новых энергообъектов, проведения модернизации и испытаний оборудования

Филиал АО “СО ЕЭС” Воронежское РДУ совместно с Филиалом ПАО “Россети” – Верхне-Донское ПМЭС обеспечил режимные условия для проведения реконструкции подстанции (ПС) 220 кВ Бобров, обеспечивающей электропитание одного из крупнейших агропромышленных кластеров региона. В рамках проекта реконструкции на подстанции установлены новые отечественные элегазовые выключатели 110 кВ и современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и противоаварийной автоматики российского производства.

“Техническое перевооружение питающего центра повысило надёжность работы электротехнического оборудования

и устройств РЗА на объекте электроэнергетики обеспечивающем электроснабжение района с населением более 50 тысяч жителей, а также предприятий агропромышленного комплекса и пищевой промышленности, включая известного российского производителя муки и круп компании “Геркулес”, - подчеркнула директор Воронежского РДУ Наталья Панова.

В процессе проектирования и подготовки к вводу в эксплуатацию нового оборудования подстанции специалисты Системного оператора принимали участие в подготовке технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной и рабочей документации, согласовании условий на технологическое присоединение энергообъекта к электрическим сетям, разработке комплексных программ опробования напряжением и ввода оборудования в работу.

Специалисты Воронежского РДУ выполнили расчёты электроэнергетических режимов энергосистемы региона, рассчитали величины токов короткого замыкания для различных схем и этапов включения оборудования, определили параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты и автоматики, протестировали телеметрические системы сбора и передачи информации в диспетчерский центр.

Выполненные мероприятия позволили осуществить весь комплекс работ без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения утвержденных графиков ремонта оборудования электросетевых компаний Воронежской области.

Бобровский район один из лидеров Воронежской области по производству сельхозпродукции. По данным инвестиционного портала Бобровского района в данный момент здесь реализуется 12 инвестпроектов на общую сумму около 35 млрд руб. В ближайшее время энергетики планируют подключить к сети тепличный комплекс “Воронежский”, строительство которого является одним из самых масштабных агропромышленных проектов в Центральном Черноземье.

Филиал Системного оператора Северокавказское РДУ обеспечил режимные условия для проведения реконструкции, комплексного опробования и ввода в работу линии электропередачи (ВЛ) 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ протяженностью 10,9 км и оборудования подстанции (ПС) 110 кВ Цемзавод. Эти сетевые объекты обеспечивают транзит электрической мощности для электроснабжения динамично развивающегося южного энергорайона Чеченской Республики, в который входят культурные и промышленные центры – города Аргун и Шали.

После завершения реконструкции пропускная способность ВЛ 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ увеличилась на 30%, что наряду с завершением реконструкции ПС 110 кВ Цемзавод, предусматривающей расширение питающего центра на две линейные ячейки, обеспечит возможность осуществления технологического присоединения к электросетям энергопринимающих установок строящегося в республике всесезонного горнолыжного курорта Ведучи.

“Чеченская Республика – один из наиболее динамично развивающихся регионов Северного Кавказа. В этих условиях завершение реконструкции и ввод воздушной линии 110 кВ Грозный – Аргунская ТЭЦ и подстанции 110 кВ Цемзавод значительно расширяет область допустимых режимов, минимизировав риски нарушения электроснабжения потребителей. Кроме того, ввод объектов сетевой инфраструктуры позволяет обеспечить более надежную схему электроснабжения туристического кластера – всесезонного горнолыжного курорта Ведучи”, – прокомментировал директор Северокавказского РДУ Андрей Николаев.

В ходе реконструкции и ввода в работу объектов сетевой инфраструктуры специалисты Северокавказского РДУ принимали участие в согласовании технического задания, проектной и рабочей документации, технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям, а также в разработке программ опробования напряжением и ввода оборудования в работу. Специалистами Системного

оператора выполнены расчеты электроэнергетических режимов, произведен расчет величин токов короткого замыкания, определены параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты. Совместно с сетевой организацией и региональными властями разработан и реализован комплекс организационно-технических мероприятий, позволивший выполнить реконструкцию оборудования в сложных режимно-балансовых условиях и обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

Специалисты филиала Системного оператора Ярославское РДУ разработали и реализовали комплекс мероприятий для проведения испытаний и ввода в работу после реконструкции гидроагрегата № 1 Угличской ГЭС филиала ПАО “РусГидро” – “Каскад Верхневолжских ГЭС”.

