

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в июне 2022 г. составило 78,9 млрд кВт·ч, что на 0,5% больше объёма потребления за июнь 2021 г. Потребление электроэнергии в июне 2022 г. в целом по России составило 80,1 млрд кВт·ч, что так же на 0,5% больше аналогичного показателя 2021 г. В июне 2022 г. электростанции ЕЭС России выработали 79,4 млрд кВт·ч, что на 1,0% меньше, чем в июне 2021 г. Выработка электроэнергии в России в целом в июне 2022 г. составила 80,6 млрд кВт·ч, что так же на 1,0% меньше выработки в июне прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в июне 2022 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 38,7 млрд кВт·ч, что на 2,3% больше, чем в июне 2021 г. Выработка ГЭС за шестой месяц 2022 г. составила 19,0 млрд кВт·ч (на 1,9% меньше уровня 2021 г.), выработка АЭС – 16,0 млрд кВт·ч (на 9,4% меньше уровня 2021 г.), выработка электростанций промышленных предприятий – 5,1 млрд кВт·ч (на 4,9% больше уровня 2021 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в июне 2022 г. зафиксирован 27 июня в 11:00 по московскому времени и составил 120 467 МВт, что ниже максимума потребления мощности в июне 2021 г. на 4298 МВт (3,5%).

Среднемесячная температура воздуха в июне текущего года составила 17,4°C, что на 1,2°C ниже ее значения в том же месяце 2021 г.

Потребление электроэнергии за шесть месяцев 2022 г. в целом по России составило 565,0 млрд кВт·ч, что на 2,2% больше, чем за такой же период 2021 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 556,3 млрд кВт·ч, что так же на 2,2% больше, чем в январе – июне 2021 г.

С начала 2022 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 574,9 млрд кВт·ч, что на 1,9% больше объёма выработки в январе – июне 2021 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за шесть месяцев 2022 г. составила 566,2 млрд кВт·ч, что на 1,8% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение шести месяцев 2022 г. несли ТЭС, выработка которых составила 314,3 млрд кВт·ч, что на 3,1% больше, чем в январе – июне 2021 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 101,3 млрд кВт·ч (на 2,9% меньше, чем за первые шесть месяцев 2021 г.), АЭС – 112,0 млрд кВт·ч (на 1,5% больше, чем в аналогичном периоде 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 34,5 млрд кВт·ч (на 2,2% больше показателя января – июня 2021 г.).

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в технологически изолированных территориальных энергосистемах (Таймырского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского автономного округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Данные за июнь и шесть месяцев 2022 г. приведены в таблице.

Совершенствование нормативно-технической базы электроэнергетики

Президент Российской Федерации В. Путин подписал закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». Документ совершенствует законодательную базу координации перспективного планирования в отрасли и обеспечения централизованного оперативно-диспетчерского управления изолированными энергосистемами. Согласно новой редакции закона «Об электроэнергетике», с 1 января 2023 г. Системный оператор будет обеспечивать разработку программных документов в сфере перспективного развития отрасли. В функции компании войдут разработка генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу и разработка схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС) на среднесрочную перспективу, включая решения по развитию ЕЭС России и электроэнергетики регионов. Ранее региональные планы разрабатывались органами исполнительной власти субъектов РФ. В соответ-

| ОЭС | Выработка, млрд кВт·ч | | Потребление, млрд кВт·ч | |
|---------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| | Июнь 2022 г. | Январь – июнь 2022 г. | Июнь 2022 г. | Январь – июнь 2022 г. |
| Востока | 3,2 (1,6) | 24,9 (7,0) | 2,8 (0,8) | 22,8 (3,9) |
| Сибири | 15,7 (–0,8) | 110,0 (0,7) | 16,3 (3,6) | 113,0 (2,8) |
| Урала | 19,3 (2,9) | 131,3 (1,6) | 19,2 (1,9) | 130,6 (2,3) |
| Средней Волги | 8,3 (–0,5) | 58,2 (–0,3) | 7,9 (–4,9) | 55,4 (0,0) |
| Центра | 16,1 (–7,4) | 124,6 (0,7) | 17,9 (–2,5) | 129,4 (1,5) |
| Северо-Запада | 7,6 (–6,8) | 58,4 (1,5) | 6,7 (0,8) | 49,7 (1,3) |
| Юга | 9,0 (7,3) | 58,7 (7,3) | 8,2 (3,2) | 55,3 (4,2) |

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно 2021 г.

вии с законом ответственность за их разработку переходит к Системному оператору.

Во исполнение решения руководства страны и отрасли по повышению прозрачности процесса разработки основных программных документов перспективного планирования, Генеральная схема и СиПР ЭЭС России будут проходить обязательное публичное обсуждение заинтересованными организациями и рассмотрены органами исполнительной власти субъектов РФ. После чего СиПР ЭЭС будут утверждаться Министерством энергетики России, а Генеральная схема – Правительством России.

Согласованность, взаимоувязанность и сбалансированность документов перспективного развития будут обеспечены в том числе за счёт использования перспективных расчётных моделей ЭЭС, формируемых и поддерживаемых Системным оператором в актуальном состоянии на основе цифровых информационных моделей электроэнергетических систем.

“Принятие нового закона логично продолжает процесс совершенствования действующей с 2009 г. системы перспективного планирования развития электроэнергетики. За эти годы в отрасли созданы необходимые компетенции и технологии, позволяющие в новой модели принятия решений синхронизировать региональные планы развития электроэнергетики с общефедеральными и скоординировать вводы генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры с одной стороны и развитие магистрального сетевого комплекса и распределительных сетей – с другой”, – заявил председатель правления АО “СО ЭЭС” Фёдор Опадчий.

Подписанный закон также предусматривает, что с 1 января 2024 г. Системный оператор будет осуществлять оперативное-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – находящейся на территории Красноярского края Норильской энергосистеме, а также расположенных в Дальневосточном федеральном округе энергосистемах Чукотского автономного округа, Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей.

ПМЗФ-2022

16 июня в рамках XXV Петербургского международного экономического форума председатель правления АО “СО ЭЭС” Фёдор Опадчий представил участникам форума основные тренды, определяющие развитие электроэнергетики, и перспективные технологии управления энергосистемой. В своём выступлении на сессии “Электроэнергетика в период перемен” глава Системного оператора отметил: “Энергосистеме необходимы прогнозируемость и устойчивость развития, поскольку это отрасль с очень длинными инвестиционными циклами, и эти циклы должны успевать за происходящими в энергосистеме изменениями. Электроэнергетика живет в состоянии постоянных перемен, поскольку в ней непрерывно происходят изменения как со стороны потребления, так и со стороны производства электроэнергии, связанные в том числе с появлением новых технологий”.

