

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 марте 2021 г. составило 98,6 млрд кВт·ч, что на 5,4% больше объёма потребления за март 2020 г. Потребление электроэнергии в марте 2021 г. в целом по России составило 100,1 млрд кВт·ч, что на 5,2% больше аналогичного показателя 2020 г. В марте 2021 г. электростанции ЕЭС России выработали 100,8 млрд кВт·ч, что на 6,8% больше, чем в марте 2020 г. Выработка электроэнергии в России в целом в марте 2021 г. составила 102,3 млрд кВт·ч, что на 6,6% больше выработки в марте прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в марте 2021 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 57,6 млрд кВт·ч, что на 8,8% больше, чем в марте 2020 г. Выработка ГЭС за третий месяц 2021 г. составила 16,4 млрд кВт·ч (на 6,7% меньше уровня 2020 г.), АЭС – 20,3 млрд кВт·ч (на 14,9% больше уровня 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 6,0 млрд кВт·ч (на 1,3% больше уровня 2020 г.).

Максимум потребления мощности в ЕЭС России в марте 2021 г. зафиксирован 11 марта в 10:00 по московскому времени и составил 147 143 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 9789 МВт (7,1%).

Среднемесячная температура воздуха в марте текущего года составила –4,3°C, что на 5,0°C ниже аналогичного показателя 2020 г.

Потребление электроэнергии за первые три месяца 2021 г. в целом по России составило 301,5 млрд кВт·ч, что на 3,9% больше, чем за такой же период 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – выше на 5,0%). В ЕЭС России потребление электро-

энергии с начала года составило 296,9 млрд кВт·ч, что так же на 3,9% больше, чем в январе – марте 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – выше на 5,1%).

С начала 2021 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 308,3 млрд кВт·ч, что на 4,9% больше объёма выработки в январе – марте 2020 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за первые три месяца 2021 г. составила 303,6 млрд кВт·ч, что на 5,0% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния 29 февраля високосного 2020 г. рост выработки за январь – март 2021 г. составил по ЕЭС России 6,1%, по России в целом – 6,0%.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение трёх месяцев 2021 г. несли ТЭС, выработка которых составила 180,0 млрд кВт·ч, что на 7,0% больше, чем в январе – марте 2020 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 47,3 млрд кВт·ч (на 4,7% меньше, чем за первые три месяца 2020 г.), АЭС – 57,2 млрд кВт·ч (на 7,8% больше, чем в аналогичном периоде 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 17,9 млрд кВт·ч (на 0,5% больше, чем за январь – март 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 март и три месяца 2021 г. представлены в таблице.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Март 2021 г.	Январь – март 2021 г.	Март 2021 г.	Январь – март 2021 г.
Востока	4,2 (6,3)	13,3 (5,3)	4,0 (4,2)	12,8 (4,6)
Сибири	19,4 (3,6)	59,3 (3,0)	19,5 (3,4)	59,5 (2,9)
Урала	22,9 (2,1)	69,4 (1,0)	23,0 (1,2)	68,6 (–0,1)
Средней Волги	10,4 (4,8)	30,8 (6)	10,0 (6,7)	29,8 (4,7)
Центра	23,3 (12,9)	70,4 (11,7)	23,3 (8,4)	69,9 (7,4)
Северо-Запада	10,7 (9,0)	31,5 (1,4)	8,9 (4,6)	27,2 (5,0)
Юга	9,8 (11,4)	28,9 (6,7)	9,8 (13,3)	29,1 (6,2)

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

Вводы в эксплуатацию новых объектов

Специалисты филиалов АО “СО ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири” (ОДУ Сибири) и “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области” (Иркутское РДУ) разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения комплексного опробования и ввода в работу новых линий электропередачи (ВЛ) 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1, 2, 3, 4 и подстанции (ПС) 220 кВ ТАЗ в Иркутской энергосистеме. Строительство ПС 220 кВ ТАЗ трансформаторной мощностью 1336 МВ·А и ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1, 2, 3, 4 выполнено в рамках реализации I этапа технических условий на технологическое присоединение электроустановок Тайшетского алюминиевого завода ООО “РУСАЛ” к электрическим сетям ОАО “ИЭСК”.

В процессе проектирования, строительства и подготовки к вводу в работу ПС 220 кВ ТАЗ и линий электропередачи 220 кВ специалисты Системного оператора принимали участие в подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение новых объектов, технических заданий на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной и рабочей документации, разработке комплексных программ опробования напряжением и ввода оборудования в работу. При подготовке к испытаниям и вводу новых энергообъектов в работу специалистами Системного оператора выполнены расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для различных схем и этапов включения оборудования, определены параметры настройки устройств релейной защиты и автоматики, протестированы телеметрические системы сбора и передачи информации в Иркутское РДУ.

Выполненные специалистами Системного оператора расчёты электроэнергетических режимов позволили осуществить весь комплекс работ без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых компаний.

Итоги испытаний подтвердили готовность ПС 220 кВ ТАЗ и ВЛ 220 кВ Озерная – ТАЗ № 1, 2, 3, 4 к вводу в работу. Включение ПС 220 кВ ТАЗ в сеть 220 кВ Иркутской энергосистемы обеспечит возможность запуска Тайшетского алюминиевого завода с нагрузкой на I этапе в объёме 200 МВт (проектная мощность завода 1440 МВт).

Цифровое дистанционное управление

25 марта в Казани на базе ФГБОУ ВО “Казанский государственный энергетический университет” прошло заседание Научно-технического совета (НТС) по вопросам развития энергетического комплекса Республики Татарстан. Директор Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан” (РДУ Татарстана) Андрей Большаков рассказал членам НТС о внедрении технологии дистанционного управления и других важнейших проектах цифровизации электроэнергетики. Научно-технический совет состоялся при поддержке Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан и ассоциации “Цифровая энергетика”. В мероприятии приняли уча-

стие представители энергокомпаний Республики Татарстан.

Главной темой доклада директора РДУ Татарстана Андрея Большакова и начальника Оперативно-диспетчерской службы РДУ Татарстана Рустама Альтапова стали перспективные направления цифровизации отрасли, позволяющие получить реальные технологические и экономические эффекты – как для собственников объектов электроэнергетики, так и для энергосистемы страны в целом.

Внедрение цифровых технологий позволяет существенно расширить возможности управления технологическими процессами производства, выполнении переключений, и изменением эксплуатационного состояния оборудования и устройств на объектах электроэнергетики, снизить аварийность и травматизм, минимизировать вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала, обеспечить необходимый уровень качества и надёжности электроснабжения потребителей электрической энергии, а также обеспечить ликвидацию аварий в кратчайшие сроки.

Основная часть доклада руководителей РДУ Татарстана была посвящена одной из ключевых мер повышения надёжности функционирования ЕЭС России и электроснабжения потребителей – организации дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА объектов электроэнергетики из диспетчерских центров Системного оператора, а также внедрению системы доведения плановой мощности (СДПМ) до электростанций. Андрей Большаков и Рустем Альтапов рассказали о технологических особенностях объектов региональной электроэнергетики, на которых возможна реализация дистанционного управления, перечислили требования к АСУТП объектов и автоматизированных рабочих мест персонала, назвали основные технические особенности технологии дистанционного управления.

“Организация дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА энергообъектов из диспетчерских центров Системного оператора является одной из приоритетных задач цифровизации оперативно-диспетчерского управления и отрасли в целом. Положение о повсеместном применении дистанционного управления включено в принятую в прошлом году новую Энергетическую стратегию России. Она предусматривает необходимость перехода на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы сетевых объектов 220 кВ и выше, генерирующих объектов 25 МВт и более в ЕЭС России к 2035 г. Таким образом, задача развития технологий дистанционного управления фактически поставлена правительством перед всеми субъектами электроэнергетики”, – отметил Андрей Большаков в ходе своего выступления.

Системный оператор как инициатор внедрения технологии в ЕЭС России активно участвует в формировании принципов и технических требований для реализации дистанционного управления путём разработки нормативно-технической базы, участвует в реализации пилотных проектов по внедрению технологии на энергообъектах.

По состоянию на начало 2021 г. из диспетчерских центров Системного оператора в региональных энерго-

системах осуществляется дистанционное управление оборудованием более 40 подстанций 110 – 500 кВ. Все же в ЕЭС России в соответствии с согласованными с сетевыми компаниями планами-графиками предполагается организовать до 2025 г. автоматизированное дистанционное управление оборудованием свыше 200 подстанций.