Комплексные испытания гидроагрегата, реконструированного в рамках Программы комплексной модернизации ГЭС компании “РусГидро”, прошли успешно. Ранее, в 2011 г., по этой программе был заменен гидроагрегат № 2 Угличской ГЭС.

После завершения процедуры документального подтверждения изменения параметров станции мощность гидроагрегата возрастет с 55 до 65 МВт, а общая установленная мощность Угличской ГЭС достигнет 130 МВт.

При подготовке к испытаниям гидроагрегата специалисты Ярославского РДУ выполнили расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Ярославской области с учетом мощности нового объекта генерации, провели расчеты статической и динамической устойчивости энергосистемы, величин токов короткого замыкания, а также выполнили расчет параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты оборудования ГЭС и прилегающей электрической сети.

Каскад Верхневолжских ГЭС объединяет Угличскую и Рыбинскую ГЭС, которые являются соответственно второй и третьей ступенью Волжско-Камского гидроэнергетического каскада. Угличская ГЭС расположена на реке Волге в городе Углич Ярославской области. Это одна из старейших гидроэлектростанций России. Угличская ГЭС, введенная в работу в 1940 году, сыграла важную роль в электроснабжении нашей столицы в годы Великой Отечественной войны, особенно в период Битвы за Москву.

Филиал Системного оператора ОДУ Востока реализовал комплекс режимных и организационных мероприятий для обеспечения ввода в работу после модернизации энергоблока № 5 Приморской ГРЭС. Генерирующее оборудование, введенное в эксплуатацию в 1980 г., обновлено в рамках реализации утвержденного Правительством РФ в 2018 г. национального проекта “Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры”. Модернизированный турбоагрегат успешно прошел комплексные испытания.

“При реконструкции энергоблока проведена модернизация и капитальный ремонт элементов турбины, заменены питательные и конденсатные насосы и группа регенерации. Выполнены работы по замене поверхностей нагрева котла, вместо старой системы золоулавливания установлен электрофильтр. Кроме того, полностью модернизирован щит управления энергоблока, получивший современную автоматизированную систему контроля и управления”, – отметил заместитель главного инженера по эксплуатации Приморской ГРЭС Дмитрий Бобровский.

Блок ст. № 5 Приморской ГРЭС мощностью 210 МВт стал четвертым энергоблоком, прошедшим модернизацию в рамках нацпроекта на этой электростанции. Накануне нового года на ГРЭС завершилась модернизация самой мощной машины – блока № 9 мощностью 215 МВт. Ранее процедуру обновления прошли блоки № 1 и 8.

“Проводимая модернизация на Приморской ГРЭС это одно из мероприятий, направленных на повышение надежности работы оборудования и исключение отдельных территорий ДФО из перечня регионов с высокими рисками наруше-

ния электроснабжения. Модернизация действующих энергоблоков позволяет значительно сократить аварийность и выйти на номинальные параметры работы силовых установок, исключая значительные ограничения по мощности, имевшиеся до начала работ. После завершения модернизации всех 9 энергоблоков предприятие получит энергетическую стабильность, а ОЭС Востока значительную прибавку надежности”, - сказал генеральный директор ОДУ Востока Александр Бойко.

В ходе модернизации блока № 5 Приморской ГРЭС специалисты ОДУ Востока принимали участие в планировании и организации выполнения ремонтных работ, согласовании программ и отчетов по результатам комплексных испытаний генерирующего оборудования. Во время испытаний обновленного энергоблока с включением на параллельную работу с ЕЭС России специалисты Системного оператора обеспечили устойчивую работу ОЭС Востока без нарушений электроснабжения потребителей.

Процесс реконструкции Приморской ГРЭС продолжается. В текущем году планируется выполнить мероприятия по модернизации энергоблоков № 3 и 6. Завершение работ ожидается до начала зимнего периода максимальных нагрузок 2025/2026 г.

Специалисты Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области” (Московское РДУ) разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для включения в работу ПС 220 кВ Синтез Московского НПЗ. В ходе строительства объекта завершены все работы по монтажу и включению новой ПС 220 кВ Синтез с двумя трансформаторами Т-1, Т-2 мощностью 63 МВ·А каждый, двух кабельных линий 220 кВ и одного автотрансформатора АТ-4 ПС 220 кВ Нефтезавод мощностью 125 МВ·А.