Фёдор Опадчий акцентировал внимание на актуальных факторах функционирования и развития отрасли, связанных с изменением структуры потребления электроэнергии. Возникновение новых “точек роста” связано с реализацией крупнейших проектов, таких как Восточный полигон, и с изменением потребностей существующих потребителей. Один из характерных примеров – энергосистема Кубани, где в последние годы значительно выросло максимальное потребление электрической мощности в летний период, а пик нагрузки сместился с вечернего на дневное время. В числе важнейших драйверов изменения потребления – развитие туризма и рост кондиционерной нагрузки. Такие изменения требуют постоянного развития энергосистемы, а учитывая, что инвестиционные проекты в электроэнергетике носят длительный характер, особенно важным становится совершенствование процес-

суд перспективного планирования развития энергосистемы, полагает председатель правления АО “СО ЭЭС”. На повышении эффективности процессов перспективного планирования будут в ближайшее время сосредоточены усилия Системного оператора – эта задача закреплена за компанией соответствующими изменениями в федеральном законе “Об электроэнергетике”, принятыми в июне 2022 г.

Говоря об изменениях на стороне генерирующих мощностей, Фёдор Опадчий отметил фактор, оказывающий существенное влияние на развитие электроэнергетики – увеличение доли использования ВИЭ и в первую очередь солнечных и ветровых электростанций с нестабильной выработкой. Уже сегодня внутрисетевые колебания нагрузки энергообъектов на ВИЭ в ОЭС Юга достигают 300 МВт, а изменение мощности от часа к часу достигает 1000 МВт. С увеличением доли энергетических мощностей на ВИЭ в энергосистеме эти цифры будут расти, подчеркнул он. Компенсация таких отклонений потребует поддержания соответствующих объёмов “быстрых” резервов в энергосистеме, что довольно затратно. Именно поэтому особую ценность приобретают “ресурсы гибкости” – т.е. способность быстрого изменения выработки или электропотребления по команде диспетчера системы, а также развитие средств прогнозирования выработки электростанций на ВИЭ. Необходимость повышения гибкости обуславливает развитие механизмов, направленных на добровольное вовлечение потребителей в управление балансом производства и потребления в энергосистеме. Так, объём реализуемой в ЭЭС России в рамках пилотного проекта программы управления спросом уже приблизился к 1,1 ГВт. Отработанная в рамках пилотного проекта целевая модель управления спросом на электроэнергию, которая будет внедрена в отрасли с внесением необходимых изменений в ФЗ “Об электроэнергетике”, предполагает полную интеграцию механизмов управления спросом в систему взаимоотношений на оптовом рынке электроэнергии и мощности в качестве нового вида услуги, а его объём при этом может вырасти до 5 ГВт к 2025 г., полагает глава Системного оператора.

Говоря о механизмах, обеспечивающих дополнительные ресурсы гибкости и динамичное развитие энергосистемы в соответствии с актуальными вызовами, докладчик подчеркнул, что уже сегодня Системным оператором внедряются технологии, позволяющие увеличивать пропускную способность сетей без строительства новых ЛЭП – это прежде всего системы мониторинга запасов устойчивости. Также в качестве важного направления развития и повышения гибкости энергосистемы он отметил технологии дистанционного управления режимом работы энергообъектов, активно внедряемые в ЭЭС Системным оператором в сотрудничестве с субъектами отрасли.

Техническое совещание

В Костроме под руководством первого заместителя председателя правления АО “СО ЭЭС” Сергея Павлушко прошло техническое совещание руководителей технологического функционального блока Системного оператора с заместителями генеральных директоров филиалов АО “СО ЭЭС” – объединённых диспетчерских управлений (ОДУ). Открывая совещание, Сергей Павлушко подчеркнул, что важным направлением деятельности Системного оператора остаётся совместная с субъектами электроэнергетики реализация проектов в рамках цифровизации отрасли. На сегодняшний день к цифровой системе доведения задания плановой мощности (СДПМ) из диспетчерского центра подключены 21 ГЭС и одна ТЭЦ. Цифровая система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) используется в 23 диспетчерских центрах для 167 контролируемых сечений, в том числе при планировании режимов – в трёх диспетчерских центрах для 15 сечений.

“В современных условиях очень важно продолжать кропотливую работу по внедрению цифровых технологий. Необходимо сделать упор на дальнейшее развитие СМЗУ, поскольку в этой сфере Системный оператор не зависит от мероприятий, реализуемых другими субъектами электроэнергетики”, – сказал Сергей Павлушко.

Он также отметил, что компания продолжает активную работу по стандартизации применения цифровых технологий в электроэнергетике. Приказами Росстандарта в декабре 2021 г. утверждены четыре разработанных Системным оператором новых национальных стандарта, регламентирующих требования к организации дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, мощностью генерирующего оборудования гидравлических, ветровых и солнечных электростанций, а также требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления.

Говоря о задачах Системного оператора, Сергей Павлушко сообщил, что приняты поправки (изменения) в федеральный закон № 35-ФЗ “Об электроэнергетике”, расширяющие перечень функций, выполняемых АО “СО ЕЭС”, в области проектирования развития электроэнергетических систем, а также предусматривающие выполнение Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Камчатского края, Магаданской области, Чукотского автономного округа и Сахалинской области, Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа с 1 января 2024 г.

Сергей Павлушко акцентировал внимание участников совещания о необходимости выработки чётких и эффективных подходов к решению вопросов обеспечения их качественного выполнения. Он также сообщил, что для обеспечения координации совместных действий при расширении зоны диспетчерской ответственности АО “СО ЕЭС” на территории технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем планируется подписание соглашений о взаимодействии АО “СО ЕЭС” с ПАО “РусГидро” и ПАО “ГМК “Норильский никель”.

В рамках реализации мероприятий по централизации перспективного планирования в электроэнергетике в феврале текущего года завершена процедура реорганизации АО “НТЦ ЕЭС” путём присоединения к нему дочерних (зависимых) обществ – АО “НТЦ ЕЭС Группа компаний”, АО “НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем”, АО “НТЦ ЕЭС Управление энергообеспечением”, АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”.

Заместитель председателя правления – руководитель дирекции по развитию ЕЭС Александр Ильенко рассказал о ходе реализации мероприятий по централизации перспективного планирования в электроэнергетике, в частности о создании в рамках дирекции по развитию ЕЭС нового подразделения – Службы проектирования электроэнергетических систем и распределении новых функциональных обязанностей внутри дирекции.

Дополнил выступление Александра Ильенко заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС Денис Пилениекс, который подробно рассказал о новой системе перспективного развития ЕЭС России, новых функциях Системного оператора по разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схем и программ развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России). Он отметил, что после внесения изменений в федеральный закон № 35-ФЗ “Об электроэнергетике” законодательное закрепление за Системным оператором получили:

- разработка программных документов в области перспективного развития электроэнергетики (Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схем и программ развития электроэнергетических систем России);

- разработка и выбор технических решений при реализации общесистемных и особо значимых проектов во исполнение поручений Президента РФ, Правительства и Минэнерго России;
- формирование, поддержание информационной и перспективной расчётной математической модели энергосистемы. Безвозмездное предоставление модели в формате CIM заинтересованным лицам;
- участие в разработке и оценке возможности и эффективности применения инновационных решений и перспективных технологий производства, передачи электрической энергии (мощности) и управления электроэнергетической системой.