Технология автоматического доведения плановой мощности также используется и для управления генерирующим оборудованием в процессе оперативного управления режимом ЕЭС России – по итогам 2020 г. завершены проекты по подключению 17 гидроэлектростанций к СДПМ, реализовано дистанционное управление из диспетчерских центров АО “СО ЕЭС” на 14 электростанциях, работающих на ВИЭ.

На заседании Штаба по обеспечению безопасности электроснабжения в Республике Татарстан 19 марта директор Филиала АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан” (РДУ Татарстана) Андрей Большаков рассказал о первоочередных задачах по цифровизации электроэнергетики и сформулировал предложения по организации достижения целевых показателей в развитии дистанционного управления энергообъектами. Андрей Большаков обратил внимание на необходимость обеспечения решения одной из важнейших задач по развитию цифрового дистанционного управления, включенной в новую Энергетическую стратегию Российской Федерации на период 2020 – 2035 гг. Документ предусматривает, в том числе, переход к 2035 г. на 100%-ное дистанционное управление из диспетчерских центров АО “СО ЕЭС” режимами работы объектов электросетевого хозяйства 220 кВ и выше и генерирующих объектов установленной мощностью 25 МВт и более.

“Цифровое дистанционное управление оборудованием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров развивается во всех крупных энергосистемах мира и рассматривается как обязательное условие эффективной и надёжной работы современной энергосистемы. Руководство нашей страны определило развитие этой технологии одним из приоритетных направлений цифровизации электроэнергетики, что также нашло отражение в итоговом протоколе Всероссийского совещания “О ходе подготовки субъектов электроэнергетики и объектов ЖКХ к прохождению отопительного сезона 2020 – 2021 годов”. Субъектам отрасли рекомендовано включать в свои инвестиционные программы мероприятия по оснащению объектов электроэнергетики системами дистанционного управления, а руководству субъектов Российской Федерации – ежегодно контролировать включение этих затрат в инвестпрограммы”, – отметил Андрей Большаков.

Руководитель республиканского диспетчерского центра выступил с инициативой по созданию механизма организации ежегодного контроля включения мероприятий по реализации дистанционного управления в инвестпрограммы субъектов электроэнергетики Республики Татарстан при рассмотрении и утверждении их органами республиканской исполнительной власти.

Как подчеркнул Андрей Большаков, энергосистема Татарстана – одна из лидеров в развитии дистанцион-

ного управления в ЕЭС России. Системным оператором в партнерстве с АО “Сетевая компания” уже реализованы совместные проекты по дистанционному управлению электросетевым оборудованием, а также – впервые в стране – устройствами релейной защиты (РЗА). Совместно с АО “Татэнерго” и ООО “Нижекамская ТЭЦ-2” разрабатываются проекты дистанционного управления нагрузкой генерирующих объектов – автоматического доведения до электростанций в режиме реального времени значений планового диспетчерского графика и задания плановой мощности. “Всё это – реальные шаги к цифровой трансформации энергетики, позволяющие получить значительный системный эффект за счет построения на базе новых цифровых технологий более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и энергосистемы в целом”, – отметил Андрей Большаков.

Заседание штаба прошло под председательством заместителя руководителя штаба по обеспечению безопасности электроснабжения в Республике Татарстан – заместителя премьер-министра Республики Татарстан, министра промышленности и торговли Республики Татарстан Альберта Каримова. Обсуждались также вопросы организации постоянного взаимодействия субъектов электроэнергетики, ответственных потребителей электроэнергии с органами исполнительной власти при выполнении профилактических мероприятий по подготовке инфраструктурных и социальных объектов к прохождению паводкового и пожароопасного периодов, меры по повышению безопасности функционирования электроэнергетических объектов в паводковый и пожароопасный периоды 2021 г., оснащения социально-значимых объектов автономными резервными источниками электроснабжения, включая объекты коммунального хозяйства, организации надёжного электроснабжения при проведении Единого государственного экзамена. Кроме того, в рамках заседания подведены итоги работы энергоснабжающих организаций, электросетевых и генерирующих компаний Республики Татарстан в отопительный сезон 2020/2021 г.

Цифровизация

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Забайкальского края” (Забайкальское РДУ) приступил к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в контролируемом сечении “Маккавеево” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Применение СМЗУ для определения МДП при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Забайкальского края позволит увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемом сечении “Маккавеево” до 15% и обеспечит возможность дополнительного использования до 30 МВт пропускной способности без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей.

Использование цифровой системы также позволит снизить количество диспетчерских команд на изменение загрузки электростанций Юго-Восточного энерго-

района энергосистемы Забайкальского края (Харанорской ГРЭС и ТЭЦ ППГХО).

СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта МДП на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта значения МДП в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме и тем самым обеспечивает дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности. В ряде случаев эта цифровая система может стать альтернативой строительству новых ЛЭП.

Внедрение СМЗУ – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в энергосистемах и дистанционным управлением оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется на 30 контролируемых сечениях (на 24 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 6 контролируемых сечениях РДУ операционной зоны ОДУ Сибири).

В операционной зоне Забайкальского РДУ в 2021 г. планируется ввод СМЗУ для ещё восьми контролируемых сечений. Ожидаемый эффект – повышение использования пропускной способности электрической сети и минимизация объёмов ограничений потребления в послеаварийных режимах.

Системный оператор ввёл в промышленную эксплуатацию новое поколение информационно-управляющей системы ведения электронного оперативного журнала, позволяющей автоматизировать ряд деловых процессов и повысить эффективность работы с информацией.

Информационно-управляющая система (ИУС) “Электронный оперативный журнал” является подсистемой оперативно-информационного комплекса (ОИК) – основного программного продукта диспетчерского персонала Системного оператора, при помощи которого осуществляется управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Внедрение ИУС выполнялось в рамках поэтапного перехода на ОИК нового поколения, построенного на более современной платформе с поддержкой Единой информационной модели ЕЭС России, основанной на принципах общей информационной модели (СІМ, Common Information Model).

“Электронный оперативный журнал” предназначен для автоматизированного ведения, хранения и анализа записей диспетчерского и дежурного персонала. Ключевые функции – внесение, корректировка и отмена записей об изменении состояния генерирующего оборудования, ЛЭП, устройств РЗА, аварийных событиях и др., просмотр, поиск и фильтрация записей, приём и передача смены. Основные пользователи новой ИУС – диспетчеры. Также его используют и другие специали-

сты, осуществляющие круглосуточное дежурство: дежурные информаторы, дежурные инженеры по оперативному планированию, дежурные специалисты Службы оперативной эксплуатации.

Оперативный журнал исторически является одним из важнейших механизмов контроля и отчётности диспетчерского персонала – надёжным и эффективным инструментом передачи актуальной информации между диспетчерскими сменами. Он стал использоваться в 1920-х годах одновременно с появлением оперативно-диспетчерского управления в отечественной электроэнергетике. Изначально это были бумажные документы, к которым предъявлялись требования строгой отчётности. С начала 2000-х годов начался перевод оперативных журналов в электронный формат. В настоящее время этот формат продолжает активно развиваться. Новая информационно-управляющая система стала уже вторым поколением электронных оперативных журналов, внедрённых в Системном операторе и пришла на смену предыдущей, морально и технологически устаревшей, версии электронного оперативного журнала.

Новая версия электронного оперативного журнала выполняет свои функции в привязке к объектам Единой информационной модели, что обеспечивает возможность гибкой “бесшовной” интеграции с другими ИУС, поддерживающими СІМ. Кроме того, в отличие от предыдущей версии ИУС, которая требовала установки программного обеспечения на рабочие места пользователей, новая система, благодаря реализации в виде веб-приложения, исключает такую необходимость. Теперь запуск и выполнение функций электронного оперативного журнала осуществляются при помощи интернет-браузера, в том числе с мобильных устройств.

К настоящему времени на новую систему ведения оперативного журнала переведены все филиалы Системного оператора.