Оборудование ПС 220 кВ Синтез и подключенные к нему линии электропередачи оснащены КРУЭ 220 кВ, новым коммутационным и технологическим оборудованием, современными микропроцессорными терминалами релейной защиты и автоматики.

В процессе проектирования, строительства и подготовки к вводу в работу нового оборудования ПС 220 кВ Синтез и ЛЭП специалисты Московского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной и рабочей документации. Кроме того, была проведена проверка выполнения технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям, а также разработка комплексных программ опробования напряжением и ввода оборудования в работу.

Специалистами Системного оператора выполнены расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, определены параметры настройки (уставки) устройств релейной защиты и автоматики, протестированы системы сбора и передачи телеметрической информации в Московское РДУ. Выполненные специалистами Системного оператора расчеты электроэнергетических режимов позволили осуществить весь комплекс работ без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

Проект по подключению локальной автоматики дозирования управляющих воздействий распределительного пункта 330 кВ Каменный Бор к ЦСПА ОЭС Северо-Запада реализован специалистами филиалов Системного оператора ОДУ Северо-Запада и Карельское РДУ совместно с коллегами из филиала ПАО “Россети” МЭС Северо-Запада. Подключение противоаварийной автоматики к Централизованной системе противоаварийной автоматики ОЭС Северо-Запада направлено на сокращение объема ограничений выработки и потребления электроэнергии в аварийных ситуациях.

“Реализация проекта на РП 330 кВ Каменный Бор повысит эффективность противоаварийного управления на Коль-

ско-Карельском транзите за счёт снижения объёма управляющих воздействий на отключение генераторов и отключение нагрузки в энергосистемах Мурманской области и Республики Карелия при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме”, - говорит первый заместитель директора – главный диспетчер Карельского РДУ Юрий Старков.

Специалисты ОДУ Северо-Запада и Карельского РДУ принимали участие во всех этапах реализации проекта – от разработки и согласования проектной документации, выполнения расчётов, разработки и проверки алгоритмов управляющих воздействий, проведения опытной эксплуатации до включения нового оборудования в работу в составе энергосистемы.

Это второй объект в энергосистеме Республики Карелия, на котором комплекс противоаварийной автоматики функционирует в качестве низового устройства ЦСПА.

ЦСПА ОЭС Северо-Запада предназначена в том числе для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы Мурманской области и энергосистемы Республики Карелия с ЕЭС России и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

Система имеет двухуровневую структуру, предусматривающую установку программно-аппаратных комплексов верхнего уровня в диспетчерских центрах объединенных диспетчерских управлений Системного оператора и низовых устройств – на объектах электроэнергетики.

Помимо РП 330 кВ Каменный Бор низовые устройства ЦСПА в ОЭС Северо-Запада уже установлены на подстанциях 750 кВ Ленинградская и Копорская, а также 330 кВ Петрозаводск.

Взаимодействие с органами власти, субъектами электроэнергетики и крупнейшими потребителями

Во Владивостоке под руководством губернатора Приморского края Олега Кожмяко состоялось совещание по вопросам перспективного развития энергосистемы региона для удовлетворения социально-экономических потребностей. Председатель правления Системного оператора Фёдор Опадчий рассказал об основных параметрах работы Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, проанализировал ключевые проблемы и представил предложения по ликвидации прогнозного дефицита электроэнергии и мощности в Приморском крае.

Глава Системного оператора отметил, что Дальневосточный федеральный округ – один из наиболее активно развивающихся макрорегионов страны. В Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы ОЭС Востока отнесена к территориям технологически необходимой генерации.

По словам Фёдора Опадчего, на фоне такого роста потребления, аварийности существующего оборудования и ведущейся модернизации электростанций, требующей временного вывода оборудования из работы, режимно-балансовая ситуация в ОЭС Востока остаётся напряженной.

Для покрытия перспективного спроса на электроэнергию и мощность требуются решения по дополнительному вводу мощностей, включая быстровозводимые. Эти предложенные системным оператором решения были рассмотрены на Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики в декабре 2024 г., и в настоящее время ведется подготовка к проведению конкурсных отборов для их реализации. В связи с этим сейчас от генерирующих компаний и региональных властей требуются согласованные предложения по конкретным проектам строительства генерации, в том числе на территории Приморского края.

