

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 2021 г. составило 78,5 млрд кВт·ч, что на 7,7% больше объёма потребления за июнь 2020 г. Потребление электроэнергии в июне 2021 г. в целом по России составило 79,7 млрд кВт·ч, что на 7,6% больше аналогичного показателя 2020 г. В июне 2021 г. электростанции ЕЭС России выработали 80,2 млрд кВт·ч, что на 8,7% больше, чем в июне 2020 г. Выработка электроэнергии в России в целом в июне 2021 г. составила 81,4 млрд кВт·ч, что на 8,6% больше выработки в июне прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в июне 2021 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 37,8 млрд кВт·ч, что на 12,3% больше, чем в июне 2020 г. Выработка ГЭС за шестой месяц 2021 г. составила 19,4 млрд кВт·ч (на 4,5% больше уровня 2020 г.), АЭС – 17,6 млрд кВт·ч (на 7,5% больше уровня 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 4,9 млрд кВт·ч (на 0,8% больше уровня 2020 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в июне 2021 г. зафиксирован 24 июня в 13:00 по московскому времени и составил 124 765 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 13 019 МВт (11,7%) и на 4388 МВт (3,6%) выше рекордного летнего максимума прошлых лет, достигнутого 21 июня 2019 г.

Среднемесячная температура воздуха в июне текущего года по ЕЭС России составила 18,6°C что на 1,5°C выше аналогичного показателя 2020 г.

Потребление электроэнергии за первые шесть месяцев 2021 г. в целом по России составило 553,0 млрд кВт·ч, что на 5,1% больше, чем за такой же период 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 5,7%). В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 544,5 млрд кВт·ч, что на 5,2% больше, чем в январе – июне 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 5,8%).

С начала 2021 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 564,5 млрд кВт·ч, что на 6,0% больше объёма выработки в январе – июне 2020 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за первые шесть месяцев 2021 г. составила 556,0 млрд кВт·ч, что на 6,2% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния 29 февраля високосного 2020 г. рост выработки за январь – июнь 2021 г. составил по ЕЭС России 6,8%, по России в целом 6,7%.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение шести месяцев 2021 г. несли ТЭС, выработка которых составила 304,9 млрд кВт·ч, что на 8,4% больше, чем в январе – июне 2020 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 104,3 млрд кВт·ч (на 0,2% меньше, чем за первые шесть месяцев 2020 г.), АЭС – 110,3 млрд кВт·ч (на 7,0% больше, чем в аналогичном периоде 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 33,8 млрд кВт·ч (на 1,3% больше, чем за январь – июнь 2020 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 2021 г. представлены в таблице.

ПМЭФ-2021

4 июня в рамках Петербургского международного экономического форума прошла сессия «Мировая электроэнергетика нового времени: вызовы и возможности», на которой председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий представил доклад о ключевых мировых тенденциях трансформации энергосистем. В дискуссии приняли участие министр энергетики Российской Федерации Николай

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Июнь 2021 г.	Январь – июнь 2021 г.	Июнь 2021 г.	Январь – июнь 2021 г.
Востока	3,2 (3,8)	23,3 (3,6)	2,8 (4,8)	22,0 (4,2)
Сибири	15,9 (7,4)	109,2 (5,1)	15,7 (4,1)	109,9 (4,3)
Урала	18,8 (8,7)	129,2 (3,9)	18,8 (8,8)	127,6 (2,4)
Средней Волги	8,4 (3,0)	58,3 (4,0)	8,3 (12,9)	55,4 (7,6)
Центра	17,4 (13,1)	123,7 (11,7)	18,3 (7,6)	127,5 (7,2)
Северо-Запада	8,2 (13,6)	57,6 (4,8)	6,6 (5,1)	49,1 (4,7)
Юга	8,3 (5,5)	54,7 (7,0)	7,9 (10,6)	53,1 (7,6)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно прошлого года без учёта влияния 29 февраля 2020 г.

Шульгинов и руководители крупнейших энергетических компаний и профессиональных объединений.

В своём выступлении Фёдор Опадчий отметил, что в последние годы глобальный энергетический ландшафт переживает фазу глубоких преобразований. Изменения в основном связаны с растущим вниманием к проблемам окружающей среды, целями по декарбонизации всех секторов энергетики, значимыми технологическими изменениями на стороне потребителей в связи с глубокой автоматизацией и цифровизацией их технологических процессов.

Глава российского системного оператора поделился с участниками ПМЭФ-2021 пониманием роли больших энергосистем в новых условиях, сформированным в Ассоциации GO15 – профессиональном сообществе системных операторов, управляющих крупнейшими мировыми энергосистемами. Ассоциация объединяет системных операторов разных стран, управляющих в совокупности 75% производимой в мире электроэнергии. В 2020 г. участниками GO15 проведена совместная работа и подготовлен документ “белая книга”, описывающий видение дальнейшего развития крупных энергосистем в изменяющихся условиях.

“Большие энергосистемы продолжают своё развитие. Позиция по вопросу, является ли распределённая генерация альтернативой крупным энергосистемам, однозначна – нет, не является, – подчеркнул Фёдор Опадчий. – Напротив, развитие распределённой генерации и ВИЭ потребует дальнейшего развития и совершенствования больших энергосистем, поскольку только они способны наиболее эффективно решать ключевые задачи надёжности и безопасности энергоснабжения потребителей, поддерживать качество электроэнергии, а также за счёт конкурентных рыночных механизмов обеспечивать максимальную экономическую эффективность производства электроэнергии”.

Одной из важнейших задач интеграции ВИЭ в энергосистемы, считают участники GO15, является продолжение развития системообразующей сети. Для многих стран необходимость передачи электроэнергии от крупных объектов ВИЭ к центрам питания уже стала основным драйвером развития сетевого комплекса.

Трансформации сетевого комплекса требует и изменение статуса потребителей, которые становятся всё более активными участниками энергорынка. Потребители с собственной генерирующими объектами, накопителями готовы не только изменять собственное потребление по запросу энергосистемы, но и выдавать электроэнергию в сеть. Обеспечение такой возможности требует масштабной перестройки на уровне распределительных сетей.

Ещё одним трендом развития больших энергосистем является участие потребителей в предоставлении дополнительных сервисов, востребованных большой энергосистемой. В частности, ресурсов управления спросом, регулирования напряжения и частоты. “Необходимо развивать организационные и технические инструменты, позволяющие агрегировать в большую энергосистему ресурсы сотен и тысяч конечных потребителей, которые они готовы добровольно предложить на рыночных условиях”, – отметил Фёдор Опадчий. В качестве примера он привёл пилотный проект Системного оператора по внедрению механизма управления спросом на электроэнергию. “К настоящему моменту в балансировании спроса и предложения на оптовом рынке участвует уже более 300 конечных потребителей общим объёмом 750 МВт, что сопоставимо с регулировочным диапазоном нескольких крупных блоков ГРЭС. Таким образом, создан новый рыночный механизм, позволяющий потребителям конкурировать с производителями в секторе оптового рынка, ранее являвшегося исключительно сектором конкуренции поставщиков”, – подчеркнул Председатель Правления АО “СО ЕЭС”.

Важной задачей, стоящей перед отраслевыми регуляторами государств, в энергосистемах которых значимую долю за-

нимают генерирующие объекты на ВИЭ, имеющие, как известно, условно нулевую стоимость производства киловатт-часа, является корректировка традиционных моделей рынков электроэнергии и мощности. ВИЭ снижает спрос на электроэнергию, вырабатываемую традиционными генерирующими объектами и соответственно её доход на оптовом рынке, при этом востребованность предоставляемых традиционными производителями ресурсов поддержания надёжности – регулирование частоты, напряжения, перетоков мощности не только не снижается, а существенно возрастает с увеличением доли ВИЭ в энергосистеме. Модели рынка должны быть адаптированы для корректной оценки таких ресурсов.