Отдельную часть доклада Денис Пилениекс посвятил вопросам взаимодействия исполнительного аппарата и филиалов АО “СО ЕЭС” ОДУ и РДУ, а также АО “НТЦ ЕЭС” при реализации деловых процессов формирования СиПР ЭЭС России.

Заместитель директора по правовым вопросам – начальник Департамента нормативно-правового обеспечения Злата Мальцан выступила с докладом об основных планируемых изменениях в отраслевом нормативном регулировании, связанных с функциями разработки перспективных цифровых информационных и расчётных моделей энергосистем. В докладе особое внимание было уделено новым правилам предоставления информации о перспективных объектах, дополнительным требованиям к проектной документации, вопросам внеплановой актуализации информационных моделей, порядку раскрытия (предоставления) цифровых информационных моделей электроэнергетических систем или их фрагментов, требованиям государственных стандартов для информационной модели электроэнергетики.

Начальник Службы релейной защиты и автоматики АО “СО ЕЭС” Александр Козырев и начальник Службы электрических режимов АО “СО ЕЭС” Андрей Михайленко посвятили свои выступления проекту Регламента формирования и актуализации перспективных информационных и перспективных расчётных моделей, а также рассказали об основных положениях проекта Методики формирования перспективных расчётных моделей. В частности, Александр Козырев акцентировал внимание участников совещания на вопросах формирования перспективных расчётных моделей для расчёта токов короткого замыкания в формате CIM. В свою очередь, Андрей Михайленко подробно рассказал о процессе формирования и актуализации перспективных расчётных моделей, их объёме и технологической проверке, а также порядке взаимодействия со сторонними организациями при предоставлении перспективных расчётных моделей и выдачи их по запросу.

Всего на совещании рассмотрено девятнадцать вопросов. По итогам сформированы поручения, направленные на решение актуальных задач по всем направлениям деятельности технологического блока Системного оператора и его филиалов.

Рынки

По итогам проведенного в июне 2022 г. отбора, АО “СО ЕЭС” определило исполнителей услуг по обеспечению системной надёжности в ЕЭС России – по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) в период с июля по декабрь 2022 г. По итогам конкурентного отбора услуги по НПРЧ во второй половине 2022 г. будут оказывать 15 субъектов электроэнергетики: АО “Интер РАО – Электрогенерация”, АО “Татэнерго”, ООО “Ново-Салаватская ТЭЦ”, ПАО “Фортум”, ООО “БГК”, ПАО “Мосэнерго”, ПАО “ОГК-2”, ПАО “Т Плюс”, ПАО “Энел Россия”, ПАО “Юнипро”, АО “ЕвроСибЭнерго”, ООО “ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация”, ООО “ВО “Технопромэкспорт”, ПАО “РусГидро” и ПАО “ТГК-1”.

Для оказания услуг по НПРЧ отобрано 88 энергоблоков на 44 тепловых электростанциях и 16 гидрогенераторов на 4

гидроэлектростанциях, всего 104 единицы генерирующего оборудования с величиной совокупного объёма резервов первичного регулирования ± 1709 МВт.

По итогам проведённых отборов со всеми компаниями будут заключены договоры оказания услуг по обеспечению системной надёжности в электронной форме с применением электронной подписи.

Решения комиссии по проведению отборов и информация о Перечне субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности в ЕЭС в 2022 г., опубликованы на официальном сайте АО «СО ЕЭС».

Рынок услуг по обеспечению системной надёжности (Рынок системных услуг, РСУ) – один из важнейших механизмов поддержания необходимого уровня надёжности и качества работы Единой энергетической системы России в условиях функционирования рынков электроэнергии и мощности. Виды услуг и порядок их оказания определены Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 117. Системный оператор осуществляет отбор поставщиков услуг на конкурентной основе, т.е. направленный на минимизацию стоимости оказываемых услуг в рамках установленного предельного объёма средств, а также заключает с отобранными субъектами договоры, контролирует качество и объём услуг, производит их оплату, координирует действия участников РСУ.

Нормированное первичное регулирование частоты – один из видов услуг по обеспечению системной надёжности, направленный на обеспечение гарантированного качества первичного регулирования частоты для удержания её отклонений в допустимых пределах при возникновении небаланса мощности в любой части энергосистемы. Осуществляется системами автоматического регулирования частоты и активной мощности электростанций.

НПРЧ ограничивает отклонения частоты, но не восстанавливает ее нормальный уровень после появления небаланса мощности в энергосистеме. Эту задачу решает автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности, которое также входит в перечень системных услуг.

Системный оператор завершил конкурентный отбор субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по управлению спросом на электрическую энергию в период с июля по сентябрь 2022 г. Отбор проводился в рамках пилотного проекта по управлению спросом потребителей розничного рынка электроэнергии с участием специализированных организаций – агрегаторов управления спросом. Заявки были поданы 52 компаниями в отношении 291 объекта управления. По итогам процедуры отобраны заявки 49 участников в отношении 271 объекта агрегированного управления.

Среди агрегаторов – энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики, электросетевые и генерирующие компании, а также независимые агрегаторы. Потребители розничного рынка электроэнергии, чья способность снижать потребление будут представлять агрегаторы, относятся к различным отраслям экономики – машиностроению, пищевой промышленности, нефтедобыче и транспорту, телекоммуникациям, сельскому хозяйству, также в их числе офисные и торговые центры и другие разновидности потребителей электроэнергии. Среди них есть государственные и частные компании.

По результатам отбора, плановый совокупный объём снижения потребления составил 1055,76 МВт. В том числе в первой ценовой зоне оптового рынка 916,09 МВт, во второй ценовой зоне оптового рынка – 139,6711 МВт.

Критерием конкурентного отбора является минимизация общей стоимости совокупного объёма оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, определяемого по итогам отбора.

По итогам конкурентного отбора средневзвешенная цена оказания услуг в первой ценовой зоне составила 276613,25 руб/МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 523883,07 руб/МВт в месяц.

Агрегаторы управления спросом – специализированные организации, координирующие способность группы розничных потребителей управлять своим электропотреблением, конвертирующие ее в услуги по управлению спросом на электрическую энергию и транслирующие потребителям часть выручки, полученной от реализации этой услуги. Благодаря агрегаторам управления спросом в краткосрочной перспективе потребители могут получать положительный экономический эффект за счет замещения неэффективной генерации ресурсами управления спросом и формирования более низких цен на электроэнергию, а в долгосрочной – за счет учета объемов управления спросом в рынке мощности.

Модель агрегаторов управления спросом розничных потребителей, созданная Системным оператором в рамках дорожной карты Национальной технологической инициативы “Энерджинет”, даёт потребителям розничного рынка электроэнергии возможность участвовать в ценозависимом снижении потребления. Оптовые потребители имеют возможность пользоваться инструментами ценозависимого потребления самостоятельно начиная с 2017 г.

20 марта 2019 г. Правительством РФ принято постановление № 287, регулирующее проведение пилотного проекта, целью которого является отработка нормативных, договорных и технологических решений, а также формирование пула агрегаторов управления спросом розничных потребителей. Пилотный проект стартовал в июне 2019 г.