“В условиях напряженной режимно-балансовой ситуации в ОЭС Востока необходимо рассмотреть возможность ускоренного ввода объектов на базе ВИЭ, которая представляет собой дешевый, эффективный и быстровозводимый источник

электроэнергии, а также заключения договоров с Китаем, обеспечивающих возможность аварийной взаимопомощи – так же, как и на других межграницных связях с соседними энергосистемами. Также эффективной мерой покрытия прогнозируемого дефицита электроэнергии и мощности на близком горизонте планирования может стать размещение в Приморском крае 10 быстровозводимых ГТУ единичной мощностью 25 МВт”, – отметил Фёдор Опадчий.

На совещании был рассмотрен перечень площадок для размещения ГТУ вблизи газораспределительных станций в южной части энергосистемы Приморского края. Для реализации проекта необходимо определить исполнителя по строительству и эксплуатации ГТУ, а также выделить необходимые лимиты газа для топливоснабжения этих энергообъектов. Для удовлетворения растущего спроса комплекс мероприятий по установке ГТУ требуется реализовать в срок до октября 2026 г., отметил глава Системного оператора.

Фёдор Опадчий также перечислил мероприятия для покрытия дефицита в ОЭС Востока в среднесрочной перспективе – до 2030 г. В числе основных проектов по развитию энергосистемы Приморского края, которые находятся на стадии реализации – строительство двух энергоблоков общей мощностью 280 МВт на Партизанской ГРЭС, строительство Шкотовской ТЭЦ (Артемовской ТЭЦ-2) с двумя энергоблоками общей мощностью 440 МВт, модернизация двух энергоблоков на Владивостокской ТЭЦ-2 с увеличением их суммарной мощности до 240 МВт, а также строительство линии электропередачи 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг протяженностью 455 км.

Основные необходимые решения по покрытию энергодефицита в долгосрочной перспективе заложены в разработанную Системным оператором и утвержденную Правительством РФ Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. В частности, документ предусматривает строительство Приморской АЭС мощностью 2000 МВт как источника базовой генерации и Приморской гидроаккумулирующей электростанции мощностью 600 МВт как средства повышения гибкости энергосистемы в условиях увеличения доли ВИЭ. Размещение генерирующих мощностей в районе наибольшего роста нагрузок позволит оптимизировать затраты на реализацию схем выдачи мощности и обеспечить покрытие спроса на электроэнергию и мощность исходя из принципа наибольшей эффективности.

Фёдор Опадчий обозначил ряд задач по развитию энергетического комплекса, решение которых требует содействия со стороны администрации Приморского края. В их числе – выделение земельных участков для размещения ГТУ, ускоренное оформление разрешительной документации для строительства и реконструкции энергообъектов, организация их топливообеспечения, а также ограничение использования электроотопления при строительстве многоквартирных домов в зонах централизованного теплоснабжения.

По словам губернатора Приморского края Олега Кожемяко, дефицит электроэнергии не позволяет своевременно подключать новых потребителей, готовых реализовать в регионе крупные инвестпроекты, а также накладывает ограничения на уже присоединенных.

“Спасибо энергетикам за работу, которая ведётся на севере Приморского края: модернизация Приморской ГРЭС, строительство Партизанской ГРЭС-2, Артёмовской ТЭЦ-2. Нужно договориться о строительстве третьего блока и после её ввода продолжить эксплуатацию существующего оборудования Артёмовской ТЭЦ. В 2026 г. необходимо начать строительство объектов быстровозводимых генерирующих мощностей в объёме 250 МВт”, – добавил глава региона Олег Кожемяко.

В Главном диспетчерском центре Системного оператора состоялась рабочая встреча председателя правления АО “Системный оператор ЕЭС” Фёдора Опадчего с губер-

натором Магаданской области Сергеем Носовым. Обсуждались вопросы обеспечения надежной работы и перспективы развития энергосистемы Магаданской области. Фёдор Опадчий отметил, что по прогнозу Системного оператора баланс электрической энергии в технологически изолированной энергосистеме Магаданской области к 2030 г. при условии средних показателей водности складывается без дефицита. В маловодный год бездефицитный баланс будет обеспечиваться лишь при максимальной выработке тепловых электростанций региона, а при обычной выработке возможно формирование дефицита электроэнергии при маловодье в зимние месяцы.