Системный оператор Единой энергетической системы приступил к поэтапному вводу в промышленную эксплуатацию “Системы связи для оперативных переговоров с субъектами электроэнергетики по технологии VoIP” (ССОП-VoIP). Использование новой системы позволит повысить качество оперативных переговоров диспетчеров с персоналом субъектов электроэнергетики. Внедрение ССОП-VoIP поможет также снизить капитальные и эксплуатационные затраты субъектов отрасли на создание и модернизацию систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора и систем сбора и передачи информации (СОТИАССО/ССПИ) за счёт конвергенции разных типов трафика – телефонной связи и данных – в одной мультисервисной сети и более эффективного использования каналов связи на базе технологий пакетной передачи данных. Использование технологии VoIP и современного телекоммуникационного оборудования повысит надёжность и наблюдаемость каналов связи до энергообъектов.

Поэтапный переход на использование VoIP осуществляется в рамках перевода обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики, центрами управления субъектов электроэнергетики и

диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» на технологии пакетной передачи данных на базе IP-протоколов.

VoIP (Voice over Internet Protocol) – технология передачи голосовой информации по сетям пакетной передачи данных. Достоинство технологии VoIP в сравнении с традиционными решениями, основанными на технологии TDM (Time Division Multiplexing, временное мультиплексирование), заключается в возможности сжатия голосового трафика с высоким коэффициентом компрессии и динамическим использованием пропускной способности каналов связи.

До внедрения ССОП-VoIP для оперативных переговоров между диспетчерами Системного оператора и персоналом энергообъектов использовалась телефонная связь, организованная по технологии TDM. В ней за каждым каналом телефонной связи постоянно закрепляется фиксированная часть пропускной способности общего цифрового потока, не позволяя использовать этот ресурс для передачи других видов информации, когда канал не занят телефонными переговорами. Технология VoIP не имеет подобных ограничений и позволяет использовать для организации голосовых соединений общие каналы передачи данных, классифицировать и маркировать передаваемые данные, а также управлять очередями и приоритетами трафика в соответствии с алгоритмом работы сетевого оборудования.

С внедрением ССОП-VoIP Системный оператор обеспечит субъектам электроэнергетики возможность организации телефонной связи для оперативных переговоров с использованием технологии VoIP, при этом использование технологии TDM будет продолжаться там, где применение VoIP пока не представляется возможным по финансовым или организационно-техническим причинам.

Использование технологии VoIP для оперативных переговоров, требующих особой надёжности и отказоустойчивости каналов связи и технологий передачи сигнала, было предварительно опробовано в рамках пилотного проекта Системного оператора и ПАО «РусГидро» в 2018 – 2020 гг. В ходе этого успешного проекта подтверждена возможность организации переговоров полностью на базе VoIP между диспетчерским персоналом Главного диспетчерского центра Системного оператора, его филиалами ОДУ Центра и Московское РДУ и оперативным персоналом Загорской ГАЭС.

В 2020 г. инфраструктурой для организации телефонной связи для оперативных переговоров по технологии VoIP оснащены Главный диспетчерский центр Системного оператора и диспетчерские центры 26 филиалов. До конца 2023 г. планируется оснастить все остальные диспетчерские центры.

Агрегаторы управления спросом

Системный оператор провел конкурентный отбор субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по управлению спросом на электрическую энергию в период с апреля по июнь 2021 г. Отбор проводился в рамках пилотного проекта по вовлечению в управление спросом розничных потребителей с участием специализированных организаций-агрегаторов управления спросом. Заявки были поданы 53 компаниями в отно-

шении 345 объектов управления. По итогам процедуры отобраны заявки 38 участников в отношении 239 объектов агрегированного управления.

Среди агрегаторов – энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики, электросетевые и генерирующие компании, а также независимые агрегаторы. Потребители розничного рынка электроэнергии, чью 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, включая частные домохозяйства. Среди них есть государственные и частные компании, в том числе дочерние предприятия зарубежных компаний, а также бюджетные организации.

Предельный объём услуг по управлению спросом на электрическую энергию на 2021 г. составляет 1 % спроса на мощность в соответствующей ценовой зоне оптового рынка электроэнергии: для первой ценовой зоны оптового рынка – 1442,13 МВт, для второй ценовой зоны оптового рынка – 423,88 МВт. Всего поданный плановый объём снижения потребления для первой ценовой зоны оптового рынка составил 832,30 МВт, для второй ценовой зоны оптового рынка – 140,59 МВт, отобранный – 640,80 МВт для первой ценовой зоны, 96,56 МВт – для второй ценовой зоны оптового рынка.

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 255407,48 руб/МВт в месяц, во второй ценовой зоне – 498281,18 руб/МВт в месяц.

На состоявшемся 4 марта экспертном обсуждении результатов пилотного проекта по управлению спросом на электрическую энергию представители АО «СО ЕЭС» рассказали о ходе реализации пилотного проекта, промежуточных итогах и перспективах развития этого нового рыночного инструмента. Обсуждение состоялось в рамках расширенного совместного заседания Секции по вопросам антимонопольного законодательства в части регулирования и контроля за деятельностью отраслей топливно-энергетического комплекса и обеспечения конкуренции в отраслях топливно-энергетического комплекса и Секции по законодательному регулированию деятельности естественных монополий топливно-энергетического комплекса Комитета Государственной Думы по энергетике. В мероприятии приняли участие первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Валерий Селезнев, директор Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики РФ Андрей Максимов, заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опачий, заместитель начальника Управления регулирования электроэнергетики ФАС Филипп Чирков, представители Минэкономразвития, ПАО «Россети», энергосбытовых компаний и отраслевых общественных организаций.

С докладом о ходе пилотного проекта по управлению спросом выступил начальник Департамента рынка системных услуг Системного оператора Максим Кулешов. Механизмы экономического управления спросом внедряются в ЕЭС России с 2016 г. при активной поддержке со стороны Минэнерго. Этот инструмент для потребителей позволяет повысить эластичность спроса на электроэнергию и вовлечь активных потребителей в регулирование физического баланса производства и потребления электроэнергии на всех горизонтах планирования.

В своём докладе Максим Кулешов представил анализ эффективности реализуемого с июля 2019 г. пилотного проекта по развитию управления спросом потребителей розничного рынка электроэнергии при помощи компаний-агрегаторов. Основной задачей пилотного проекта стало создание инфраструктуры, обеспечивающей возможность участия широкого круга розничных потребителей электроэнергии в управлении спросом, а также определение оптимальных экономических, технологических и нормативных параметров такого участия.

Прямой экономический эффект от использования ресурсов управления спросом на электроэнергию в рамках рынка на сутки вперед (РСВ) для всех потребителей оптового рынка электроэнергии за полтора года – с июля 2019 по декабрь 2020 г. – составил 320 млн руб. Кроме того, наблюдается дополнительный эффект для всех потребителей от перехода потребителей от разгрузки в час пик региона к участию в управлении спросом через агрегаторов. В целевой модели работы механизма управления спросом, которую предполагается внедрить по окончании пилотного проекта, ресурсы управления спросом будут включены и в РСВ, и в рынок мощности, а также в ВСВГО и балансирующий рынок. Таким образом, по расчётам Системного оператора, потенциальный эффект в случае, если бы ресурсы управления спросом были учтены при определении спроса на мощность в КОМ, за эти полтора года дополнительно мог бы составить 1,4 млрд руб.

Наибольший эффект для всех типов потребителей ожидается с момента учёта ресурсов управления спросом при определении спроса на мощность. Это можно увидеть на примере стартовавшего в 2017 г. механизма ценозависимого снижения потребления потребителей оптового рынка электроэнергии (ЦЗСП). В 2020 г. механизм ЦЗСП начал учитываться на рынке мощности – при проведении конкурентных отборов мощности (КОМ), формируя экономическую выгоду для всех типов потребителей оптового рынка. Эффект от снижения цены КОМ для всех покупателей оптового рынка электроэнергии от данного механизма на 2021 г. составляет 278 млн руб.

Результаты применения показали работоспособность нового механизма и высокую степень заинтересованности в нём участников рынка. Это, в частности, подтверждается в ходе пилотного проекта ежеквартальным ростом объёма предложений по управлению спросом, расширением географии действующих участников и возрастанием степени их отраслевой диверсификации. К настоящему моменту в “пилоте” в качестве агрегаторов приняли участие в общей сложности более 70

компаний, представляющих интересы свыше 350 объектов управления в 51 регионе России. Интерес к участию в проекте проявили хозяйствующие субъекты разного типа – от частных домохозяйств до промышленных предприятий различных секторов экономики. Всего за время реализации пилотного проекта объём ресурсов управления спросом увеличился более чем в 10 раз – с 50 до 722 МВт.