20 лет Системному оператору

17 июня 2002 г. было основано ОАО “Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы” (с 2008 г. – “Системный оператор Единой энергетической системы”). Впервые в истории отечественной электроэнергетики функция централизованного оперативно-диспетчерского управления была передана отдельной специализированной компании. С того времени Системный оператор является одной из системообразующих компаний отрасли, обеспечивая надёжное функционирование и поступательное и сбалансированное развитие одной из крупнейших энергосистем мира.

В числе ключевых принципов, заложенных в основу современной системы оперативно-диспетчерского управления, – концепция независимого Системного оператора, что позволяет принимать взвешенные решения по управлению электроэнергетическим режимом, планированию развития энергосистемы, формированию нормативно-технологической основы отрасли, а также при выполнении всех других функций компании. Такой статус Системного оператора создаёт условия для справедливой конкуренции на энергетических рынках, обеспечивает технологически обоснованный подход к развитию энергосистемы, повышает адаптивность и надёжность электроэнергетического комплекса при внедрении инновационных технологий производства, передачи и потребления электроэнергии.

Важнейшим достижением трудового коллектива Системного оператора за прошедшие 20 лет стало построение стабильно работающей системы технологического управления режимами, включающей в себя экономические принципы рынков электроэнергии, мощности и системных услуг и механизмы обеспечения развития и перспективной надёжности ЕЭС России.

В первые годы своей работы Системный оператор успешно справился с порученной ему государством задачей обеспечения технологической преемственности диспетчерского управления. В период глубоких системных преобразований в электроэнергетике компания обеспечила безопасный переход

к новой рыночной модели отношений, стабильное функционирование ЕЭС России и внедрение механизмов оптового рынка электроэнергии и мощности в процессы управления режимами. Одновременно с этим компанией сформирована трехуровневая иерархическая структура оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, унифицирована технологическая база, стандарты и процедуры управления электроэнергетическими режимами. Отрасль получила единую прозрачную технологию планирования и управления электроэнергетическим режимом, составления балансов, рассмотрения заявок, планирования ремонтных кампаний, распределения принципов работы и настройки устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Это позволило создать условия для устойчивой и эффективной работы энергетических объектов и энергосистем.

Значительная часть усилий специалистов компании на протяжении двух десятилетий направлялась на опережающее развитие технологий управления электроэнергетическим режимом в процессе динамичного развития российской электроэнергетики. Так, при подготовке к запуску основных рыночных механизмов была разработана расчётная математическая модель ЕЭС России, отражающая реальную электрическую схему сети, с механизмом её актуализации, позволяющая проводить постоянный расчёт режимов. Решение этой задачи дало мощный толчок к развитию методов математического моделирования для планирования и управления режимами энергосистем.

Совершенствование цифровых технологий, выводящих процесс управления режимами и обеспечения надёжности энергосистемы на качественно новый уровень, по-прежнему остаётся ключевым вектором работы компании. При непосредственном участии Системного оператора достигнут существенный прорыв в повышении уровня автоматизации регулирования частоты и совершенствовании систем противоаварийной автоматики. Для повышения эффективности противоаварийного управления и минимизации управляющих воздействий Системный оператор создает в объединенных и крупных региональных энергосистемах централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). 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.

В тесном сотрудничестве с крупнейшими участниками отрасли Системный оператор реализует и ряд других проектов в сфере цифровизации. Среди них – развитие технологий дистанционного управления оборудованием энергообъектов. На сегодняшний день в ЕЭС России из диспетчерских центров Системного оператора дистанционно управляются уже несколько десятков подстанций. Успешное применение цифрового дистанционного управления на сетевых объектах позволило сделать следующий шаг в развитии этих технологий. В 2020 г. на Воткинской ГЭС в Пермском крае впервые в ЕЭС России был реализован проект управления оборудованием распределительных устройств 110, 220 и 500 кВ. Сегодня в сотрудничестве с ПАО «РусГидро» Системный оператор ведёт работу по тиражированию полученного опыта. Реализуются и совместные проекты по организации дистанционного управления основным оборудованием гидростанций: активно внедряются технологии доведения планового диспетчерского графика до ГЭС по каналам системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности, которыми в ЕЭС России оснащена каждая ГЭС мощностью более 100 МВт. Начато применение этой технологии в сфере тепловой генерации – к системе доведения планового диспетчерского графика подключена первая тепловая электростанция.

Уже сегодня использование дистанционного управления позволяет обеспечить технологические преимущества как для энергосистемы в целом, так и для субъектов электроэнергетики. С расширением использования этого инструмента в масштабах отрасли положительные эффекты от его внедрения будут возрастать.

К числу других важнейших проектов Системного оператора в сфере цифровизации относится создание автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты, а также внедрение системы мониторинга запасов устойчивости и переходных режимов.

На компетенциях, информации, аналитике и присущем Системному оператору стратегическом видении развития электроэнергетического комплекса страны базируется также и система перспективного планирования развития ЕЭС. При планировании учитываются составляемые Системным оператором прогнозы потребления электроэнергии, инвестиционные планы энергетических компаний, экономическое развитие регионов. В настоящее время государство усилило роль АО «СО ЕЭС» в процессах планирования развития энергосистемы. В июне 2022 г. принят закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», совершенствующий законодательную базу отрасли в части координации перспективного планирования и обеспечения централизованного оперативно-диспетчерского управления изолированными энергосистемами. Системному оператору поручена разработка региональных схем и программ развития, которые теперь станут частью общей Схемы и программы развития электроэнергетики России.

Традиционно в фокусе внимания Системного оператора находится и совершенствование нормативно-технической базы. Её кардинальное обновление для приведения в соответствие с изменившимися экономическими условиями стало одной из ключевых системных задач компании. Специалисты АО «СО ЕЭС» сыграли решающую роль в разработке и принятии в 2018 году «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», определивших нормативный каркас постреформенной российской электроэнергетики. В развитие базовых требований Правил принято свыше 30 нормативных правовых актов, разработанных при непосредственном участии Системного оператора и устанавливающих обязательные требования к функционированию различного энергооборудования в энергосистеме и работе с персоналом. В рамках возглавляемого Системным оператором технического комитета по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика» Росстандарта разработаны и приняты десятки отраслевых стандартов и типовых положений, регулирующих основные процессы управления энергосистемой. Специалисты компании обеспечили экспертное сопровождение ряда важнейших для отрасли нормативных актов федерального и общеотраслевого уровня.