Вместе с тем, внесение изменений в действующие Правила использования водохранилищ Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС, направленных на более гибкое перераспределение использования гидропотенциала ГЭС в пределах года, позволило бы снизить ограничения на выработку электростанций в зимние периоды и решить проблему возможного энергодефицита в маловодные годы, тем самым удовлетворить потребности в электроэнергии развивающейся региональной экономики и социальной сферы.

“Внесение изменений в действующие Правила использования водохранилищ позволит увеличить объём годового производства электроэнергии Колымской и Усть-Среднеканской ГЭС на 640 млн кВт·ч – до 4008 млн кВт·ч, что эквивалентно 107 МВт при равномерном распределении потребления по году”, – отметил Фёдор Опадчий.

Сергей Носов также отметил необходимость внесения изменений в нормативное регулирование использования водохранилищ ГЭС Магаданской области, а также важность дисциплины и четкого выполнения команд субъектами электроэнергетики при оперативном управлении энергосистемой.

“Вместе с Системным оператором у нас стопроцентное понимание, как на основе существующих единых принципов и технологических подходов по обеспечению надежного функционирования Единой энергосистемы России организовать наши совместные процессы по бесперебойному электроснабжению потребителей и модернизации энергосистемы Магаданской области”, – отметил Сергей Носов.

Системный оператор осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированной территориальной энергосистеме (ТИТЭС) Магаданской области с начала 2024 г. Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Магаданской области осуществляет филиал Системного оператора Тихоокеанское РДУ, операционная зона которого включает электроэнергетическую систему Хабаровского края и Еврейской автономной области и не входящие в ОЭС Востока ТИТЭС.

Сотрудничество с вузами

В Политехническом институте Сибирского федерального университета в Красноярске состоялась встреча генерального директора Филиала АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” Алексея Хлебова со студентами третьего курса энергетических специальностей. Алексей Хлебов в формате открытого диалога рассказал о своей карьере в энергетике, важности постоянного повышения квалификации, работе в Системном операторе Единой энергетической системы и развитии электроэнергетики России.

Неформальная беседа вызвала большой интерес у будущих энергетиков и затронула множество тем. Студентов интересовали вопросы о том, как выстроить свой профессиональный путь после окончания института, как попасть на работу в Системный оператор, используется ли в компании искусственный интеллект и даже проводится ли психологическое тестирование на собеседовании.

Часть вопросов касалась условий и особенностей работы в диспетчерских центрах Системного оператора, расположенных по всей стране, в том числе в Красноярске. На какие личностные качества обращается внимание при приеме на работу, как строится рабочий день диспетчера энергосистемы, какие ступени подготовки нужно пройти, чтобы занять кресло у диспетчерского пульта, каков уровень оплаты труда специалистов энергокомпании.

Алексей Хлебов рассказал о специализированной магистерской программе Системного оператора, реализуемой на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета. Его выпускники получают два диплома о высшем образовании: по электроэнергетике и по информационным технологиям и гарантированно принимаются на работу в Системный оператор. На сегодняшний день 76% выпускников магистерской программы продолжают работать в Системном операторе. Руководитель ОДУ Сибири отметил, что 17 выпускников бакалавриата Политехнического института СФУ окончили двойную магистратуру СО ЕЭС в Томском политехе.

Часть вопросов касалась развития научных исследований в Системном операторе, развития технологий диспетчерского управления, применения цифровых технологий, перспектив развития энергетического комплекса страны, проблем импортозамещения в отрасли.

Алексей Хлебов поделился собственными историями о том, как он прошел путь от электромонтера Красноярской ТЭЦ-2 до руководителя, стоящего во главе управления энергосистемой всей Сибири, с какими стрессовыми ситуациями приходилось сталкиваться и о чем он мечтает сегодня.

Генеральный директор ОДУ Сибири с готовностью отвечал на все вопросы. Он отметил, что ему особенно приятно встреча со студентами Политехнического института, так как он сам получил второе высшее образование в этом вузе по специальности “Экономика и управление на предприятиях энергетики”.

“Моя задача – донести, что энергетика – это прекрасно. Этой отрасли с удовольствием можно посвятить всю свою жизнь, уверенно смотря в будущее”, – подчеркнул Алексей Хлебов.