“Механизм управления спросом потребителей розничного рынка получился высококонкурентным. В частности, анализ поданных заявок на участие в пилотном проекте показывает наличие значительного числа потребителей, готовых оказывать услуги по ценам ниже установленных предельных значений. По итогам конкурентных отборов в течение 2020 г. снижение цены оказания услуг составляло от 7 до 88%”, – сообщил Максим Кулешов.

Участникам совещания была представлена информация об изменениях, планируемых к внесению в условия реализации пилотного проекта в 2021 г. и предлагаемых инструментах повышения эффективности нового экономического механизма. В частности, по результатам анализа экономических и технологических параметров целевой модели управления спросом Наблюдательным советом ассоциации “НП Совет рынка” принято решение с 1 апреля 2021 г. изменить критерии задействования ресурсов управления спросом в РСВ. По результатам модельного расчёта АО “АТС” при объёмах управления спросом, аналогичных реальным показателям августа и сентября 2020 г., применение этих новых критериев могло бы увеличить полученный эффект от использования механизма ЦЗСП в 2 раза – с 32 млн до 69 млн руб.

Рынок системных услуг

Системный оператор провёл конкурентный отбор с субъектами электроэнергетики для оказания услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) с использованием оборудования тепловых электростанций в период с апреля по декабрь 2021 г. Заявки на участие в отборе исполнителей услуг по АВРЧМ подали четыре генерирующие компании – ПАО “ОГК-2”, АО “Татэнерго”, АО “Интер РАО – Электрогенерация”, ООО “БГК” – в отношении 23 энергоблоков. Для оказания услуг по АВРЧМ отобрано 22 тепловых энергоблока с совокупной величиной резервов вторичного регулирования ± 368 МВт. Привлечение тепловых энергоблоков к АВРЧМ в период паводка позволит эффективнее использовать гидроресурсы.

В ЕЭС России для целей АВРЧМ постоянно используются ГЭС как высокоманевренные объекты генерации, способные оперативно увеличивать или снижать выработку под управлением системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, тем самым компенсируя возникающие в ЕЭС отклонения частоты. Для этого часть мощности гидроэлектростанций резервируется под выполнение задачи регулирования. В течение года такое резервирование части мощности, как правило, не влияет на объём производства электроэнергии на ГЭС, так как выработка определяется в первую очередь проточностью и запасами гидроресурсов.

В период паводка объём притока воды может превышать пропускную способность турбин, что в условиях наполненности водохранилищ приводит к необходимости увеличения холостых водосбросов. Привлечение энергоблоков ТЭС к АВРЧМ позволяет на время паводка минимизировать величину размещаемых на ГЭС резервов вторичного регулирования частоты и за счёт этого сокращать объёмы холостых водосбросов, повышая экономическую эффективность функционирования ЕЭС России.

Автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности энергоблоками ТЭС осуществляется в соответствии с требованиями стандартов Системного оператора

Релейная защита и противоаварийная автоматика

Согласно опубликованной на официальном сайте АО “СО ЕЭС” отчётной информации, с 01 января по 31 декабря 2020 г. в ЕЭС России было зафиксировано 57 696 случаев срабатываний устройств РЗА. Число правильных срабатываний составило 55 568 случаев, или 96,31 % их общего количества. Максимальное число случаев неправильной работы устройств РЗА в отчётном периоде было связано с непринятием или несвоевременным принятием мер по продлению срока службы или замене аппаратуры РЗА и её вспомогательных элементов (20,17 %), ошибочными действиями персонала (10,54 %), а также конструктивными недостатками устройств технологической защиты или дефектами в процессе их изготовления (9,69 %). Основными техническими причинами неправильных срабатываний устройств РЗА стали дефекты или неисправности вторичных цепей РЗА (17,22%) и электромеханической аппаратуры (15,60 %), а также физический износ оборудования (10,44 %).

Отчёты сформированы на основании анализа работы более 150 тыс. систем технологических защит на объектах электроэнергетики класса напряжения 110 кВ и выше в соответствии с требованиями Правил технического учёта и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики, утверждённых приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80. Согласно установленным в документе принципам предоставления данных, результаты функционирования устройств РЗА сгруппированы по типам оборудования в отдельности, случаи неправильных срабатываний дополнительно классифицированы по видам организационных и технических причин.

Мониторинг условий эксплуатации и результатов функционирования устройств релейной защиты и автоматики входит в число ключевых деловых процессов Системного оператора и осуществляется в рамках оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению ЕЭС России. Публикация информации о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России осуществляется ежеквартально, начиная с июня 2019 г., в специальном разделе официального сайта АО “СО ЕЭС”.

Основная цель инициативы Системного оператора по открытию общего доступа к результатам анализа функционирования устройств РЗА в масштабах ЕЭС России – содействие организациям электроэнергетики в

оценке эффективности используемых систем релейной защиты и автоматики, выявлении характерных причин неправильных срабатываний, выработке оптимальных решений по устранению недостатков и совершенствованию систем технологических защит как важнейшего механизма для поддержания надёжности и живучести ЕЭС России.

Назначение

Совет директоров АО “СО ЕЭС” 5 апреля 2021 г. принял решение о назначении председателем правления Системного оператора Фёдора Опадчего, ранее работавшего заместителем председателя правления компании. “Фёдор Юрьевич работает в Системном операторе долгие годы и является одним из наиболее опытных специалистов в вопросах функционирования рынка электроэнергии и мощности. Его опыт, знания и опора на профессиональную команду помогут вести компанию по пути развития, задавая тон в решении вопросов, поставленных перед отраслью руководством России”, – отметил министр энергетики Российской Федерации Николай Шульгинов, официально представивший вновь назначенного председателя правления коллективу компании.

Фёдор Юрьевич Опадчий родился 4 января 1974 г. в Москве. В 1997 г. окончил факультет “Электроника и автоматика физических установок” Московского инженерно-физического института, получив специальность инженера-физика.

В 1997 – 1998 гг. прошёл программу переквалификации по направлению “финансовый менеджмент” в Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации. В 1998 – 1999 гг. обучался по Президентской программе подготовки управленческих кадров по специализации “финансовый менеджмент” в Финансовой академии при Правительстве Российской Федерации (в настоящее время – Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации).

В электроэнергетической отрасли начал работать в 2002 г. в должности начальника отдела моделирования и экспертизы НП “Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы”.

В 2004 г. перешёл на работу в ОАО “Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергосистемы” на должность директора по развитию рынка. В 2006 г. переведён на должность директора по развитию и сопровождению рынков ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС” (с 2016 г. АО “СО ЕЭС”). При его непосредственном участии разрабатывались и внедрялись ключевые рыночные инструменты, составляющие технологическую основу оптового рынка электроэнергии и мощности: рынок на сутки вперед, балансирующий рынок и рынок системных услуг, современная технология выбора состава включенного генерирующего оборудования, конкурентный отбор мощности, инструменты управления спросом.

В 2011 г. Фёдор Опадчий вошёл в состав правления компании. В 2012 г. назначен на должность заместителя председателя правления Системного оператора и до настоящего момента курировал направления рынков и ин-

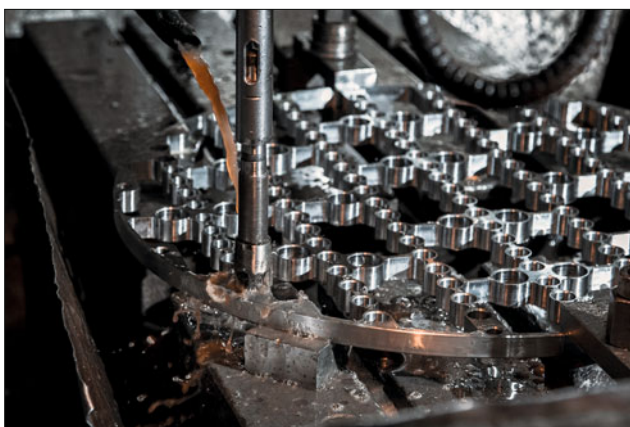
формационных технологий. Под его руководством в Системном операторе разрабатывались и вводились в эксплуатацию самые современные ИТ-инструменты, составляющие основу цифровизации оперативно-диспетчерского управления, – Единая информационная модель ЕЭС России, оперативно-информационный комплекс нового поколения, было проведено глубинное технологическое и организационное реформирование ИТ-блока Системного оператора.