Благодаря связующей и координирующей роли Системного оператора в отрасли реализован ряд значимых проектов. В их числе – планирование и режимное сопровождение ввода новых мощностей в энергосистемах Крыма и Калининградской области для укрепления энергобезопасности этих регионов, расширение ЕЭС России с присоединением Западного и Центрального районов энергосистемы Республики Саха (Якутия). В 2019 г. стартовала масштабная программа обновления парка тепловых генерирующих мощностей, предполагающая замену основного оборудования более 40 ГВт тепловых мощностей в ЕЭС России. В начале 2022 г. на оптовый рынок вышли первые энергоблоки, реконструированные по этой программе, – на Костромской ГРЭС, Омской ТЭЦ-4 и Невинномысской ГРЭС. Началось внедрение технологий управления спросом – перспективного экономического механизма регулирования баланса производства и потребления электроэнергии и повышения эффективности функционирования энергорын-

ков. Пилотный проект по управлению спросом розничных потребителей, с момента старта которого в июле 2019 года объем предлагаемых потребителями ресурсов увеличился с 50 до 1155 МВт, приближается к стадии имплементации целевой модели в оптовый рынок.

Благодаря усилиям Системного оператора на новую ступень развития вышла и унификация информационного обмена в электроэнергетике – одного из базовых деловых процессов в отрасли. Переход на использование стандартов Общей информационной модели (СИМ) постепенно становится мейнстримом для крупнейших энергокомпаний. Успешно ведутся пилотные проекты по организации полнофункционального автоматизированного обмена данными на базе СИМ между диспетчерскими центрами Системного оператора и дочерними компаниями ПАО “Россети”. Полноценная гармонизация информационного обмена между двумя компаниями должна состояться уже до конца 2024 года. В совместных проектах информационного обмена на базе СИМ принимают участие также “РусГидро” и “Сетевая компания” (Татарстан). Перспективы перехода к информационному обмену по СИМ изучают “Концерн “Росэнергоатом” и “Интер РАО”.

К третьему десятилетию XXI века Системный оператор стал не только системообразующей компанией отрасли, но и двигателем происходящих в российской энергетике масштабных изменений.

Сегодня перед компанией стоят новые задачи, связанные с поддержанием устойчивого функционирования ЕЭС России, обеспечением энергетической безопасности и надёжного электроснабжения потребителей. В ответ на актуальные вызовы сегодняшнего дня Системный оператор продолжает работу по модернизации средств и систем диспетчерского управления, развитию технологической инфраструктуры рыночных механизмов ЕЭС, совершенствованию нормативно-правовой базы отрасли и внедрению передовых технологий для формирования нового цифрового уклада отрасли. В основе успешной работы компании – высочайшая квалификация и компетентность ее сотрудников, опора на инновационные технологии и 100-летний опыт оперативно-диспетчерского управления.

АО “Атомэнергомаш”

В Волгодонском филиале АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовили корпус внутрикорпусной шахты атомного реактора для энергоблока № 7 АЭС Тяньвань. Шахта – один из трёх основных элементов внутрикорпусных устройств реактора. Корпус шахты состоит из шести обечаек и эллиптического дна. Высота изделия составляет около 11 м, масса – 63 т.



В верхней части шахты 238 отверстий диаметром 196 мм и два отверстия диаметром 300 мм. Отверстия расположены в

специальном порядке: 6 рядов по периметру обечайки (предназначены для выхода теплоносителя); на днище изделия – 1344 отверстия диаметрами 40 и 60 мм и 163 отверстия диаметром 226 мм (необходимы для установки опор и защищают тепловыделяющие сборки от попадания в них механических частиц).

Следующим важным этапом станет установка решетки и опорных элементов. После доработки всех элементов и номинальных размеров состоится контрольная сборка внутрикорпусной шахты совместно с выгородкой и блоком защитных труб.

АЭС Тяньвань расположена в провинции Цзянсу, КНР. Первые энергоблоки № 1 и 2 с реакторами ВВЭР-1000 были сданы заказчику и пущены в гарантийную эксплуатацию в 2007 г. Блоки № 3 и 4 введены в гарантийную эксплуатацию в 2018 г. 8 июня 2018 г. в Пекине был подписан межправительственный протокол и рамочный контракт на сооружение энергоблоков № 7 и 8 Тяньваньской АЭС с реакторами ВВЭР-1200, которые относятся к новейшему поколению “3+”.

Петрозаводский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш и Карельское региональное отделение СоюзМаши России) приступил к сборке трубных узлов главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) для энергоблока № 7 строящейся в Китае АЭС Тяньвань. Предварительно на внутреннюю поверхность кованых труб было нанесено плакирующее покрытие методом электрошлаковой наплавки. Для одного энергоблока наплавляют 36 трубных заготовок, которые затем собирают в 16 узлов ГЦТ, а также комплекты колец для аттестации технологии сварки и аттестации сварщиков на монтаже.

Трубные узлы представляют собой как прямые участки трубопровода, так и соединения прямых труб с изогнутыми коленами. На элементах ГЦТ для седьмого блока АЭС Тяньвань были выполнены первые кольцевые швы труб с коленами. Сварные соединения успешно прошли необходимые контрольные операции, включая рентгеновское исследование.



Кроме того, на Петрозаводском заводе завершили изготовление плакированных трубных заготовок для ГЦТ другой атомной станции Китая – АЭС Сюйдапу, энергоблок № 3. Заготовки также переданы для дальнейшей сборки трубных узлов.

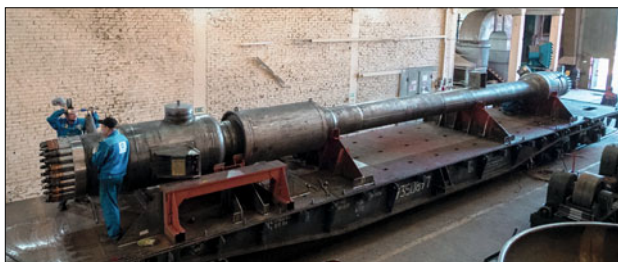
АЭС Сюйдапу находится в провинции Ляонин, Северо-Восточный Китай. Энергоблоки № 3 и 4 сооружаются по проекту “АЭС-2006” и соответствуют современным требованиям МАГАТЭ в области безопасности. Проектирование и поставку основного оборудования осуществляет Инжиниринговый дивизион ГК “Росатом”.

ГЦТ внутренним диаметром 850 мм, общей длиной 146 м соединяет основное оборудование первого контура АЭС: реактор, парогенераторы и главные циркуляционные насосы. Предназначен для циркуляции теплоносителя первого конту-

ра при температуре до 330°C под высоким давлением 160 атм. Для защиты трубопровода от агрессивного воздействия теплоносителя на внутреннюю поверхность кованых заготовок наносится антикоррозионное покрытие. Напомним, Петрозаводскмаш первым в России освоил технологию изготовления бесшовных плакируемых труб для атомных электростанций.

АО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – АО “Атомэнергомаш”) изготовил и подготовил к отгрузке первый модуль испарителя парогенератора ПГН-200М. Оборудование предназначено для модернизации третьего энергоблока Белоярской АЭС с целью продления ресурса работы реакторной установки БН-600 до 60 лет. Модуль представляет собой вертикальный прямотрубный конвективный теплообменник с сильфонным компенсатором на корпусе. Испаритель изготавливается из легированной стали. Вес аппарата 20 тонн, длина – 17 м, диаметр – 1 м. Всего для третьего блока Белоярской АЭС заводом будет изготовлен 21 модуль.