Системный оператор Единой энергетической системы сотрудничает с Политехническим институтом СФУ с 2003 г. – момента создания филиала “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва” (Красноярское РДУ). Руководители и специалисты Красноярского РДУ в те годы принимали участие в профориентационной работе будущих выпускников тогда ещё Красноярского политехнического института, работали в составе государственной экзаменационной комиссии.

С 2022 г. Системный оператор является партнером Сибирского федерального университета. Благодаря этому сотрудничеству и профессиональной подготовке кадров у выпускников вуза повышаются шансы работать в ведущей энергетической компании страны.

Международное сотрудничество

Российский и белорусский системные операторы разработали и подписали пакет документов, регламентирующих совместную работу энергосистем двух стран после прекращения параллельной работы энергосистем стран Балтии в составе Электрического Кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва (ЭК БРЭЛЛ). Совместная параллельная работа энергосистем России и Беларуси продолжается после прекращения синхронной работы энергосистем Латвии, Литвы и Эстонии в составе ЭК БРЭЛЛ. ЕЭС России и ОЭС Беларуси имеют электрические связи по трём межгосударственным линиям электропередачи (ВЛ) 330 кВ, одной ВЛ 750 кВ, а также по линиям более низкого класса напряжения. Энергосистемы работают синхронно, то есть с пе-

ретоками мощности между ними и единой частотой электрического тока. Регулирование частоты в синхронной зоне осуществляется главным диспетчерским центром АО “Системный оператор ЕЭС”.

Еще в 2022 г. в рамках подготовки к выходу стран Балтии из соглашения БРЭЛЛ была создана российско-белорусская рабочая группа по разработке совместных документов, регламентирующих параллельную работу энергосистем двух стран в новых условиях.

На первом заседании российско-белорусской рабочей группы 18 октября 2022 г. был утверждён план-график разработки новых документов, регламентирующих параллельную работу энергосистем. В соответствии с планом разработаны и подписаны документы, в том числе:

- Соглашение между АО “СО ЕЭС”, ПАО “Россети” и ГПО “Белэнерго” об обеспечении параллельной работы Единой энергетической системы России и объединенной энергетической системы Республики Беларусь от 29.01.2025;
- Положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ОЭС Беларуси и ЕЭС России от 16.12.2024;
- Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ОЭС Беларуси и ЕЭС России от 11.12.2024;
- Инструкция по режимам параллельной работы ЕЭС России и ОЭС Беларуси от 14.01.2025;
- Положение по планированию режимов параллельной работы ОЭС Беларуси и ЕЭС России от 02.12.2024;
- Соглашение об организации информационного обмена между ГПО “Белэнерго” и АО “СО ЕЭС” от 21.12.2024;
- Регламент взаимодействия АО “СО ЕЭС” и ГПО “Белэнерго” при техническом и оперативном обслуживании СДТУ и АСДУ от 23.12.2024;
- Положение о порядке и условиях организации безопасного производства ремонтных работ на межгосударственных линиях электропередачи, находящихся под наведенным напряжением и связывающих энергосистемы России и Беларуси от 16.01.2025;
- Соглашение об охране конфиденциальной информации от 20.01.2025.

“Рабочая группа провела большую и интенсивную работу. К февралю 2025 г. все документы, без которых невозможна совместная работа ни в нормальном, ни в аварийном режимах, были разработаны, согласованы сторонами, подписаны руководством компаний, действуют с момента выхода стран Балтии из ЭК БРЭЛЛ”, – отметил первый заместитель Председателя Правления Системного оператора Сергей Павлушко.

Системные операторы стран Балтии LITGRID AB, AST AS и Elering AS в июле 2024 г. совместным письмом в адрес АО “СО ЕЭС”, ПАО “ФСК ЕЭС” и ГПО “Белэнерго” уведомили об одностороннем отказе от дальнейшего продления Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы и прекращению синхронной работы энергосистем Латвии, Литвы и Эстонии в составе ЭК БРЭЛЛ, после чего 8 февраля 2025 г. энергосистемы этих стран вышли из совместной работы с ЕЭС России.

ПАО “РусГидро”

Модернизация Саратовской ГЭС

Установленная мощность Саратовской ГЭС увеличилась ещё на 6 МВт и теперь составляет 1469 МВт. Повышение мощности стало результатом модернизации гидроагрегата №12. Работы выполнены в рамках Программы комплексной модернизации (ПКМ) гидроэлектростанций РусГидро.