В 2019 г. Фёдор Опадчий был избран президентом Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15 (VLPGO), которая объединяет организации и компании, управляющие энергосистемами с установленной мощностью более 50 ГВт. На этом посту он внёс существенный вклад в развитие международного сотрудничества и обмен опытом системных операторов разных стран по наиболее актуальным вопросам развития мировой электроэнергетики и вызовам, возникающим перед большими энергосистемами в современном мире.

Имеет звания “Почетный энергетик”, “Distinguished Member” (“Заслуженный деятель”) Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – CIGRE, СИГРЭ), дважды был удостоен занесения на Доску почёта Системного оператора. Труд Фёдора Юрьевича отмечен множеством корпоративных, отраслевых и ведомственных наград.

АО “Атомэнергомаш”

АО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) начал изготовление модулей испарителей парогенераторов ПГН-200М. Оборудование предназначено для модернизации третьего энергоблока Белоярской АЭС с целью продления ресурса работы реакторной установки БН-600 до 60 лет. В состав энергоблока входят три парогенератора, каждый из которых состоит из восьми секций. Каждая секция включает в себя три модуля: испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей, объединённых трубопроводами обвязки по воде, пару и натрию. Модульность конструкции даёт возможность оперативной замены отработавших свой срок элементов и, при необходимости, отсечения проблемных модулей без остановки реактора.

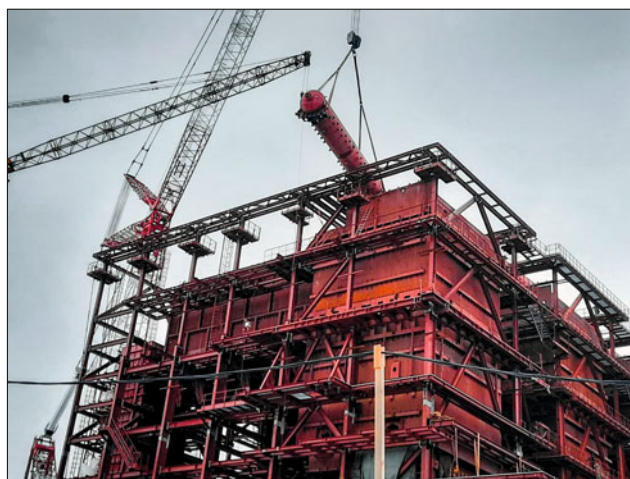


Конструктивно модули аналогичны и представляют собой вертикальные прямотрубные теплообменники с сильфонным компенсатором на корпусе. Испаритель изготавливается из легированной стали 10Х2М. Длина модуля испарителя порядка 17 м, диаметр – 1 м, масса – 420 т. Всего для третьего блока Белоярской АЭС заводом будет изготовлен 21 модуль.

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

АО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) отгрузил комплект котельного оборудования для заводов по энергоутилизации отходов компании “РТ-Инвест”, строящихся в Подмосковье. На строительную площадку в Воскресенском районе Московской обл. вблизи деревни Свистягино отгружены барабан высокого давления и блоки пароперегревателя. Барабан является одним из основных элементов парового котла и служит для разделения поступающей пароводяной смеси на пар и воду. Оборудование уже смонтировано на штатное место.

Для второго завода, строящегося в Наро-Фоминском городском округе Московской обл., отгружены упаковка блоков экранов уплотнительных четвёртого прохода горизонтального газохода, блоки пароперегревателя, тыльный и потолочный экраны третьего прохода топки. Общая масса отгруженной продукции составила свыше 755 т.



Рабочая и конструкторская документация разработана специалистами Управления тепловой энергетики АО “ЗиО-Подольск” и Обособленного подразделения АО “ЗиО-Подольск” в г. Таганроге.

Изготовление оборудования осуществляется по контрактам с дочерними компаниями АО “РТ-Инвест” АГК-1 и АГК-2, реализующими проект “Энергия из отходов”. Технологическое сопровождение проекта осуществляет главный материаловедческий центр Госкорпорации “Росатом” – АО “НПО “ЦНИИТМАШ”.

Заводы по переработке отходов строятся по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это одна из самых референтных на текущий момент технологий в Европе с жёсткими требованиями

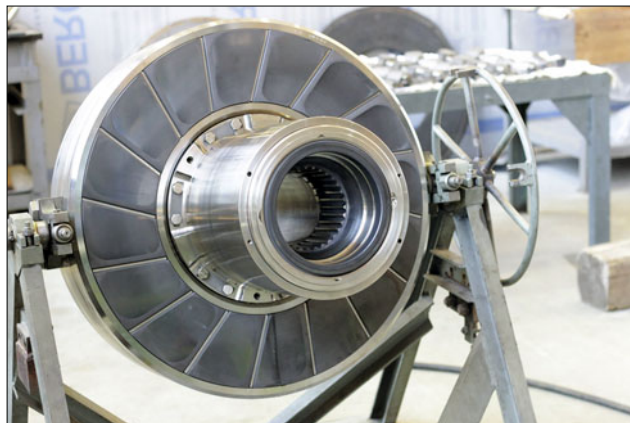
к экологическим параметрам работы оборудования. Завод “ЗиО-Подольск” – один из крупнейших изготовителей подобного оборудования в стране.

Заводы энергоутилизации – высокотехнологичный и ключевой элемент комплексной системы обращения с отходами, цель которой достижение “нулевого захоронения”. Мировая практика построения эффективной системы обращения с отходами основывается на комплексном балансе пяти главных элементах: раздельный сбор, сортировка отходов с целью извлечения максимального количества вторсырья, переработка вторичных материальных ресурсов в полезную продукцию, компостирование пищевых и растительных отходов и в финале переработка в энергию неутильных фракций – “хвостов” от сортировки. У всей цепи единая цель – превращения отходов в новый ресурс. Во всём мире в иерархии отходов энергетическая утилизация является более приоритетным способом утилизации, чем опасное для окружающей среды полигонное захоронение.

Проекты строящихся пяти заводов энергоутилизации отходов прошли 11 российских государственных экспертиз и две независимые международные. В мае 2020 г. эксперты немецких исследовательских компаний Müller-BBM GmbH и LGA подтвердили экологическую безопасность проекта заводов. Контрактом с технологическим партнёром проекта Hitachi Zosen Inova закреплены гарантированные рабочие значения выходов, которые значительно ниже предельных и не превысят установленные в РФ нормативы, а также соответствуют требованиям директивы Евросоюза 2000/76/ЕС по энергоутилизации отходов.

В АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отработали технологию изготовления деталей из материалов высокой твёрдости на обрабатывающих центрах с ЧПУ. Твёрдые и сверхтвёрдые материалы, созданные на основе титана, карбида кремния, диоксида циркония и углерода находят применение в узлах машин и механизмов, к которым предъявляются особые требования по рабочей температуре, радиационной стойкости, прочности и другим параметрам. В подшипниковых узлах и узлах уплотнений главных циркуляционных насосов, изготавливаемых в ЦКБМ, используется силицированный графит, имеющий требуемые эксплуатационные характеристики.

“Обработка этого материала сопряжена с определёнными трудностями, поскольку графит, при своей исключительной твёрдости – весьма хрупкий, и без применения специального режущего инструмента придать заготовке сложную геометрическую форму практически невозможно, – рассказал Роман Сапилкин, начальник механического цеха 354 АО “ЦКБМ”. – После завершения масштабной программы модернизации производственной базы в нашем распоряжении появились токарные обрабатывающие центры с программным управлением. Их возможности позволяют работать с силицированным графитом, используя резцы с твёрдосплавными пластинами. Изготовление нескольких партий деталей показало, что такая технология повышает производительность на 10%”.



Исследования свойств и испытания графитовых композиций в составе пар трения подшипниковых узлов ГЦН начались в ЦКБМ в 1970-х годах при участии одного из разработчиков материала – научно-исследовательского института “Графит” (сегодня – АО “НИИ-Графит”).

“Силицированные графиты обладают уникальным сочетанием свойств: твёрдость карбидной фазы, близкая к алмазу, коррозионная стойкость в агрессивных средах, высокая теплопроводность и износостойкость, – отметил Никита Симонов, главный специалист по парам трения конструкторско-технологического отдела АО “ЦКБМ”. – Подшипники ГЦНА и элементы торцовых уплотнений из силицированного графита хорошо зарекомендовали себя в течение нескольких десятилетий эксплуатации на российских и зарубежных атомных электростанциях”.