Модули испарителей для реакторных установок на быстрых нейтронах БН-600 включают в себя трубный пучок теплообменных толстостенных труб, закрепленных в трубной доске толщиной 270 мм. С целью обеспечения качества, определённого конструкторской документацией, в процессе изготовления претерпела существенные изменения технология заделки “труба – трубная доска”. Раньше трубы запрессовывались ударным методом, сейчас используется комбинированная гидрораздача – высоконапорной струёй жидкости давлением до 600 МПа с механической вальцовкой труб.



“Реализация технологии с использованием процесса гидрораздачи включала решение проблемы по созданию сверхвысокого давления в трубе при раздаче внутри отверстия трубной доски. Была разработана и применена специальная конструкция зондов с уплотнениями, которые помещаются внутрь трубы и через них специальной установкой для гидравлической раздачи нагнетается вода под давлением до 500 МПа, – поясняет Виктор Винников, начальник научно-технического центра проблемной технологии АО “ЗиО-Подольск”. – Отработка и внедрение технологии позволили обеспечить высокое качество изготовления оборудования, благодаря чему удалось выполнить жесткие требования графика исполнения ответственного заказа”.

“ЗиО-Подольск” – единственный в стране изготовитель модулей парогенераторов для реакторов на быстрых нейтронах. Впервые данное оборудование было изготовлено заводом в 70-е годы прошлого века, в период строительства третьего блока Белоярской АЭС.

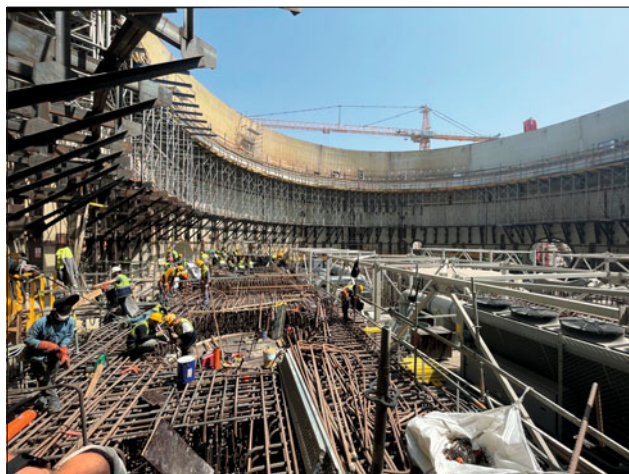
Петрозаводский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) выполнил крупную сборку корпусов главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА) для энергоблока № 3 АЭС Аккую (Турция). На первом этапе были изготовлены детали внутреннего насыщения ГЦНА – направляющие аппараты. Затем их соединили кольцевыми сварными швами с фланцами. Теперь выполнена следующая технологическая операция – сборка со сферической кованой заготовкой. После сварки изделия поступают на механическую обработку.

Корпус ГЦНА – изделие первого класса безопасности. На атомной станции это оборудование обеспечивает циркуляцию теплоносителя в первом контуре и работает под давлением около 160 атм и при температуре 300°C. Комплект поставки на один энергоблок состоит из четырёх сферических корпусов ГЦНА.



АЭС Аккую – первый в мире проект в атомной отрасли, реализуемый по модели ВОО (“build-own-operate” – “строй-владей-эксплуатируй”). Проект АЭС Аккую включает в себя четыре энергоблока с российскими реакторами типа ВВЭР поколения “3+” с повышенной безопасностью и улучшенными технико-экономическими характеристиками. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1200 МВт. Основные этапы строительства и изготовления оборудования проходят под наблюдением Агентства по ядерному регулированию Турецкой Республики (NДK).

Сотрудники АО “НПО “ЦНИИТМАШ” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – АО “Атомэнергомаш”) принимали участие в экспертном сопровождении работ по сварке, термообработке и неразрушающему контролю главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) на первом блоке АЭС Аккую. Монтаж ГЦТ был начат 18 марта и завершён 25 мая, за 68 суток специалистами были заварены все 28 стыков при пошаговом контроле дефектоскопистами, которые с помощью ультразвукового, капиллярного и других методов контроля оценивали качество сварных соединений. Одновременно при сварке выполнялась термообработка стыков.



“Сварка частей ГЦТ за 68 суток вместо установленных директивных 90 является подтверждением того, что один из сложнейших этапов сооружения атомного энергоблока практически доведен до автоматизма, – поделился руководитель проектов института сварки и неразрушающего контроля АО

«НПО «ЦИНИТМАШ» Фёдор Зуев. – По завершении сварочных работ специалисты МСУ-90 сделали на внутренней поверхности ГЦТ антикоррозионную восстановительную наплавку, которая послужит дополнительной защитой для стенок трубопровода».

Главный циркуляционный трубопровод соединяет между собой части реакторной установки – корпус реактора, парогенераторы, главные циркуляционные насосы. Его длина – 160 м, внутренний диаметр – 850 мм, наружный – 990 мм. На этапе эксплуатации АЭС по нему будет циркулировать теплоноситель – глубоко обессоленная вода температурой до 330°C под давлением 160 атм.

АО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – АО «Атомэнергомаши») изготовил теплообменный аппарат для энергоблока № 5 АЭС Куданкулам. Для отгрузки в Индию подготовлен барботер. Технический проект разработан специалистами АО ОКБ «Гидропресс». Рабочая конструкторская документация – сотрудниками Департамента оборудования атомного машиностроения АО «ЗиО-Подольск». Они же осуществляют сопровождение изготовления изделия.

Барботер – один из важных элементов оборудования для АЭС. Он предназначен для конденсации пара, поступающего из компенсатора давления и другого оборудования первого контура в режимах разогрева и других эксплуатационных режимов реактора. Аппарат изготавливается из аустенитной хромоникелевой стали. Масса изделия 15 т, длина – около 8 м, диаметр – 2,5 м, высота – 4 м. Срок службы оборудования 40 лет.



В 2003 – 2004 гг. заводом изготовлено и отгружено оборудование реакторного и машинного залов для энергоблоков № 1 и 2 индийской АЭС: парогенераторы ПГВ-1000, сепараторы-пароперегреватели СПП-1000-1, подогреватели высокого давления ПВД, а также 24 теплообменных модуля системы пассивного отвода тепла (СПОТ), трубопроводы различного назначения и фильтры.

«ЗиО-Подольск» располагает большим опытом изготовления барботеров реакторных отделений АЭС с ВВЭР для отечественных и зарубежных атомных электростанций. Например, оборудование завода успешно эксплуатируется на Тяньваньской АЭС в Китае, на энергоблоках первой очереди АЭС Куданкулам в Индии, на блоках второй очереди Ростовской и Ленинградской атомных станций.

В Волгодонском филиале АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаши) приступили к сварке замыкающего шва, соединяющего два полукорпуса атомного реактора ВВЭР-1000. Это ключевой этап изготовления оборудования для энергоблока №5 АЭС Куданкулам в Индии. Предварительно специалисты с помощью крана переместили нижний полукорпус массой 150 т на сварочную установку и соединили с верхним полукорпусом с точностью до 1 мм. Общая масса изделия составляет 320 т.