Взаимодействие с Росстандартом

25 июня в АО “СО ЕЭС” состоялось заседание технического комитета по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика” Росстандарта и Межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 541 “Электроэнергетика”. Заседание прошло под руководством заместителя председателя правления АО “СО ЕЭС” – руководителя дирекции по развитию ЕЭС, заместителя председателя ТК 016 Александра Ильенко. Участники рассмотрели итоги работы межгосударственного и национального технических комитетов по стандартизации за 2020 г. и вопросы участия ТК 016/МТК 541 в реализации соглашения Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС СНГ) с Электроэнергетическим Советом СНГ (ЭЭС СНГ). Члены ТК 016/МТК 541 обсудили предложения в программы национальной и межгосударственной стандартизации на 2022 г. и в перспективные программы работы на 2023 – 2027 г. Рассмотрен вопрос формирования Фонда стандартов МТК/ТК – проекта перечня стандартов и закрепления за национальным и межгосударственным техническими комитетами действующих межгосударственных и национальных стандартов для определения необходимости актуализации или отмены документов.

Открывая совещание, Александр Ильенко отметил, что в прошлом году изменился состав МТК 541, полноправным членом которого стала Республика Казахстан. На сегодняшний день МТК 541 включает в качестве полноправных членов шесть государств и два государства в качестве наблюдателей. Говоря об общих итогах работы Технического комитета по стандартизации “Электроэнергетика”, он поблагодарил руководство и сотрудников наиболее активных организаций-участников технического комитета за участие в развитии национальной стандартизации. Также он отметил, что Минэнерго России ведёт активную работу по включению в нормативно-правовые акты уровня Минэнерго и Правительства России отсылочных норм на разработанные техническим комитетом национальные стандарты. Таким образом, несмотря на добровольный принцип национальной стандартизации, наиболее критичные требования национальных стандартов ГОСТ Р становятся обязательными для применения в отрасли.

Ответственный секретарь ТК 016, начальник отдела стандартизации Департамента параллельной работы и стандартизации АО “СО ЕЭС” Юрий Фёдоров представил доклад об итогах деятельности ТК/МТК “Электроэнергетика” за 2020 г. и начало 2021 г. Он отметил, что за этот период по программе межгосударственной стандартизации завершены работы и приняты: обновлённый ГОСТ 21027-2021 “Системы электроэнергетические. Термины и определения”, изменение № 1 к ГОСТ 29322-2014 “Напряжения стандартные”, изменение № 1 к ГОСТ 24278-2016 “Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования” и изменение № 1 к ГОСТ 28969-91 “Турбины паровые стационарные малой мощности. Общие технические условия”.

По программе национальной стандартизации утверждены 42 стандарта, включая документы по стандартизации по тематике подкомитетов:

- ПК-1 “Электроэнергетические системы” (базовая организация – АО “СО ЕЭС”) – 19 стандартов;
- ПК-2 “Электрические сети (магистральные и распределительные)” (базовая организация – ПАО “Россети”) – 5 стандартов;
- ПК-3 “Тепловые электрические станции” (базовая организация – ОАО “ВТИ”) – 1 стандарт;
- ПК-4 “Гидроэлектростанции” (базовая организация – ПАО “РусГидро”) – 1 стандарт;
- ПК-5 “Распределенная генерация (включая ВИЭ)” (базовая организация – АО “ВетроОГК”) – 5 стандартов;
- ПК-6 “Силовая электроника в электроэнергетике” (базовая организация – ПАО “ФСК ЕЭС”) – 9 стандартов;
- ПК-7 “Интеллектуальные технологии в электроэнергетике” (базовая организация – АО “СО ЕЭС”) – 2 стандарта.

С предложениями в Программу национальной и межгосударственной стандартизации на 2022 г. и Перспективную программу работы МТК 541/ТК 016 на 2023 – 2027 гг. выступили руководители и представители базовых организаций подкомитетов и совместных рабочих групп (СРГ): руководитель ПК-1 Александр Ильенко; представитель ПК-2, заместитель директора Департамента технической политики ПАО “Россети” Григорий Гладковский; представитель ПК-3, заведующая отделением автоматизации ОАО “ВТИ” Наталья Зорченко; представитель ПК-4, директор Департамента технического регулирования ПАО “РусГидро” Тимур Хазиахметов; руководитель ПК-5, заместитель генерального директора по развитию технического и нормативного регулирования АО “Новавинд” Егор Гринкевич; руководитель ПК-7, директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов; руководитель СРГ-2 “Токи короткого замыкания” (базовая организация – ФГБОУ ВО “НИУ “МЭИ”), заведующий кафедрой электрических станций ФГБОУ ВО “НИУ МЭИ” Юрий Гусев.

В Программу национальной стандартизации на 2022 г. предложено внести разработку 15 стандартов, а в Перспективную программу работы ТК 016 на 2023 – 2027 гг. – 65 стандартов. Предложения, в частности, направлены на дальнейшее развитие стандартизации в области дистанционного управления активной мощностью ТЭС и проведения испытаний дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, установление единых норм и требований к системам регулирования генерирующего оборудования ГЭС и ТЭС, автоматизированным системам мониторинга устройств РЗА, системам накопления электрической энергии, методикам оценки технического состояния гидрогенераторов и гидротурбин, вопросам обеспечения безопасного обслуживания, ремонта и реконструкции гидротехнических сооружений и оборудования. Поступившие предложения также направлены на развитие серии стандартов “Информационная модель электроэнергетики”, стандартизацию в области автоматизированных систем предиктивной диагностики и систем удаленного мониторинга и диагностики, установление единой методики расчёта коротких замыканий в электроустановках постоянного и переменного тока, развитие стандартизации в области ВИЭ.

Участники заседания рассмотрели план реализации Соглашения МГС СНГ с ЭЭС СНГ на 2022 – 2025 гг., который предусматривает обмен планами и программами работ по межгосударственной стандартизации, проведение совместных мероприятий, подготовку предложений по разработке, обновлению и отмене межгосударственных стандартов, обмен нормативными правовыми и техническими документами, правовой и технической информацией, представляющей взаимный интерес.

При обсуждении организационных пунктов повестки заседания рассмотрены основные изменения в проекте нового Положения о ТК 016 и проведено голосование по обновлению состава организаций – членов технического комитета. При рассмотрении вопросов учтены положения новых двух основополагающих стандартов – ГОСТ Р 1.1 – 2020 по правилам создания и деятельности ТК и ГОСТ Р 1.2 – 2020, устанавливающего правила разработки, утверждения, обновления, внесения поправок и отмены национальных стандартов. Всего на заседании рассмотрено семь актуальных вопросов деятельности МТК/ТК “Электроэнергетика”. По его итогам приняты решения, направленные на дальнейшее развитие национальной и межгосударственной стандартизации в области электроэнергетики.

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

Комплекс мероприятий, проведённый Системным оператором в период прохождения половодья 2021 г., позволил значительно повысить эффективность использования гидроэнергетических ресурсов Волжско-Камского и Ангаро-Енисейского каскадов. Комплекс мероприятий включал в себя планирование и управление режимами работы энергетического оборудования, внедрение цифровых технологий регулирования частоты и перетоков активной мощности, обеспечение участия во вторичном регулировании частоты тепловых электростанций, проведение предварительных испытаний готовности к регулированию в паводковый период.