Обновленный гидроагрегат обладает улучшенными техническими характеристиками и отвечает современным требованиям экологической безопасности. В настоящее время на Саратовской ГЭС завершена модернизация 20 гидроагрегатов из 24. Продолжается замена гидротурбин на гидроагрегатах №№ 11 и 16. Монтажные работы выполняют специалисты АО “Гидроремонт-ВКК”, дочерней организации РусГидро, и АО “Тяжмаш” из г. Сызрань.

К настоящему времени в результате модернизации установленная мощность Саратовской ГЭС увеличилась уже на 109 МВт. Завершить проект по замене гидротурбин планируется в 2027 г., что позволит увеличить мощность станции до 1499 МВт – на 10% выше первоначальной.

Модернизация Сенгилеевской ГЭС

В ходе строительства нового здания Сенгилеевской ГЭС Каскада Кубанских ГЭС начат монтаж закладных частей гидротурбин. В новом здании Сенгилеевской ГЭС будут смонтированы три гидроагрегата с радиально-осевыми гидротурбинами. На фундаменты уже установлены облицовки диффузоров и колен отсасывающих труб всех трех гидроагрегатов, выполняется их сборка. Следующим этапом монтажа станет установка и закрепление спиральной камеры, соединение с напорными водоводами и последующим бетонированием.

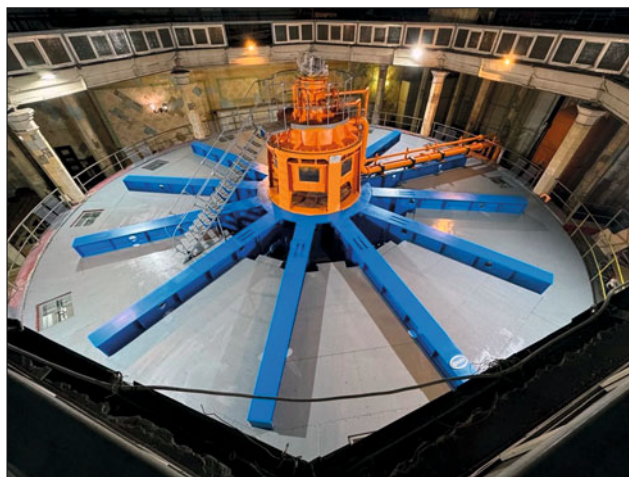
Для удобства монтажа и ускорения работ элементы гидротурбины, изготовленные российским заводом “Тяжмаш”, поставляются в укрупненном виде. В частности, спиральные камеры на заводе не только полностью собрали, но и провели гидравлические испытания. После завершения установки и бетонирования закладных частей будет начат монтаж основных узлов гидротурбин - рабочего колеса и направляющего аппарата. Работы по монтажу гидротурбин ведутся АО “Гидроремонт-ВКК” (дочернее общество РусГидро).

Программа комплексной модернизации предусматривает полное обновление Сенгилеевской ГЭС, с заменой всего устаревшего оборудования и большинства гидротехнических сооружений. В ее рамках уже построено и введено в эксплуатацию современное комплектное распределительное устройство с элегазовыми выключателями (КРУЭ), которое заменило устаревшее и изношенное распределительное устройство открытого типа. Ведется сооружение новых водоприемника, уравнильной башни, металлических напорных водоводов, капитальный ремонт деривационного бетонного трубопровода и мусорошуголодосброса. Основной объем работ выполняет АО “ЧиркейГЭСстрой” (входит в Группу РусГидро).

После завершения работ мощность гидроэлектростанции возрастет с 15 до 17,85 МВт.

Модернизация Угличской ГЭС

На Угличской ГЭС завершены работы по замене гидроагрегата ст. № 1. Таким образом, Угличская ГЭС стала седьмой гидроэлектростанцией РусГидро, на которой в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро (ПКМ) было полностью обновлено гидросиловое оборудование. Гидроагрегат № 1 эксплуатировался с момента пуска станции в 1940 г. и отработал более 80 лет. Он был полностью заменён на новый, изготовленный на предприятиях российских компаний “Силовые машины” и “Элсиб”. В ходе работ, проведенных специалистами АО “Гидроремонт-ВКК” (дочернее общество РусГидро), были смонтированы новые гидротурбина, гидрогенератор, вспомогательное оборудование. Обновленное оборудование отличается улучшенными эксплуатационными характеристиками и высокой степенью экологической безопасности, оно успешно прошло необходимые испытания и введено в эксплуатацию.