Далее в течение 10 дней специалисты проведут сварку при непрерывном подогреве в зоне сварного шва – от 150 до 300°C. За это время будет израсходовано порядка двух тонн флюса и более полутона проволоки диаметром 4 мм. По-

сле сварки корпус реактора массой 320 т нагреют до 300°C и с помощью крана переместят в печь, где в течение двух суток будет проходить термообработка изделия.



Следующий этап – контрольные операции. Специалисты проведут весь спектр контрольных мероприятий в зонах сварного шва: рентгенографическую дефектоскопию, ультразвуковую и капиллярный контроли.

Реактор – изделие первого класса безопасности, представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим дном. Внутри корпуса размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органов регулирования и защиты реакторов и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля.

ПАО «РусГидро»

Строительство Черекской МГЭС

В Кабардино-Балкарии завершён подготовительный этап строительства и начато возведение основных сооружений Черекской малой ГЭС. Проект реализуется РусГидро в рамках государственной программы поддержки возобновляемой энергетики России. Старт работ по строительству Черекской МГЭС был дан в ноябре 2021 г. За прошедшее время были выполнены работы подготовительного этапа – проложены дороги, обеспечено энергоснабжение стройплощадки, создана база строительства. Начата разработка котлованов основных сооружений гидроэлектростанции, ведётся переустройство газопровода, трасса которого пересекает дрифтационный канал ГЭС. Законтрактовано гидросиловое оборудование – турбины и генераторы, их произведут российские предприятия. Начата разработка котлована основных сооружений. Ввод в эксплуатацию Черекской МГЭС запланирован на 2024 г.



Черекская малая ГЭС строится на реке Черек (бассейн реки Терек) в Урванском районе Кабардино-Балкарии вблизи села Псыгансу. Станция станет четвёртой ступенью крупнейшего энергокомплекса региона – Нижне-Черекского каскада, который уже сегодня включает в себя три ГЭС: Кашхатау, Ау-

шигерскую и Зарагижскую общей мощностью 155,7 МВт. Мощность Черекской МГЭС составит 23,4 МВт, в год станция будет вырабатывать 87 млн кВт·ч экологически чистой электроэнергии.

Специалисты входящего в Группу РусГидро института “Гидропроект” спроектировали эффективную станцию с минимальным воздействием на окружающую среду. Черекская малая ГЭС будет создана по деривационной схеме, без плотины и водохранилища, что исключает затопление земель и влияние на водный режим реки. Вода в деривацию станции будет поступать из отводящего канала Зарагижской ГЭС, что позволило отказаться от строительства плотины и дорогостоящих водозаборных сооружений и исключило необходимость очистки воды от песка. В состав сооружений новой станции войдут деривационный канал длиной 1050 м, железобетонный лоток длиной 1244 м с водосбросом, водоприёмник, турбинные водоводы, здание ГЭС и отводящий канал длиной 1300 м.

Ввод в эксплуатацию автономного энергокомплекса в Верхоянске

В городе Верхоянске Республики Саха (Якутия) введён в эксплуатацию современный автоматизированный энергокомплекс с использованием технологий ВИЭ. Он объединяет крупнейшую за российским Полярным кругом солнечную электростанцию, систему накопления энергии и модернизированную дизельную электростанцию. Новый энергокомплекс обеспечит надёжное энергоснабжение Верхоянска, находящегося на полюсе холода в России – здесь была зафиксирована минимальная на территории нашей страны температура: минус 67,8°C. В его состав входит солнечная электростанция мощностью 1030 кВт, накопитель энергии мощностью 300 кВт и ёмкостью 1300 кВт·ч., а также ранее модернизированная и оснащённая современным оборудованием дизельная электростанция мощностью 2310 кВт.



Система накопления энергии позволяет максимально использовать полученную энергию солнца даже ночью и минимизировать загрузку дизелей весной и летом. Элементы энергокомплекса объединены автоматизированной системой управления, обеспечивающей наиболее эффективную работу комплекса и минимизацию потребления топлива. Использование солнечной электростанции позволит на 28% сократить расход дизельного топлива (порядка 300 т ежегодно), сократить объём его завоза и хранения, снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Энергокомплекс в Верхоянске построен в рамках энергосервисного договора, заключённого между ООО “Группа ЭНЭЛТ” (Татарстан) и АО “Сахаэнерго”, входящего в Группу РусГидро, в 2020 г. Механизм энергосервисных договоров предполагает финансирование всех работ за счёт средств инвесторов. Возврат инвестиций по соглашению с Правительством Республики Саха (Якутия) осуществляется за счёт сохранения экономии расходов на топливо в тарифе в течение не менее 10 лет, после чего энергообъекты перейдут в собственность Сахаэнерго. Эксплуатацию энергокомплекса будет осуществлять Сахаэнерго.

Модернизация гидроэлектростанций РусГидро

В июне 2022 г. на Воткинской ГЭС была завершена замена гидроагрегата ст. № 8. Он стал шестым полностью обновлённым в рамках Программы комплексной модернизации РусГидро гидроагрегатом из десяти, установленных на станции. Оборудование изготовлено в России, имеет улучшенные технические характеристики, отличается надёжностью и высокой экологической безопасностью. После завершения предусмотренных нормативной документацией испытаний состоится перемаркировка гидроагрегата с увеличением мощности со 100 до 115 МВт.

Гидроагрегат ст. № 8 был введён в эксплуатацию в 1963 г., отработал почти 60 лет и достиг высокой степени износа. В ходе модернизации, продлившейся около года, были заменены гидротурбина, генератор, вспомогательное оборудование, обновлена система автоматического управления гидроагрегатом. Монтаж выполнили сотрудники дочернего общества РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.

Программа комплексной модернизации Воткинской ГЭС предусматривает замену всех десяти гидроагрегатов. Первый пустили в 2017 г., в дальнейшем новые машины вводились ежегодно. После завершения работ мощность станции возрастет до 1150 МВт, или на 13%.

Также в июне на Саратовской ГЭС после модернизации был введён в эксплуатацию гидроагрегат ст. № 20. Это семнадцатый по счёту обновлённый гидроагрегат из 24, эксплуатируемых на станции. Модернизация гидроагрегата длилась 17 мес. Было полностью заменено гидротурбинное оборудование: рабочее колесо турбины, камера рабочего колеса, крышка и вал турбины, направляющий аппарат, вспомогательное оборудование. Новая турбина обладает улучшенными техническими характеристиками и отвечает всем современным требованиям экологической безопасности. После модернизации гидроагрегата были проведены успешные 72-часовые испытания под нагрузкой.

В настоящее время продолжается замена гидротурбин на гидроагрегатах ст. № 12 и 17. Завершить работы по обновлению гидросилового оборудования планируется к 2026 г. Использование более эффективных турбин позволяет увеличить мощность станции, с начала модернизации она возросла уже на 67 МВт.