Одним из ключевых показателей эффективности использования гидроресурсов как одного из наиболее экономичных энергоносителей является выработка электроэнергии гидроэлектростанциями. По итогам паводка 2021 г. выработка Жигулевской, Волжской и Саяно-Шушенской ГЭС достигла рекордных значений за весь период эксплуатации этих гидроэлектростанций.

Выработка электроэнергии Жигулевской и Волжской ГЭС в мае 2021 г. составила 1698 и 1835 млн кВт·ч соответственно. Это максимальный показатель месячной выработки за всю историю эксплуатации гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада. Предыдущее рекордное значение месячной выработки электроэнергии было установлено на Жигулевской ГЭС более 40 лет назад, в мае 1978 г. Выработка Саяно-Шушенской ГЭС в мае 2021 г. достигла 2779 млн кВт·ч, что стало максимальным значением в мае за весь период эксплуатации ГЭС. Предыдущее значение было установлено в мае 1997 г. и составило 2628 млн кВт·ч.

Значительно повысить эффективность использования гидроресурсов помогли последовательная работа Системного оператора по развитию современных цифровых технологий оперативно-диспетчерского управления, комплексный подход при подготовке к паводковому периоду, слаженная работа подразделений Системного оператора во время половодья.

До запуска в 2011 г. рынка услуг по обеспечению системной надёжности (рынка системных услуг) автоматическое вторичное регулирование частоты в ЕЭС России осуществлялось гидроэлектростанциями Волжско-Камского каскада. Гидроэлектростанции – это источники генерирования, имеющие наибольшую маневренность и способные оперативно увеличивать или снижать выработку под управлением цифровой системы автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности (АВРЧМ), компенсируя возникающие в ЕЭС отклонения частоты.

Появление рынка системных услуг позволило привлекать для регулирования частоты в условиях обильных паводков тепловые электростанции, предоставляющие услугу автоматического вторичного регулирования, поскольку в это время объём притока воды может превышать пропускную способность турбин ГЭС. В условиях наполненности водохранилищ в половодье это приводило к необходимости открытия холо-

стых водосбросов и, как следствие, снижало эффективность использования гидроэнергоресурсов.

В паводок 2021 г., который отличался особенной полноводностью, впервые к регулированию частоты электрического тока в I синхронной зоне ЕЭС России практически не привлекались ГЭС Волжско-Камского каскада. Регулирование осуществлялось преимущественно тепловыми электростанциями и частично гидроэлектростанциями Сибири, подключенными в 2020 г. к системе АВРЧМ. Такой подход позволил минимизировать объёмы холостых сбросов воды на ГЭС Волжско-Камского каскада и максимально полно использовать водные ресурсы Российской Федерации для задач электроэнергетики.

Развитие

Правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики под председательством заместителя Председателя Правительства Российской Федерации Александра Новака 10 июня одобрила долгосрочную программу развития АО «СО ЕЭС» на 2020 – 2024 годы. Проект документа был представлен в Правительство РФ в октябре 2020 г. в соответствии с одобренными правительством в апреле 2014 г. методическими рекомендациями по разработке долгосрочных программ развития стратегических акционерных обществ и федеральных государственных унитарных предприятий, а также акционерных обществ, доля Российской Федерации в уставных капиталах которых в совокупности превышает 50%. В соответствии с этими же методическими рекомендациями Минэнерго России направляло проект на согласование в Росимущество и Минэкономразвития России.

Цель всех мероприятий долгосрочной программы – выполнение стратегической цели Системного оператора, которая заключается в управлении энергетическим режимом Единой энергосистемы России для надёжной и экономически эффективной согласованной работы объектов электроэнергетики, оказывающих друг на друга взаимное влияние. Выполнение стратегической цели контролируется через достижение ключевых показателей эффективности, таких как время работы ЕЭС с частотой, соответствующей нормальному уровню в соответствии с предусмотренными нормативными документами параметрами, обеспечение устойчивости режимов работы ЕЭС, качество технологической деятельности диспетчерских центров по обеспечению безаварийного функционирования ЕЭС России, производительность труда, рассчитываемая по утвержденной Минэкономразвития РФ Методике расчёта показателей производительности труда предприятия, выполнение инвестиционной программы, снижение операционных расходов и других показателей.

Неотъемлемая часть долгосрочной программы развития АО «СО ЕЭС» на период 2020 – 2024 гг. – развитие цифровых технологий оперативно-диспетчерского управления в соответствии с направлениями национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации». В их числе – технологии дистанционного управления оборудованием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров Системного оператора, системы мониторинга переходных режимов, системы мониторинга запаса устойчивости.

Реализация мероприятий программы по этим стратегическим направлениям позволит в 5 – 10 раз сократить время производства оперативных переключений при плановых переключениях и ликвидации аварий в ЕЭС России, повысить скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, снизить риск ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, добиться увеличения пропускной способности контролируемых сечений в среднем на 5 – 15% с соответствующим экономическим эффектом на оптовом рынке электроэнергии и мощности, повысить качество анализа переходных электроэнергетических режимов в аварийных ситуациях.

Долгосрочная программа предусматривает инновационное развитие. Среди основных направлений инноваций в оперативно-диспетчерском управлении – внедрение оперативно-информационного комплекса нового поколения и интегрированных с ним автоматизированных систем диспетчерского управления, внедрение и развитие технологий нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования частоты в ЕЭС России, развитие механизма управления спросом на электрическую энергию на розничных рынках с использованием агрегаторов управления спросом и другие проекты.

Важная часть долгосрочной программы – техническое перевооружение и реконструкция. Эта деятельность включает в себя проекты по совершенствованию технологий, технических принципов, алгоритмов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, модернизации и замены действующего технологического оборудования, средств и систем, программно-аппаратных комплексов. В том числе – технологий управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчётности, информационно-вычислительных, программно-технических и телекоммуникационных систем, автоматизированных систем диспетчерского управления, сбора и передачи информации, а также систем обеспечения информационной безопасности диспетчерских центров.

Предусмотрено также развитие технологической инфраструктуры диспетчерского управления за счёт строительства новых зданий диспетчерских центров в тех регионах, где они ещё не построены к настоящему времени.

Программа долгосрочного развития включает мероприятия, направленные на замещение приобретаемой иностранной продукции на отечественную, эквивалентную по техническим характеристикам и потребительским качествам.

Агрегаторы управления спросом

Председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий 15 июня принял участие в заседании комиссии по электроэнергетике Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП), посвящённом вопросу формирования целевой модели управления спросом на электроэнергию. Глава Системного оператора представил шаги по внедрению этого нового для ЕЭС России рыночного инструмента. В настоящее время ценозависимое потребление электроэнергии внедрено для потребителей оптового рынка и находится на стадии пилотного проекта для розничных потребителей.

Развитие технологий управления спросом – один из актуальных технологических трендов в мировой энергетике, открывающий возможности для повышения экономической эффективности рынков электроэнергии и сокращения затрат потребителей на энергоснабжение, отметил Фёдор Опадчий. Применение нового рыночного инструмента позволяет повысить эффективность загрузки генерирующих мощностей за счёт сокращения использования в пиковые часы наиболее дорогих мощностей, а также приводит к трансформации роли потребителей в энергосистеме, позволяя им выступать в качестве поставщиков ресурсов регулирования электроэнергетического баланса и получать за это дополнительный экономический эффект.

В рамках пилотного проекта ресурс агрегированного управления спросом учитывается в рынке на сутки вперед (РСВ) для оптимизации выработки – для исключения загрузки дорогих энергоблоков и увеличения загрузки эффективных генерирующих мощностей с лучшими топливными затратами. С запуском целевой модели экономическая эффективность использования ресурса управления спросом возрастет за счёт его полноценного учёта во всех секторах оптового рынка. Учёт объёмов управляемого спроса в ВСВГО позволит оптимизировать состав включаемого генерирующего оборудования, а учёт ресурсов управления спросом в долгосроч-

ном конкурентном отборе (КОМ) позволит получать долгосрочный эффект за счёт оптимизации структуры генерирующих мощностей.