“Поскольку ЦКБМ имеет устойчивый отраслевой заказ на главные циркуляционные насосные агрегаты, мы непрерывно ведём работу с АО “НИИГрафит”, проводим обучение по программам производственной системы “Росатом”. В перспективе наш совместный опыт по изготовлению и обработке материалов на основе графита позволит выйти на новые рынки машиностроения и предложить свои высокотехнологичные решения”, – подчеркнул Алексей Кузьмин, директор по производству АО “ЦКБМ”.

В Петрозаводском филиале компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) ввели в эксплуатацию портальный полуавтоматический ленточнопильный станок. Новое оборудование позволило более чем в два раза повысить производительность отрезных операций, на 65% снизить их трудоёмкость и, как следствие, сократить цикл изготовления трубных узлов и корпусов коллекторов. Новый ленточнопильный станок применяется для отрезки колец от заготовок и наплавленных труб главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ), заготовок корпусов главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА), заготовок корпусов коллекторов парогенераторов, а также для разрезания колец на заготовки для образцов под испытания и других отрезных работ на деталях диаметром до 1500 мм. Ранее для данных целей использовались тяжёлые токарные станки, а также горизонтально-расточные станки.



Ввод в эксплуатацию нового специализированного оборудования позволил не только снизить трудоёмкость, сократить производственный цикл, но и снизить затраты на потребляемую электроэнергию, а также на текущий ремонт и техническое обслуживание. Кроме того, существующие мощности по механической обработке высвободились для выполнения других операций по выпуску оборудования АЭС.

Волгодонский филиал АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступил к изготовлению корпуса реактора для третьего энергоблока АЭС Аккую. Заготовки прошли входной контроль, в том числе измерения 3D-сканером. На обрабатывающих центрах выполняется механическая обработка обечаяк зоны патрубков и фланца для первой защитной наплавки. Также специалисты изготавливают патрубки системы аварийного охлаждения активной зоны. Далее состоятся контрольные мероприятия, наплавка и сварка патрубков.



«Оборудование для первой в Турции АЭС Аккую – один из главных, приоритетных в нашем портфеле заказов. Все основные этапы изготовления оборудования проходят под тщательным контролем Агентства по ядерному регулированию Турецкой Республики, что, естественно, налагает на нас особую ответственность. Но мы имеем уже очень богатый опыт эффективного сотрудничества с иностранными партнёрами и всегда открыты для диалога по любым самым сложным технологическим и организационным вопросам. Оборудование для первого энергоблока мы сделали, и оно уже находится на площадке строительства. Это позволяет рассчитывать на то, что изготовление для других трёх бло-

ков будет идти в соответствии с намеченными графиками и в тесном профессиональном взаимодействии с турецкими коллегами», – отметил генеральный директор «АЭМ-технологии» Игорь Котов.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, внутри которого размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Масса корпуса реактора ВВЭР-1200 превышает 330 т, высота – 12 м, диаметр – 4,5 м. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов, органов регулирования и защиты реакторов и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля.

АЭС Аккую – первый в мире проект атомной электростанции, 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+. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1200 МВт.

Волгодонский филиал компании «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – Атомэнергомаш) приступил к новому проекту – изготовлению ёмкостей системы пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ) для первого энергоблока АЭС Аккую (Турция). Атоммаш изготовит гидроёмкости СПЗАЗ для первого и третьего блоков строящейся АЭС Аккую. Каждая ёмкость СПЗАЗ состоит из трёх обечаяк и двух днищ. Обечайки изготавливаются из листового проката нержавеющей стали толщиной 60 мм. Для комплекта ёмкостей СПЗАЗ используются 24 обечайки.

Часть заготовок уже прошли входной контроль, проводится механическая обработка днищ и обечаяк. На токарно-карусельных станках выполняется разделка кромок под кольцевые сварные швы, на горизонтально-расточных обрабатывающих центрах идёт работа с отверстиями и патрубками. Проводится подготовка к капиллярному контролю. На днищах гидроёмкостей стартовала сборка штуцеров.



СПЗАЗ относится ко второй ступени пассивных систем безопасности АЭС. Система включает в себя 8 гидроёмкостей объёмом по 120 м³. Во время эксплуатации на станции в ёмкостях хранится водный раствор борной кислоты, подогретый до температуры около 60°C. При падении давления в первом контуре ниже определённого уровня происходит автоматическая подача жидкости в реактор и охлаждение активной зоны.

12 марта 2021 г. в АО ОКБ “ГИДРОПРЕСС” (компания машиностроительного дивизиона Росатома – “Атомэнергомаш”) состоялась отгрузка прокладок из расширенного графита (2050 шт.) для первого энергоблока строящейся АЭС “Аккую”. Прокладки будут использованы для верхнего блока реакторной установки. Несколькими днями ранее для первой АЭС в Турции были отгружены 180 прокладок из расширенного графита на первый и второй энергоблок.

Прокладки из расширенного графита различных типоразмеров разработаны и изготавливаются в АО ОКБ “ГИДРОПРЕСС”. Используются для герметизации узлов уплотнений оборудования реакторных установок ВВЭР на действующих и вновь вводимых энергоблоках в России и за рубежом. Прокладки из расширенного графита могут применяться в тепловой энергетике, нефтехимической промышленности, автомобилестроении.

Научно-производственное отделение АО ОКБ “ГИДРОПРЕСС” одним из первых стало внедрять в бизнес-процессы методологию и культуру производства, принятые в рамках Производственной системы Росатома (ПСР). Отдел испытаний механизмов и уплотнений успешно реализовал ряд ПСР-проектов, направленных на соблюдение договорных сроков поставки изделий из расширенного графита.

Петрозаводский филиал компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш) приступил к изготовлению направляющих аппаратов для главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА), которые будут установлены на энергоблоке № 7 АЭС Тяньвань (Китайская Народная Республика). Направляющий аппарат относится к внутрикорпусным устройствам ГЦНА и состоит из верхнего и нижнего дисков, между которыми находятся 13 направляющих лопаток. Функция данного устройства в корпусе насоса — направлять поток теплоносителя от парогенератора в реактор.

Работники “Петрозаводскмаша” собрали под сварку первые направляющие аппараты для корпусов ГЦНА АЭС Тяньвань. При этом направляющие лопатки установили в соответствии с требованиями конструкторской документации, строго выдержав допуски расположения. Именно правильное расположение данных деталей обеспечивает ровную, без вибраций, работу насосного агрегата в период эксплуатации.



Корпус ГЦНА – изделие первого класса безопасности. На атомной электростанции главный циркуляционный насосный агрегат обеспечивает циркуляцию теплоносителя в первом контуре и работает под давлением около 160 МПа и при температуре 300°C.

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. В том же году 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 компании “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом”) завершил наплавку трубных заготовок для главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ), который предназначен для энергоблока № 7 АЭС Тяньвань (Китайская Народная Республика). На внутреннюю поверхность труб нанесли антикоррозионный слой методом электрошлаковой наплавки. Толщина плакирующего слоя в среднем составляет 6 мм. Нержавеющий слой был выполнен в 36 трубных заготовках. Часть из них направляют на гибку “колен” – крутоизогнутых отводов ГЦТ, другие оставляют прямыми. Впоследствии из прямых и изогнутых трубных заготовок будут собраны 16 трубных узлов ГЦТ для блока № 7 АЭС Тяньвань. Также из Петрозаводска на стройплощадку электростанции будут поставлены 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. Он предназначен для циркуляции теплоносителя первого контура при температуре до 330°C под высоким давлением – 160 атм.

В Волгодонском филиале АО “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) успешно завершены гидравлические испытания корпуса ядерного реактора для второго энергоблока строящейся в Республике Бангладеш АЭС Руппур. Гидравлические испытания проводились в трёхуровневом подземном стенде-кессоне. Для установки корпуса реактора в про-

ектном положении в стенд сначала установили опорное кольцо, затем поместили на него корпус реактора ВВЭР-1200. Операция по перемещению оборудования происходила с помощью крана грузоподъемностью 600 т. Корпус реактора высотой 11 м с высокой точностью опустили в кессон и закрыли технологической крышкой. Далее специалисты установили 54 полуметровые шпильки и затянули их с помощью специального гайковёрта.