Одновременно на Волжской ГЭС была начата замена генератора на гидроагрегате ст. 17. Генератор эксплуатируется с 1960 г. и выработал нормативный срок. Новое оборудование изготовлено в России с учётом современных достижений в области энергетического машиностроения и имеет улучшенные технические характеристики. Завершить замену планируется в апреле 2023 г.

Всего на Волжской ГЭС обновили все 22 гидротурбины и 17 генераторов, в 2026 г. модернизация оставшихся будет закончена. Установленные гидроагрегаты обладают большей эффективностью, что уже позволило увеличить мощность Волжской ГЭС с 2541 до 2734 МВт. В перспективе она возрастет до 2744,5 МВт.

Кроме обновления гидросилового оборудования продолжается замена затворов водосливной плотины и сороудерживающих решеток, запланирована реконструкция открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 500 кВ с применением элегазового оборудования закрытой компоновки (КРУЭ).

Также были начаты работы по обновлению распределительных устройств Кубанской ГЭС-2, крупнейшей гидроэлектростанции Каскада Кубанских ГЭС. Вместо устаревших и изношенных открытых распределительных устройств напряжением 110 и 330 кВ будет смонтировано современное элегазовое оборудование закрытой компоновки (КРУЭ). Оно очень компактно, защищено от неблагоприятных погодных явлений, пожаробезопасно, почти не требует обслуживания. В настоящее время уже завершены работы по

устройству фундамента здания КРУЭ 110 кВ, ведётся подготовка площадки для здания КРУЭ 330 кВ.



Программой модернизации предусмотрена замена на КРУЭ распределительных устройств восьми станций Каскада Кубанских ГЭС (всех станций каскада, за исключением введённой в эксплуатацию в 2011 г. Егорлыкской ГЭС-2 и Новотроицкой ГЭС, на которой КРУЭ было смонтировано ранее). На всех этих станциях будут установлены КРУЭ 110 кВ, а на ГЭС-2 и ГЭС-4 также КРУЭ 330 кВ. На сегодняшний день уже введены в эксплуатацию КРУЭ на Кубанской ГАЭС, Кубанской ГЭС-1, Свистухинской ГЭС и Сенгилеевской ГЭС. Ведётся строительство здания КРУЭ на Кубанской ГЭС-3, в текущем году планируется приступить к работам на Егорлыкской ГЭС и Кубанской ГЭС-4.

Модернизация Владивостокской ТЭЦ-2

РусГидро приступило к реконструкции крупнейшего энергообъекта столицы Приморья – Владивостокской ТЭЦ-2. Турбоагрегат ст. № 1 и котлоагрегаты ст. № 1 и 2 выведены из работы. Реконструкция ТЭЦ будет производиться в три этапа. Будут полностью заменены три самых старых турбоагрегата, договор на поставку нового оборудования уже заключён. Оно будет произведено на российских предприятиях. Также будут демонтированы шесть изношенных котлоагрегатов, а вместо них смонтированы три новых, повышенной мощности. Будет заменено электротехническое и вспомогательное оборудование, реконструировано здание станции. В результате модернизации электрическая мощность станции возрастет до 574 МВт, тепловая – до 1115 Гкал/ч. Проект реализуется в рамках государственной программы модернизации тепловой энергетики России.

В рамках первого этапа реконструкции вместо турбоагрегата ст. № 1 будет установлена новая турбина мощностью 120 МВт. Уникальность работ заключается в том, что реконструкция проводится в стенах действующего энергообъекта – бункерно-деаэрационное отделение останется функционирующим на протяжении всего периода строительства. В настоящее время турбина демонтирована на 30%. Специалисты также частично демонтируют главный корпус, выполняют устройство нового фундамента под турбоагрегат и смонтируют основное оборудование.

На месте двух изношенных котлоагрегатов (каждый по 210 т пара в час) будет построен один, производительностью 540 т в час. До 31 декабря 2023 г. энергетики намерены выполнить демонтаж и монтаж котлов. В настоящее время первый котёл демонтирован на 75%, второй котёл – на 25%. В августе 2022 г. планируется начало поставки котлоагрегата, произведённого на Подольском машиностроительном заводе, и установка первых элементов.

Помимо масштабной модернизации РусГидро проводит полный перевод Владивостокской ТЭЦ-2 на природный газ. В

апреле завершён перевод с угля на газ очередного, уже 11-го по счёту, котлоагрегата. Переход на газ существенно улучшает экологическую ситуацию во Владивостоке: значительно сокращаются выбросы, не накапливаются золошлаковые отходы. Одновременно с газификацией котлоагрегата была проведена его масштабная реконструкция, что позволило повысить надёжность работы оборудования.

НПО “ЭЛСИБ”

НПО “ЭЛСИБ” завершило отгрузку турбогенератора ТФ-130 – 2УЗ для энергоблока ст. № 9 Пермской ТЭЦ-9 ПАО “Т Плюс”. Предприятие изготовило новый турбогенератор мощностью 130 МВт с воздушным охлаждением взамен выработавшего свой ресурс турбогенератора с водородным охлаждением мощностью 120 МВт. В апреле на станцию отправлены основные узлы – ротор и статор турбогенератора. В мае отгружена система возбуждения и другое вспомогательное оборудование.

Проект реализуется в рамках федеральной программы модернизации тепловых электростанций ДПМ-2.



Ранее, в августе 2021 г., НПО “ЭЛСИБ” отгрузило турбогенератор ТФ-80 – 2УХЛЗ для 10-го энергоблока на Пермской ТЭЦ-9, который сегодня находится в монтаже, а пуск оборудования запланирован до конца текущего года.

ПАО “Т Плюс” – давний партнёр НПО “ЭЛСИБ”. В рамках первого этапа федеральной программы модернизации тепловых электростанций ЭЛСИБ поставил на объекты этой энергокомпании 10 турбогенераторов общей мощностью 798 МВт.

На заводе ЭЛСИБ идёт отгрузка крупных узлов турбогенератора ТФ-130-2УЗ (с. № 6) для Автоводской ТЭЦ в Санкт-Петербурге. Это второй турбогенератор, поставляемый НПО “ЭЛСИБ” по проекту реконструкции турбоагрегатов на станции. 15 июня с завода был отгружен статор турбогенератора на железнодорожном транспорте. Новый генератор изготовлен в рамках технического перевооружения станции и будет смонтирован на фундаменте выработавшего свой ресурс турбогенератора ТВФ-120.

Турбогенератор ТФ-130 спроектирован и изготовлен специально для сопряжения с новыми турбинами повышенной мощности 130 МВт. Для увеличения интенсивности теплообмена активных элементов с охлаждающей средой и снижения монтажной массы машины использованы четыре газоохладителя вместо шести, они собираются конструктивно с генератором при проведении монтажа.

Первый турбогенератор ТФ-130 ст. № 7 был успешно введён в эксплуатацию в декабре 2021 г. Замена турбогенераторов на Автоводской ТЭЦ позволит увеличить электрическую и тепловую мощность ТЭЦ, повысить надёжность энергоснабжения юго-западной части Санкт-Петербурга.