“Сегодня в КОМе учитываются оптовые объёмы управления спросом. По мере накопления статистики, повышения уровня готовности потребителей и общего роста доверия к новому рыночному механизму ресурс управления спросом будет реально конкурировать с наиболее дорогими генерирующими мощностями и сможет вытеснять их из баланса мощностей”, – подчеркнул председатель правления АО “СО ЕЭС”.

В своём выступлении Фёдор Опадчий уделил особое внимание вопросам создания условий для повышения фактической готовности потребителей к исполнению принятых на себя обязательств. “Сегодня в рамках пилотного проекта исполнение агрегаторами обязательств по разгрузке составляет примерно 50%. В действующей модели оплачиваются только фактически оказанные услуги. Соответственно, если потребитель фактически не разгружался, то он и не получает оплаты. В тоже время для полноценного учёта объёмов управляемого спроса при планировании и управлении режимами работы энергосистемы нам нужна достоверная информация о степени исполнимости принятых потребителями обязательств”, – отметил глава Системного оператора.

В заключение Фёдор Опадчий предложил план действий, направленных на изменение нормативно-правовой базы по внедрению в отрасли целевой модели управления спросом. “Мы предлагаем продлить пилотный проект в текущих параметрах на 2022 г., что позволит в течение 2021 – 2022 гг. принять изменения в федеральное законодательство и необходимые постановления правительства, а также решить целый спектр задач, связанных с процедурами заключения договоров на ценозависимое снижение потребления и настройкой финансово-расчётной системы. Таким образом, целевая модель должна заработать с 2023 г.”, – сказал Фёдор Опадчий.

Заседание прошло под председательством члена бюро правления РСПП, председателя Комиссии по электроэнергетике РСПП Григория Березкина, в работе заседания приняли участие первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Валерий Селезнев, директор Департамента развития электроэнергетики Минэнерго РФ Андрей Максимов, начальник отдела тарифного регулирования оптового рынка электроэнергии ФАС России Светлана Багданцева, председатель правления Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний Наталья Невмержицкая, начальник управления координации энергосбытовой деятельности Дирекции по энергетике ПАО “ЛУКОЙЛ” Андрей Буянов-Уздальский и генеральный директор ООО “Энергосбытохолдинг” Евгений Ольхович.

Участники дискуссии обсудили условия, необходимые для развития бизнеса агрегаторов управления спросом в России, поделились опытом участия в пилотном проекте внедрения новой технологии, рассмотрели предложения по изменению нормативно-правовых актов, регламентирующих проведение пилотного проекта и целевую модель управления спросом.

Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

Филиалы Системного оператора ОДУ Северо-Запада и Ленинградское РДУ (осуществляет оперативно-диспетчерское управление энергосистемой Санкт-Петербурга и Ленинградской обл.) обеспечили режимные условия для ввода в работу оборудования для выдачи мощности двух новых энергоблоков ВВЭР-1200 Ленинградской АЭС, введённых в эксплуатацию вместо двух отработавших свой ресурс энергоблоков РБМК-1000. Проект, включавший строительство нового и реконструкцию существующего оборудования для выдачи мощности новых энергоблоков ЛАЭС,

реализовывался с 2017 г. в рамках инвестиционной программы АО “Концерн “Росэнергоатом”. Под руководством и при непосредственном участии Системного оператора, обеспечивающего режимные условия для ввода оборудования, введены в работу пять новых воздушных линий 330 кВ общей протяжённостью более 290 км и открытое распределительное устройство 750 кВ Ленинградской АЭС после реконструкции.

Модернизация схемы выдачи мощности позволила не только обеспечить выдачу мощности новых энергоблоков, имеющих большую установленную мощность, чем прежде, но и исключить ранее требуемое 50%-ное ограничение мощности двух существующих энергоблоков РБМК-1000 при отключении ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Ленинградская.

Ещё одним важным эффектом реконструкции схемы выдачи мощности стало увеличение суммарной пропускной способности автотрансформаторных групп 750/330 кВ на связях ОЭС Северо-Запада с ОЭС Центра. Снижение ограничений приёма-передачи мощности позволит увеличить возможности участия станций ОЭС Северо-Запада в регулировании баланса мощности в ЕЭС России.

В процессе проектирования, реконструкции и строительства объектов схемы выдачи мощности Ленинградской АЭС специалисты Системного оператора принимали участие в рассмотрении и согласовании всей документации, необходимой для включения новых энергоблоков: от технического задания и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям до проектной и рабочей документации новых электросетевых объектов. Они осуществили расчёты параметров настройки и выдачи заданий на настройку устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, определили допустимые перетоки мощности в контролируемых сечениях схемы выдачи мощности ЛАЭС для нормальной и ремонтных схем, подготовили необходимые инструктивные материалы, обеспечивающие допустимые режимы работы ЛАЭС в составе ОЭС Северо-Запада.

Цифровизация отрасли

Филиал АО “СО ЕЭС” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Юга” (ОДУ Юга) и “Региональное диспетчерское управление энергосистем Ростовской области и Республики Калмыкия” (Ростовское РДУ) совместно с ООО “Энел Рус Винд Азов (100% дочернее общество ПАО “Энел Россия”) успешно провели испытания и ввели в работу автоматизированную систему дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования Азовской ВЭС из диспетчерского центра Системного оператора. Азовская ВЭС установленной мощностью 90 МВт стала первой ветряной электростанцией ЕЭС России, на которой внедрена технология дистанционного управления как активной, так и реактивной мощностью генерирующего оборудования. Ранее в ЕЭС России дистанционное управление и активной, и реактивной мощностью применялось только на солнечных электростанциях. Благодаря конструктивной позиции ПАО “Энел Россия” и эффективному сотрудничеству с Системным оператором, впервые в ЕЭС России такой проект реализован на ВЭС, что позволяет обеспечить полноценную эффективную интеграцию в Единую энергосистему ветровых станций, характеризующихся резкопеременной нагрузкой.

До сих пор на ВЭС в России осуществлялись проекты дистанционного управления только активной мощностью, что повышает эффективность участия электростанции в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме, а также за счёт оперативного снижения выдаваемой активной мощности по командам Системного оператора способствует максимально быстрому восстановлению нормальной режимно-балансовой ситуации при отклонении электроэнергетического режима от планового диспетчерского графика – напри-

мер, в случае аварий в энергосистеме. В свою очередь, дистанционное управление реактивной мощностью Азовской ВЭС создает дополнительный инструмент противоаварийного управления и оптимизации электроэнергетических режимов ОЭС Юга за счёт оперативного регулирования уровней напряжения в узлах электрической сети.

Собственнику энергообъекта дистанционное управление даёт возможность оптимизировать схему оперативного обслуживания ВЭС, отказавшись от необходимости постоянного дежурства оперативного персонала на станции в пользу её обслуживания оперативно-выездной бригадой.

Введённый в эксплуатацию комплекс дистанционного управления предусматривает автоматизированное управление из диспетчерского центра Ростовского РДУ технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием 26 ветроустановок, объединённых схемой выдачи мощности, через единую локальную автоматизированную систему управления (АСУТП) по специальным цифровым каналам связи. Одновременно реализована функция дистанционного управления установленными на подстанции ВЭС коммутационными аппаратами, обеспечивающими возможность полного отключения ВЭС или ограничения выдачи её мощности вплоть до 0 МВт в случае нештатных ситуаций, а также заземляющими ножами распределительного устройства электростанции.