После создания полной герметизации, изделие наполнили дистиллированной водой, нагрели до 65°C, создали максимальное давление (24,5 МПа) – выше рабочего давления в 1,4 раза и выдержали 10 мин. В ходе испытания корпус реактора для второго блока АЭС Руппур подтвердил прочность основного металла и сварных соединений корпуса реактора.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, внутри которого 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.

АЭС Руппур проектируется и строится по российскому проекту. Проектирование и строительство объекта осуществляет Инжиниринговый дивизион ГК «Росатом». Станция будет состоять из двух энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200, жизненный цикл которых составляет 60 лет с возможностью продления срока работы еще на 20 лет.

АО «ЦКБМ» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовило и отгрузило комплекты запасных частей для главных циркуляционных насосов атомных электростанций Чехии и Китая. Для проведения планово-предупредительных ремонтов насосного оборудования первого контура на АЭС Темелин (Чехия) отгружены комплекты для ГЦН-195. В Китай на Тяньваньскую атомную электростанцию отправлены запасные части (фланцы, трубы, болты, кольца) главных циркуляционных насосных агрегатов ГЦНА-1391, которые используются на энергоблоках первой очереди ТАЭС с реакторами ВВЭР-1000.

Главные циркуляционные насосы – важная и неотъемлемая часть реакторной установки: они обеспечивают интенсивную циркуляцию теплоносителя в первом

контуре реактора. От надёжной и бесперебойной работы этих агрегатов напрямую зависит безопасность любой атомной станции.

ЦКБМ является единственным российским разработчиком и изготовителем главных циркуляционных насосов для водо-водяных реакторов (ВВЭР). Предприятие располагает уникальным комплексом для проведения полномасштабных испытаний насосного оборудования в условиях, имитирующих работу реактора по всем параметрам (давление, температура, тип теплоносителя). Вся продукция предприятия, поставляемая на АЭС, проходит обязательные испытания в различных режимах, что позволяет своевременно выявлять возможные отклонения параметров работы и устранять неисправности. ЦКБМ осуществляет регулярные поставки запасных частей и оказывает необходимую поддержку своим заказчикам, обеспечивая сервисное обслуживание насосного оборудования атомных электростанций в России и за её пределами.

Центральное конструкторское бюро машиностроения» (основано в 1945 г.) – одно из ведущих предприятий Госкорпорации «Росатом», располагающее многопрофильным конструкторским коллективом, собственной исследовательской, экспериментальной и производственной базой. ЦКБМ является разработчиком и изготовителем ГЦНА для ВВЭР, проектирует и производит герметичные, консольные, питательные, аварийные насосы для атомных станций и широкий спектр дистанционно-управляемого оборудования для работы с радиоактивными материалами. Также ЦКБМ предлагает технологические решения в области тепловой энергетики, газнефтехимии (СПГ-технологии), судостроения и оборудования заводов по переработке ТБО.

ПАО «РусГидро»

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС

Новые рабочие колеса гидротурбин для Усть-Среднеканской ГЭС, возводимой РусГидро в Магаданской области, прибыли на станцию. Замена временных рабочих колес первых двух гидроагрегатов станции на постоянные позволит увеличить мощность Усть-Среднеканской ГЭС на 117 МВт. Новые рабочие колеса изготовлены в Санкт-Петербурге на Ленинградском металлическом заводе, входящем в состав концерна «Силловые машины». Диаметр каждого из них составляет 5,8 м, высота – более 3 м, масса – 86 т. С завода-изготовителя до Магадана рабочие колеса были доставлены морским транспортом, дальнейший путь (длиной 450 км) до стройплощадки Усть-Среднеканской ГЭС они преодолели с помощью специального авторейлера. Завершить замену рабочих колес на первых двух гидроагрегатах станции планируется в 2022 г.

Усть-Среднеканская ГЭС – один из крупнейших инвестиционных проектов ПАО «РусГидро». Станция на реке Колыме в Магаданской области возводится в несколько этапов. Первые два гидроагрегата станции были введены в эксплуатацию в 2013 г. с использованием временных рабочих колес гидротурбин, адаптированных к работе на пониженном напоре воды. С этими рабочими колёсами каждый гидроагрегат может развивать мощность 84 МВт, замена рабочих колес на посто-

янные позволят увеличить мощность гидроагрегатов до проектного значения – 142,5 МВт. Гидроагрегаты ст. № 3 (введенный в эксплуатацию в 2019 г.) и ст. № 4 (его пуск запланирован на 2022 г.) изначально используют постоянные рабочие колеса.



Усть-Среднеканская ГЭС строится в несколько этапов, подразумевающих постепенное увеличение высоты плотины, напора воды на турбинах и мощности станции. Первые два гидроагрегата, введенные в эксплуатацию в составе первого пускового комплекса станции, имеют временные рабочие колеса гидротурбин, рассчитанные на работу в диапазоне напора воды 24 – 46 м. К моменту завершения строительства плотины станции и заполнения водохранилища до уровня, обеспечивающего проектный напор 58,4 м, временные рабочие колеса будут заменены на постоянные.

Строительство Усть-Среднеканской ГЭС продолжается в плановом режиме. В 2020 г. в сооружения станции было уложено 69,7 тыс. м³ бетона, в земляную плотину отсыпано более 1 млн м³ грунта, смонтированы 262 т гидромеханического оборудования. Ведётся монтаж закладных частей, спиральной камеры и водовода гидроагрегата ст. № 4.

Сегодня мощность ГЭС составляет 310,5 МВт. Завершение строительства станции с выводом её на проектную мощность 570 МВт запланировано на 2023 г.

Строительство Красногорских МГЭС

На строительной площадке Красногорских малых ГЭС, которые возводит РусГидро на реке Кубань в Карачаево-Черкесии, начат монтаж закладных частей гидротурбинного оборудования. Всего на Красногорских МГЭС будут смонтированы четыре гидроагрегата мощностью по 12,45 МВт.

Гидроагрегаты станций включают в себя поворотные лопастные гидротурбины и гидрогенераторы, изготовленные в России: гидротурбины на заводе «Фойт Гидро» в г. Балаково Саратовской области, гидрогенераторы изготовлены в Пермском крае на заводе «Электротяжмаш-Привод». Монтаж гидроагрегатов начинается с установки в проектное положение и последующего бетонирования закладных частей гидротурбин: отсасывающей трубы, статора и спиральной камеры.

Работы по возведению гидроэлектростанций ведутся в соответствии с утверждённым графиком. В право-

бережном котловане ведётся строительство водосброса, здания ГЭС-2, двух секций плотины и правобережного примыкания, в верхнем бьефе – работа по противоэрозионному берегоукреплению. Идёт активная подготовка к запланированному на ближайшие месяцы перекрытию Кубани, что позволит приступить к подготовке котлована второй очереди и развернуть бетонные работы по всему напорному фронту. На строительстве станции задействовано порядка 600 человек и 120 единиц техники.



Реализуемый РусГидро гидроэнергетический проект предусматривает строительство на реке Кубань, ниже действующей Зеленчукской ГЭС-ГАЭС двух малых гидроэлектростанций: Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2. Мощность каждой малой ГЭС составит 24,9 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 83,8 млн кВт·ч.

Новые малые ГЭС будут не только вырабатывать электроэнергию, но и выравнять в своём водохранилище колебания уровня воды, которые возникают при изменении режимов работы Зеленчукской ГЭС-ГАЭС. Это позволит снять сезонные ограничения мощности Зеленчукской ГЭС-ГАЭС, составляющие около 70 МВт, и обеспечить благоприятные условия для водопользователей ниже по течению, включая водозаборные сооружения Большого Ставропольского канала. В результате работы Красногорских МГЭС будет оптимизирован водный режим Кубани, что позволит увеличить выработку электроэнергии на существующих станциях Каскада Кубанских ГЭС на 250 млн кВт·ч ежегодно.