В дальнейшем, после завершения процедуры документального подтверждения увеличения мощности (перемаркировки) гидроагрегата его мощность возрастет с 55 до 65 МВт, а установленная мощность Угличской ГЭС достигнет 130 МВт.

На Угличской ГЭС установлены два гидроагрегата, при этом машина ст. № 2 была заменена в 2011 г. Таким образом, Угличская ГЭС стала седьмой гидроэлектростанцией РусГидро, на которой в рамках ПКМ было завершено обновление гидроагрегатов. Ранее такие работы были закончены на Камской, Жигулевской, Новосибирской, Рыбинской, Майнской и Эзминской ГЭС.

Угличская гидроэлектростанция расположена на реке Волге в Ярославской области, в городе Угличе. Станция входит в каскад ГЭС на Волге, являясь его второй ступенью, и эксплуатируется филиалом РусГидро – Каскад Верхневолжских ГЭС. Угличская ГЭС является одной из старейших гидроэлектростанций России, она заработала в 1940 г. и по состоянию на 1941 г. являлась второй по мощности действующей гидроэлектростанцией СССР. В годы Великой Отечественной войны Угличская ГЭС сыграла важную роль в обеспечении Москвы электроэнергией, особое значение работа станции имела в ходе Битвы за Москву.

Модернизация Кубанской ГЭС-2

На Кубанской ГЭС-2 Каскада Кубанских ГЭС Рус-Гидро введено в эксплуатацию современное комплектное распределительное устройство (КРУЭ) на напряжении 330 кВ. В ходе работ было построено здание КРУЭ, смонтировано современное электро-техническое оборудование, заменены два автотрансформатора. Кубанская ГЭС-2 является важным узлом энергосистемы, в ее составе работают распределительные устройства напряжением 110 кВ и 330 кВ, при этом КРУЭ 110 кВ было введено в эксплуатацию в 2023 г. Современные комплектные распределительные устройства с элегазовыми выключателями очень компактны, располагаются в закрытых помещениях и защищены от неблагоприятных погодных явлений, имеет более высокий уровень пожарной безопасности, почти не требуют обслуживания.

Программой комплексной модернизации предусмотрена замена на КРУЭ распределительных устройств восьми станций Каскада Кубанских ГЭС (всех станций каскада, за исключением новых Егорлыкской ГЭС-2 и Барсучковской МГЭС, а также Новотроицкой ГЭС, на которой КРУЭ было смонтировано ранее). На всех этих станциях будут установлены КРУЭ-110, а на ГЭС-2 и ГЭС-4 также КРУЭ-330. К настоящему времени уже введены в работу новые КРУЭ-110 на Кубанской ГАЭС, Кубанских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3, Свистухинской и Сенгилеевской. Ведется строительство КРУЭ-110 и КРУЭ-330 на Кубанской ГЭС-4, завершаются работы на КРУЭ-110 кВ Егорлыкской ГЭС.

НПО “ЭЛСИБ”

Электродвигатель для АЭС “Аккую” готов к отгрузке. В конце февраля в НПО “ЭЛСИБ” завершилась инспекция по приёмке электродвигателя АД-

ЖА-8000-10000-4ТЗ для строящейся АЭС Аккую в Турции. Зафиксировано соответствие комплектности оборудования и упаковки техническому заданию.

Ранее двигатель успешно прошёл испытания в присутствии представителей заказчика и надзорных органов.



Двигатель будет отгружен автомобильным транспортом в АО “ЦКБМ” в г. Санкт-Петербург, где будет испытан в составе насосного агрегата. Затем машина отправится морским транспортом в Турцию.

Всего в 2025 г. НПО “ЭЛСИБ” поставит на АЭС Аккую восемь электродвигателей АД-ЖА-8000-10000-4ТЗ и два электродвигателя 4АЗМА-1600/10000 ТЗ. Машины будут работать на третьем и четвёртом блоках станции.

НПО “ЭЛСИБ” оснащает оборудованием турецкую АЭС с 2021 г. Для первого и второго блоков станции предприятие поставило аналогичный комплект оборудования.