В рамках проекта специалисты ОДУ Юга и Ростовского РДУ совместно с ПАО “Энел Россия” принимали участие в подготовке технического задания на проектирование, согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием и режимами работы Азовской ВЭС, а также в разработке программы комплексных испытаний этой системы, предшествующих её вводу в эксплуатацию.

При подготовке к комплексным испытаниям специалисты АО “СО ЕЭС” провели необходимую настройку оперативно-информационного комплекса (ОИК) в Ростовском РДУ, совместно с ПАО “Энел Россия” протестировали телеметрические системы обмена информацией между электростанцией и диспетчерским центром Системного оператора. Для обеспечения проведения испытаний Ростовским РДУ также был реализован комплекс режимных мероприятий.

В 2020 г. в энергосистемах Ростовской обл. и Республики Калмыкия реализованы проекты дистанционного управления активной мощностью Гуковской, Каменской, Сулинской, Целинской, Салынской и Казачьей ветровых электростанций. С подключением к системе дистанционного управления Азовской ВЭС общая мощность ветряных электростанций региона, на которых внедрена новая технология, составила 638 МВт, или 8% суммарной установленной мощности всех генерирующих объектов.

Развитие инновационной цифровой технологии Системный оператор осуществляет в сотрудничестве с субъектами электроэнергетики в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 года, предусматривающей переход на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы объектов электрической сети 220 кВ и выше и генерирующих объектов мощностью выше 25 МВт в ЕЭС России.

29 июня в ходе онлайн-презентации Альманаха лучших практик, созданном участниками ассоциации “Цифровая энергетика”, Системный оператор представил пилотный проект по созданию агрегаторов управления спросом. Презентация альманаха прошла в формате видео-конференц-связи с участием представителей отраслевых министерств и Государственной Думы, крупнейших энергетических компаний.

Председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий в приветственном слове к участникам высоко оценил результаты работы исполнительного аппарата ассоциации “Цифровая

энергетика” по сбору и систематизации в альманахе информации о российском и зарубежном опыте цифровой трансформации. Он подчеркнул важность подобных обзоров для развития межотраслевого диалога в процессе цифровизации, отметив, что “развивать направления цифровизации невозможно внутри отдельных организаций”.

Фёдор Опадчий в качестве основных направлений цифровизации в электроэнергетике отметил последовательное совершенствование традиционных деловых процессов, обеспечивающих работу энергосистемы за счёт применения современных цифровых решений, часто с получением качественного нового уровня их исполнения. А также – создание принципиально новых бизнес-моделей и субъектов новых рынков, возможное только за счёт развития информационных технологий. В обеих сферах Системный оператор имеет свои разработки. Одни из них (как, например, дистанционное управление режимами работы объектов в энергосистеме) активно тиражируются, другие (к примеру, агрегаторы управления спросом розничных потребителей) находятся в стадии пилотирования и активного развития.

Доклад о развитии этого нового сектора рынка в электроэнергетике – услуг по управлению спросом – представил начальник Департамента рынка системных услуг АО “СО ЕЭС” Максим Кулешов.

Агрегаторы управления спросом – компании, консолидирующие возможности к снижению потребления единичных, относительно небольших потребителей, – появились в рамках реализации пилотного проекта начиная с июля 2019 г. Ключевой предпосылкой к созданию внедрению ценозависимого потребления, по словам Максима Кулешова, стало стремительное развитие телекоммуникаций и средств автоматизации производств, а также осознание потребителями собственных технологических возможностей по управлению собственным электропотреблением по запросу энергосистемы. “Механизмы управления спросом получили широкое развитие именно благодаря тому, что современные цифровые технологии делают регуляторный ресурс потребителя доступным и относительно необременительным для самого потребителя”, – заявил он.

С момента запуска пилотного проекта новый механизм регулирования баланса электроэнергии подтвердил свою работоспособность, а также высокую заинтересованность в развитии этого инструмента со стороны потребителей розничного рынка электроэнергии и организаций электроэнергетической отрасли. По словам Максима Кулешова, за время проведения “пилота” в нём приняли участие 70 компаний-агрегаторов, представляющих интересы свыше 350 объектов управления, а географический охват проекта превысил 50 регионов России. Всего с III квартала 2019 г. по II квартал 2021 г. объём ресурсов управления спросом увеличился более чем в 10 раз – с 50 до 963 МВт по итогам отбора на III квартал 2021 г.

“Использование ресурсов потребителей позволяет повысить эффективность работы энергосистемы и создаёт новые механизмы оптимизации затрат на энергоснабжение, а также увеличивает коэффициент использования эффективных генерирующих объектов. Внедрение механизма управления спросом создаёт новый высокотехнологичный сегмент рынка и является стимулом для развития и внедрения инновационных цифровых решений в сфере разработки платформ для агрегирования ресурсов потребителей и обмена данными, автоматизации производства, различных аналитических сервисов”, – подчеркнул Максим Кулешов.

В числе основных задач по внедрению новой модели экономических отношений на ближайшую перспективу он назвал принятие необходимых законодательных изменений в 2022 г. для внедрения целевой модели управления спросом, учёт ресурсов управления спросом при проведении КОМ на 2028 г., начало оказания услуг по управлению потреблением на оптовом рынке с 2023 г. Прогнозный объём рынка услуг по

управлению спросом составляет к 2025 г. 4 ГВт, к 2030 г. – 5 ГВт, сообщил он.

Натурные испытания

АО “СО ЕЭС” совместно с ПАО “РусГидро” и “Россети ФСК ЕЭС” (ПАО “ФСК ЕЭС”) успешно провели натурные испытания, экспериментально подтвердившие эффективность регулирования частоты в Западном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) средствами автоматики регулирования частоты (мощности) при выделении энергорайона на изолированную работу. Целью испытаний стала проверка правильности взаимодействия Централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) Якутской энергосистемы и групповых регуляторов активной мощности (ГРАМ) Каскада Вилюйских ГЭС в процессе первичного и автоматического вторичного регулирования частоты в Западном энергорайоне.

Программно-аппаратный комплекс ГРАМ предназначен для управления активной мощностью как всей ГЭС, так и её отдельных гидроагрегатов – поддержания и изменения плановой мощности станции или группы агрегатов по заданию, введённому оператором, отработки заданий вторичной мощности, поступающих по каналам связи от управляющего вычислительного комплекса ЦС АРЧМ, распределения суммарной заданной мощности на гидроагрегаты по необходимому оптимизационному критерию и с учётом их индивидуальных особенностей, а также контроля исполнения задания активной мощности каждым гидроагрегатом.

Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности Якутской энергосистемы – многоуровневая система управления нормальным режимом работы энергосистемы Якутии. Обеспечивает централизованное автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме путём управления мощностью Каскада Вилюйских ГЭС. Введена в промышленную эксплуатацию в 2019 г. после присоединения региональной энергосистемы к Объединённой энергосистеме Востока.

В ходе испытаний диспетчеры Якутского РДУ выполнили переключения для перевода Западного энергорайона на изолированную работу, контролировали процесс регулирования в нём частоты, а также обеспечили поддержание резервов вторичного регулирования в объёме, достаточном для надёжного функционирования энергорайона в условиях его изолированной работы. Специалисты АО “СО ЕЭС” в процессе испытаний проверили работу ЦС АРЧМ в режиме регулирования частоты в изолированном районе с различными параметрами настроек автоматики.

В течение шести часов испытаний в Западном энергорайоне в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем поддерживалась частота тока на уровне $50 \pm 0,2$ Гц с допустимыми кратковременными выходами частоты за указанные пределы до $50,0 \pm 0,4$ Гц.

На момент ввода ЦС АРЧМ Якутской энергосистемы в 2019 г. схемно-режимные условия не позволяли без риска нарушения электроснабжения потребителей проверить опытным путём эффективность регулирования частоты электрического тока в условиях изолированной работы. В первую очередь потому, что при переходе на изолированную работу ЦС АРЧМ функционировала в режиме ограничения перегрузки по мощности и токовой перегрузки, а регулирование частоты выполнялось оперативным персоналом электростанции, назначенной для этого диспетчерским центром Системного оператора. Проведение испытаний стало возможным в результате модернизации системы автоматического управления гидроагрегатами на Каскаде Вилюйских ГЭС, выполненной ПАО “РусГидро” в 2020 г.

“Успешно проведённые натурные испытания подтверждают возможность осуществлять регулирование частоты электрического тока средствами автоматики – без участия оперативного персонала электростанций – при необходимости работы Якутской энергосистемы в изолированном режиме. Автоматическое регулирование частоты в таких условиях критически важно, так как позволяет максимально оперативно стабилизировать энергосистему. Подобные испытания являются важной частью работы Системного оператора по повышению надёжности энергосистемы за счёт её устойчивости в аварийных ситуациях”, – прокомментировал итоги испытаний генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров.

Назначения

18 июня заместителем председателя правления АО “СО ЕЭС” – руководителем дирекции по развитию ЕЭС назначен Александр Ильенко, с 2010 г. занимавший должность директора по управлению развитием ЕЭС. В число основных функций нового подразделения Системного оператора войдёт ряд новых задач в дополнение к выполняемой Системным оператором функции соблюдения технологических аспектов перспективного планирования и развития ЕЭС России.

В сферу ответственности дирекции, в частности, будет включено обеспечение прозрачной формализованной процедуры вывода из эксплуатации объектов по производству электрической энергии, предусмотренной постановлением Правительства РФ от 30.01.2021 № 86, с определением необходимых в связи этим технических решений по перспективному развитию ЕЭС России. Также в круг задач нового подразделения войдут запуск и проведение регулярной процедуры расчётов балансовой надёжности ЕЭС России с целью объективной оценки объёмов перспективного резерва мощности. Для эффективного выполнения этих и других задач необходима максимальная координация соответствующих функциональных направлений в исполнительном аппарате, филиалах и дочерних обществах АО “СО ЕЭС”, в связи с чем к функционалу создаваемой дирекции также будут отнесены вопросы развития дочерней структуры АО “СО ЕЭС” – научно-технического холдинга Группа компаний “НТЦ ЕЭС”.

Александр Ильенко родился 30 мая 1972 г. в Невинномысске Ставропольского края. В 1994 г. окончил Ставропольский политехнический институт, в 2002 г. получил степень MBA в ГОУ ВПО “Российская экономическая академия им. Г. В. Плеханова”. Трудовой путь начал ещё будучи студентом на Предприятии Западных электрических сетей АО “Ставропольэнерго” с должности оператора отдела энергосбыта. В оперативно-диспетчерском управлении работает с 1996 г. С 2003 г. работает в исполнительном аппарате Системного оператора: изначально в должности заместителя начальника Оперативно-диспетчерской службы, затем – заместителя главного диспетчера. В 2004 г. назначен директором по развитию технологий диспетчерского управления. В 2010 г. – директором по управлению развитием ЕЭС. В ноябре 2011 г. на заседании Совета директоров ОАО “СО ЕЭС” избран в состав правления компании. В 2015 г. ему присвоено звание “Почётный энергетик”, в мае 2021 г. за большой вклад в развитие топливно-энергетического комплекса и многолетнюю добросовестную работу Александр Ильенко награждён медалью ордена “За заслуги перед Отечеством” II степени.

30 июня на 58-м внеочередном заседании Электроэнергетического совета СНГ председатель правления АО “Системный оператор Единой энергетической системы” Фёдор Опачий назначен председателем Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2021 – 2022 гг. КОТК – рабочий орган Электроэнергетического совета СНГ. Основные задачи комиссии состоят в согласовании

принципов управления режимами совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, организации разработки технических документов, анализе оперативно-технологического управления, координации программ подготовки оперативного персонала и координации взаимодействия энергосистем стран СНГ и Балтии при подготовке и осуществлении совместной работы.

В состав КОТК входят представители энергокомпаний стран СНГ и Балтии, осуществляющих эксплуатацию национальных электрических сетей и/или оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, уполномоченные руководством указанных компаний. Члены КОТК – полномочные представители Российской Федерации, Азербайджана, Армении, Беларуси, Казахстана, Молдовы, Таджикистана, Узбекистана, Кыргызской Республики, Украины.

С 2004 по 2021 г. председателем КОТК являлся председатель правления АО “СО ЕЭС” Борис Аюев.

ЭЭС СНГ образован в соответствии с Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ, подписанным главами правительств государств СНГ 14 февраля 1992 г. Одна из основных целей ЭЭС СНГ заключается в создании отношений партнёрства и сотрудничества между государствами СНГ в области электроэнергетики.

Генеральным директором Филиала АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Юга” (ОДУ Юга) назначен Вячеслав Афанасьев, ранее работавший заместителем генерального директора ОДУ Юга. 7 июня председатель правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий представил коллективу ОДУ Юга назначенного генерального директора филиала компании. “Вячеслав Валериевич – один из наиболее компетентных и авторитетных руководителей Системного оператора, отлично разбирающийся в специфике и особенностях функционирования Объединенной энергосистемы Юга. Его знания и опыт безусловно помогут обеспечить устойчивую работу активно развивающегося энергообъединения, и при этом решить стоящие перед филиалом актуальные внутренние задачи оптимизации деловых процессов, внедрения перспективных цифровых технологий, расширение форм электронного взаимодействия с субъектами отрасли”, – отметил Фёдор Опадчий.

Вячеслав Афанасьев родился 21 октября 1971 г. в Тбилиси. В 1995 г. окончил Ставропольский политехнический институт по специальности “электроэнергетические системы и сети”.

Трудовой путь начал в 1995 г. в филиале РАО “ЕЭС России” – АО “Карачаево-Черкессэнерго” – с должности инженера Центральной службы изоляции и перенапряжений, и уже через несколько месяцев был назначен начальником службы. С 1996 по 2001 г. работал заместителем главного инженера – начальником Центральной диспетчерской службы АО “Карачаево-Черкессэнерго”. В 2001 г. перешёл на работу в ОАО “Кавказская энергетическая управляющая компания” на должность начальника отдела по технической политике, позже работал начальником Службы оперативно-коммерческих расчетов ТРДЦ “ФОРЭМ” – филиала РАО “ЕЭС России” ОДУ Северного Кавказа.

В Системном операторе работает с 2002 г.: сначала возглавлял Службу оперативного планирования режимов и сопровождения рынка ОДУ Юга (до 2005 г. – ОДУ Северного Кавказа), в 2005 г. был назначен на должность заместителя главного диспетчера, в 2006 г. на должность директора по развитию технологий диспетчерского управления. С 2011 г. Вячеслав Афанасьев работал заместителем генерального директора ОДУ Юга.

АО “Атомэнергомаш”

Волгодонский филиал “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовил комплект колен главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) для блока № 7 АЭС Тяньвань. Работы по изготовлению колен ГЦТ проводятся в три этапа. Сначала заготовкам с помощью пресса придают овальную форму. Второй этап – штамповка. Детали около двух часов нагреваются при 870°C, а затем около часа при 1080°C. Затем пресс при усилии в 6300 т давит на заготовку и формирует изделия с углом в 90°. На третьем этапе необходимо выполнить закалку готовых колен. Для этого горячие крутоизогнутые заготовки достают из печи, с помощью крана их направляют в закалочный бак с водой. Время на операцию – не должно превышать 10 мин. В общей сложности изготовят 12 колен ГЦТ. Масса одного колена – 7 т, наружный диаметр – 995 мм.

После штамповки специалисты завода проведут визуально-измерительный контроль, разрушающие и неразрушающие методы контроля и механическую обработку.

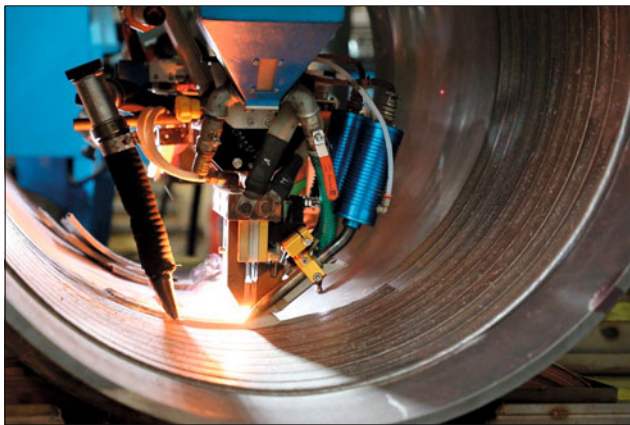


Главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ) предназначены для соединения основного оборудования первого контура АЭС: реактора, парогенераторов и главных циркуляционных насосов. По ним циркулирует теплоноситель – вода с температурой 320°C и давлением до 17,6 МПа. Трубопроводы относятся к первой категории сейсмостойкости и способны выдерживать землетрясение в девять баллов. Общая протяженность трубопровода – более 160 м.

Петрозаводский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) приступил к изготовлению труб главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) для энергоблока №5 АЭС Куданкулам (Индия). На внутреннюю поверхность трубных заготовок начали наносить антикоррозионный слой методом электрошлаковой наплавки. Всего для энергоблока № 5 АЭС Куданкулам будет наплавлено 33 трубы, а также комплекты колец для аттестации технологии сварки и аттестации сварщиков на монтаже. Главный циркуляционный трубопровод внутренним диаметром 850 мм, общей длиной 146 м соединяет основное оборудование первого контура АЭС: реактор, парогенераторы и главные циркуляционные насосы.

ГЦТ АЭС предназначен для циркуляции теплоносителя первого контура при температуре до 330°C под высоким давлением 160 атм. Для защиты трубопровода от агрессивного воздействия теплоносителя на внутреннюю поверхность кованых заготовок наносят антикоррозионное покрытие. Напомним, Петрозаводскмаш первым в России освоил техноло-

гию изготовления бесшовных плакируемых труб для атомных электростанций.



Ранее Петрозаводскмаш уже успешно изготовил и отгрузил такое оборудование для блоков № 3 и 4 АЭС Куданкулам и в дальнейшем изготовит ГЦТ для блока № 6 этой станции.

АО “ОКБМ Африкантов” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаши) стало лауреатом международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей 2021 г. На конкурс было представлено 196 работ от 88 организаций, относящихся к нефтегазовой отрасли, угольной и торфяной промышленности, электроэнергетике, возобновляемой энергетике, трубопроводному транспорту, атомной энергетике и горнодобывающей промышленности.

Среди участников международного конкурса – ПАО “Газпром”, ПАО “Российские сети”, ПАО “Мосэнерго”, ООО “Лукойл”, ООО “Транснефть”, АО “Силовые машины”, АО “Концерн Росэнергоатом”.

Оценивала проекты конкурсная комиссия под председательством заместителя министра энергетики РФ Павла Сироткина. В составе комиссии – представители Федерального собрания РФ, Минэнерго России, научных и общественных организаций, учреждений высшего профессионального образования.

Конкурсные работы оценивались по ряду показателей: актуальность разработки для развития топливно-энергетической и добывающей отрасли, новизна разработки, научно-технический уровень, область применения, предполагаемый масштаб использования результатов, экономический эффект и др.

По итогам конкурса ОКБМ удостоено звания лауреата второй премии за работу “Создание отечественных погружных криогенных электронасосов для технологических комплексов СПГ”. В состав авторского коллектива вошли – заместитель главного конструктора центробежных машин и арматуры Илья Коробов, заместитель начальника департамента объединенного производства Александр Порошин, начальник бюро Дмитрий Дормидонтов, начальник бюро Виктор Мордашов, инженер-конструктор Михаил Соленников.

В рамках представленной работы были разработаны и поставлены первые отечественные криогенные электронасосы. Поставка насосного оборудования была выполнена в 2019 г. в рамках контракта, заключенного между ОКБМ и предприятием газодобывающей отрасли. Контрактом была предусмотрена поставка двух криогенных электронасосов для перекачки сжиженного природного газа (СПГ) и одного электронасоса для перекачки этана.

Учёные АО “НПО “ЦНИИТМАШ” успешно реализуют проект, в рамках которого получен способ значительного повышения коррозионной стойкости и создан новый многослойный коррозионностойкий материал для ответст-

венных конструкций. Главная цель проекта – разработка более совершенного материала, который можно использовать в условиях коррозионно-активной среды. По словам заведующего отделом физико-химических методов исследования металлов, канд. техн. наук Андрея Гуденко: “Разработанный нами материал почти в десять раз более устойчив к коррозии, чем классические стали. Помимо этого, нами разработаны режимы и материалы для получения сварных соединений, которые не уступают по свойствам основному металлу, а по некоторым показателям превосходят”.

Чтобы получить приоритет применимости этого материала для атомной промышленности уже сейчас проводится его апробация в реальных или близких к реальным средам. В рамках взаимодействия по проекту с АО “ИРМ” проводятся реакторные испытания нового материала в условиях агрессивной радиационной (реакторной) среды. Определяются механические свойства: адгезия, относительное удлинение, прочностные характеристики, а также исследуются качества многослойного металла неразрушающими методами: ультразвуковым и рентгенографическим. Данные исследования помогут получить ответ, насколько эти методы применимы и стоит ли их вносить в техническую документацию.

На данном этапе сформировано техническое задание, определена программа испытаний и исследований, получена поддержка на платформе ЕОТП, производится подготовка технической документации и исследуются свойства коррозионной стойкости, определяются технические условия для изготовления изделий из нового материала.

ПАО “РусГидро”

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС

Мощность Усть-Среднеканской ГЭС, возводимой РусГидро в Магаданской области, увеличилась на 58,5 МВт – до 369 МВт. Это стало возможным в результате замены временного рабочего колеса турбины гидроагрегата №1 на постоянное.



Усть-Среднеканская ГЭС – один из крупнейших инвестиционных проектов РусГидро. Станция на реке Кольме возводится в несколько этапов. Первые два гидроагрегата станции были введены в эксплуатацию в 2013 году с использованием временных рабочих колес гидротурбин, адаптированных к работе на пониженном напоре воды. С временным рабочим колесом гидроагрегат может развивать мощность 84 МВт, замена колеса на постоянное позволяет увеличить мощность гидроагрегата до проектного значения – 142,5 МВт. Гидроагрегаты № 3 (введенный в эксплуатацию в 2019 году) и № 4 (его пуск запланирован на 2022 год) изначально используют постоянные рабочие колеса.

Новое рабочее колесо изготовлено в Санкт-Петербурге на Ленинградском металлическом заводе, который входит в состав концерна “Силовые машины”. Его диаметр составляет 5,8 м, высота – более 3 м, масса – 86 т. На Усть-Среднекан-

скую ГЭС рабочее колесо было доставлено в марте этого года, после чего в сжатые сроки была произведена замена временного колеса на постоянное. Постоянное рабочее колесо для гидроагрегата № 2 также уже доставлено на станцию.

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС продолжается в плановом режиме. Ввод в эксплуатацию гидроагрегата №4 и выход станции на проектную мощность 570 МВт запланированы на 2022 год, завершение строительства – на 2023 год.

Строительство второй очереди Якутской ГРЭС-2

Техническая часть проекта и результаты инженерных изысканий второй очереди Якутской ГРЭС-2 получили положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России». Технические решения в проекте строительства новой тепловой электростанции признаны обоснованными и соответствующими всем установленным требованиям.

Получение положительного заключения – необходимое условие для получения разрешения на строительство и начала строительных работ. Вторая очередь Якутской ГРЭС-2 заменит изношенную Якутскую ГРЭС, отработавшую более 50 лет. Проектная установленная электрическая мощность второй очереди составит 160,4 МВт, тепловая мощность – 201 Гкал/ч, проектная среднегодовая выработка электроэнергии – 1,1 млрд кВтч.

Совместно с первой очередью Якутской ГРЭС-2, которую РусГидро ввело в эксплуатацию в 2017 году, новая станция обеспечит теплом и электроэнергией жителей более чем 300-тысячной столицы Республики Саха (Якутия). Вторая очередь Якутской ГРЭС-2 расположится в центре электрических и тепловых нагрузок Якутска, обеспечив надежное энергоснабжение потребителей.

На станции будет использовано современное высокоэффективное оборудование, которое будет изготовлено на российских предприятиях: две газотурбинные установки с котлами-утилизаторами. Использование газотурбинных установок значительно повысит маневренные возможности станции, позволяя ей гибко реагировать на изменения энергопотребления в энергосистеме. В качестве топлива новая электростанция будет использовать природный газ – самый экологичный вид ископаемого топлива.

Новая станция будет размещена вблизи Якутской ГРЭС, что позволит значительно сократить затраты на строительство благодаря частичному использованию инфраструктуры действующей станции (сети газоснабжения, объекты выдачи электрической и тепловой мощности, дороги и т.п.). Существующая Якутская ГРЭС после завершения строительства новой станции, намеченного на 2025 год, будет выведена из эксплуатации.

Модернизация Кубанской ГАЭС

Проект масштабной модернизации старейшей гидроаккумулирующей электростанции России, Кубанской ГАЭС, получил положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России». Проект реализуется в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро.

В ходе экспертизы проекта, разработанного АО «Мособлгидропроект» (входит в Группу РусГидро), была подтверждена обоснованность принятых проектировщиками решений. Запланировано строительство нового здания ГАЭС на берегу водохранилища, в котором разместятся шесть современных обратимых насос-турбинных гидроагрегатов. Здание будет соединено с существующим водоприемником при помощи двух новых турбинных водоводов. Использование высокоэффективного оборудования позволит увеличить мощность Кубанской ГАЭС в турбинном режиме до 18,9 МВт (на 19%), в насосном режиме – до 19,44 МВт (на 30%). Одновременно среднегодовая выработка электроэнергии возрастет до 18,6 млн кВтч, или более чем на 50%.

Также планируется замена всего комплекса гидромеханического (затворы, сороудерживающие решетки) и кранового оборудования, реконструкция гидротехнических сооружений: водоприемника, холостого водосброса, шлюза-регулятора, подводящего канала, плотины Кубанского водохранилища.



Кубанская гидроаккумулирующая электростанция мощностью 15,9 МВт в турбинном режиме и 15 МВт в насосном режиме является головной электростанцией Каскада Кубанских ГЭС и работает в режиме сезонного регулирования. В летний паводковый период станция функционирует в турбинном режиме, заполняя Кубанское водохранилище водой, поступающей из Большого Ставропольского канала, и вырабатывая при этом электроэнергию. В зимний меженьный период Кубанская ГАЭС переключается в насосный режим, подавая воду из водохранилища в канал и обеспечивая тем самым работу остальных девяти гидроэлектростанций каскада.

Кубанская ГАЭС была введена в эксплуатацию более 50 лет назад, в 1968 году. За это время оборудование станции достигло высокой степени износа. Кроме того, насос-турбины станции, созданные на основе серийных насосов, имеют сниженный КПД и ограничения по режимам работы.

Развитие локальной энергетики в Якутии

В 41 отдаленном населенном пункте, изолированном от единой энергосистемы России и централизованного энергоснабжения, будут построены современные автономные энергокомплексы, включающие высокоэффективные дизельные электростанции (ДЭС), ВИЭ-генерацию и накопители энергии.



Новые энергокомплексы будут возведены в девяти муниципальных районах республики. Общая мощность новых дизельных электростанций составит 47 МВт, солнечных электростанций – 14 МВт. Проекты будут профинансированы и реализованы ООО «Группа ЭНЭЛТ» (проведет работы в 13

населенных пунктах), ООО «Хевел Энергосервис» (17 населенных пунктов) и ООО «Гидроэлектромонтаж» (11 населенных пунктов), которые были выбраны по итогам проведенных конкурсных процедур. С победителями конкурсов заключены энергосервисные контракты. Ввод нового оборудования в эксплуатацию запланирован на 2022 – 2023 гг.

В рамках энергосервисных договоров предусматривается создание автономных энергетических комплексов, включающих в себя современные высокоэффективные дизельные электростанции, ВИЭ-генерацию, в качестве которой в данном случае выступают солнечные электростанции, и системы аккумулирования энергии. Применение ВИЭ-электростанций и высокоэкономичных дизель-генераторов позволит значительно сократить объемы завоза дорогостоящего органического топлива, а также снизить воздействие на окружающую среду. Элементы каждого энергокомплекса будут объединены автоматизированной системой управления, обеспечивающей наиболее эффективную работу комплекса с минимизацией потребления топлива. Плановая экономия топлива составит, в зависимости от конкретного населенного пункта, от 10% до 70%.

Энергосервисные договоры предполагают финансирование всех работ за счет средств инвесторов, с которыми заклю-

чены договоры. Построенные инвесторами энергокомплексы будут эксплуатироваться персоналом Сахаэнерго. Возврат инвестиций будет осуществляться по результатам достигнутой эффективности за счет сохранения экономии расходов на топливо в тарифе в течение не менее 10 лет, после чего энергокомплексы перейдут в собственность Сахаэнерго.

Первые энергосервисные договоры по созданию автономных энергокомплексов в шести якутских поселках в Якутии были заключены в 2020 году, в настоящее время подрядные организации уже ведут завоз оборудования и строительные работы. Также проводятся конкурсные процедуры по энергокомплексам в еще 25 населенных пунктах, договоры планируется заключить в текущем году.

В рамках механизма энергосервисных договоров РусГидро планирует создать автономные энергокомплексы с использованием ВИЭ в 72 населенных пунктах в Якутии и в 7 на Камчатке. Общая мощность новых дизельных электростанций, планируемых к вводу в эксплуатацию на Дальнем Востоке в рамках реализуемого РусГидро механизма энергосервисных договоров, превысит 90 МВт, мощность ВИЭ-электростанций составит около 30 МВт.

Организаторы



Официальная поддержка



Содействие



27-29 октября ВДНХЭКСПО Уфа 2021

Российский энергетический форум

Энергетика Урала

XXVII специализированная выставка

Instagram [ref_ufa](#), [energyexpo](#) Facebook [energobvk](#) #рэфуфа #энергетикаурала



По вопросам выставки
+7 (347) 246-41-93
energo@bvkexpo.ru

По вопросам форума
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

Регистрация на форум www.refbvk.ru
+7 (347) 246-42-81
kongress@bvkexpo.ru

Техническая поддержка