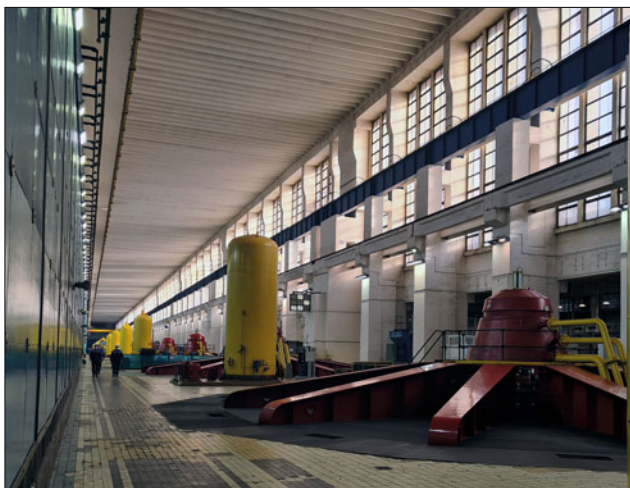
Модернизация гидроэлектростанций РусГидро

На Волжской ГЭС после модернизации введены в эксплуатацию гидроагрегаты ст. № 10 и 19. На гидроагрегате ст. № 10 была заменена гидротурбина и гидрогенератор вместе со вспомогательным оборудованием, на гидроагрегате ст. № 19 – гидрогенератор. Гидроагрегат ст. № 10 стал последним из 22-х основных гидроагрегатов ГЭС, на котором заменена гидротурбина; на нём смонтирован новый гидрогенератор. Работы проводились в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро (ПКМ).

Новое генерирующее оборудование, изготовленное российским концерном «Силовые машины», создано с учётом современных достижений в области энергетического машиностроения и имеет улучшенные технические характеристики. Новые гидроагрегаты обладают большей эффективностью, что уже позволило увеличить мощность Волжской ГЭС с 2541 до 2671 МВт. После проведения процедуры перемаркировки оборудова-

ния установленная мощность станции возрастёт до 2744,5 МВт.

Сегодня на Волжской ГЭС продолжается модернизация гидроагрегата ст. № 4 с заменой генератора и вспомогательного оборудования. Завершить замену оставшихся гидрогенераторов планируется в 2026 г., в результате чего на станции будут обновлены все гидроагрегаты (за исключением имеющего небольшую мощность и редко используемого гидроагрегата собственных нужд).



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

Также была завершена модернизация гидроагрегата ст. № 3 на Саратовской ГЭС. Это 14-й по счёту обновлённый гидроагрегат из 24-х, эксплуатируемых на гидроэлектростанции, на котором была заменена гидротурбина.

В процессе модернизации гидроагрегата были заменены рабочее колесо турбины, камера рабочего колеса, крышка и вал турбины, направляющий аппарат, система автоматического управления и другое оборудование. Новая гидротурбина поставлена фирмой Voith Hydro, монтажные работы выполнили сотрудники дочернего общества РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.

Ранее установленная на гидроагрегате турбина была введена в эксплуатацию в 1968 г., выработала нормативный срок службы и достигла высокой степени износа. Новая турбина – более эффективная и мощная, что в дальнейшем позволит увеличить мощность гидроагрегата на 10%, до 66 МВт. Она отвечает всем современным экологическим требованиям и отличается повышенной эксплуатационной надёжностью.

Программа комплексной модернизации РусГидро предусматривает замену на Саратовской ГЭС 22-х вертикальных поворотно-лопастных гидротурбин. Это беспрецедентный инвестиционный проект за более чем 50-летнюю историю Саратовской ГЭС и один из самых крупных в регионе. В результате модернизации установленная мощность станции уже увеличилась на 67 МВт (с 1360 до 1427 МВт). В перспективе после за-

мены всех гидротурбин установленная мощность станции возрастёт до 1505 МВт.

Первый модернизированный гидроагрегат ст. № 24 был введён в эксплуатацию в апреле 2015 г. Сейчас на Саратовской ГЭС меняют турбины ещё на трёх гидроагрегатах – ст. № 2, 7 и 20.

ПАО “Россети Сибирь”

В Кузбасском филиале “Россети Сибирь” подвели итоги одного из экологических проектов компании. В первом квартале 2021 г. энергетики полностью вывели из эксплуатации 864 единицы оборудования, содержащие вредные отходы – полихлорированные бифенилы (ПХБ). Работы выполнены на ПС Кондомская напряжением 110 кВ г. Таштагол. Здесь энергетики вывели и передали на утилизацию в специализированную лицензированную организацию более 50 т оборудования, содержащего ПХБ.

Такое оборудование используется в батареях статических конденсаторов (БСК). Кузбасские энергетики завершили эту работу, руководствуясь положениями Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях. Все ПХБ-отходы, согласно Стокгольмской конвенции, необходимо полностью удалить и ликвидировать до 2028 г.

Стокгольмская конвенция – глобальное международное соглашение по защите здоровья человека и окружающей среды от стойких органических загрязнителей была принята 22 мая 2001 г., вступила в силу 17 мая 2004 г. Россия подписала Стокгольмскую конвенцию 22 мая 2002 г., ратифицировала с принятием Федерального закона от 27.06.2011 г. № 164 “О ратификации Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях”.

“Интер РАО – Электрогенерация”

“Интер РАО – Электрогенерация” в рамках применения цифровых технологий завершила реализацию пилотного проекта по внедрению на двух электростанциях – Сочинской ТЭС и Северо-Западной ТЭЦ – информационной системы учёта результатов обхода и осмотра оборудования “Мобильный обходчик”. В результате были сокращены трудозатраты, ускорено реагирование на инциденты и повышена прозрачность работы мобильных бригад. В настоящее время новая система тиражируется на 20 электростанциях; 2022 г. цифровой “Мобильный обходчик” будет внедрён на всех электростанциях компании.

“Мобильный обходчик” – это первая в России система технологических обходов и осмотров оборудования, выполненная российским производителем – компанией “СИГМА” в партнёрстве с компанией “Открытая мобильная платформа” – на базе отечественного программного обеспечения (1С ТОРО, СИГМА:АЛЬКОР, ОС Аврора). Новая система обеспечивает планирование, фиксацию факта обхода, осмотра оборудования и выявленных дефектов в режиме реального времени. Удобный интерфейс мобильного устройства позволяет быстро и качественно передавать полную информацию в информационные системы верхнего уровня (АИС ТОРО).

Внедрение “Мобильного обходчика” позволило создать общее информационное пространство для качественного и оперативного принятия управленческих решений за счёт оптимизации процессов осмотров и контроля состояния производственных активов, чёткой регламентации и автоматизации процессов, своевременного устранения замечаний, формирования аналитических и отчётных документов.

Презентация новой системы состоялась в дни Всероссийского совещания главных инженеров-энергетиков, организованного Министерством энергетики РФ в г. Сочи 11–12 марта. Делегация из представителей Минэнерго РФ, компаний ПАО “РусГид-ро”, ПАО “Ростелеком” и ООО “СИГМА” посетили Сочинскую ТЭС – филиал АО “Интер РАО – Электрогенерация” – и познакомились с функционалом АИС “Мобильный обходчик”.

“Наша компания отвечает за надёжную работу электростанций, снабжающих тысячи организаций и миллионы индивидуальных потребителей в 17 регионах. Переход к современным мобильным технологиям позволяет решать эту задачу оперативно, качественно, в соответствии с нашей стратегией в области импортозамещения и информационной безопасности”, – отметил директор по ИТ ООО “Интер РАО – Управление Электрогенерацией” Андрей Моничев.

Заместитель начальника цеха по эксплуатации котлотурбинного цеха Сочинской ТЭС Александр Нехаев отметил, что “сейчас машинисты-обходчики выполняют осмотр более оперативно, тратят меньше времени на оформление документации, а сроки реагирования на выявленные инциденты сокращаются”.

“Компаниям – операторам энергетической инфраструктуры необходимо опираться не просто на эффективные, но и безопасные с точки зрения геополитических рисков решения. АИС “Мобильный обходчик” отвечает таким требованиям, поскольку создано российскими разработчиками и на базе российского ПО”, – отметил Леонид Шварев, директор по отраслевым решениям компании “Открытая мобильная платформа”.

НПО “ЭЛСИБ”

В конце марта НПО “ЭЛСИБ” завершило поставку турбогенератора ТФ-130-2У3 в рамках технического перевооружения Автовской ТЭЦ (ТГК-1). Статор головного образца стал последним отправочным местом, он был доставлен в Санкт-Петербург на железнодорожном транспорте. Перед проходной ТЭЦ его перегрузили на автомобильный трал и доставили на станцию. В тот же день статор установили на фундамент. Большинство узлов и деталей монтируются на станции “с колес”, т.е. без промежуточного складирования.

Данный турбогенератор мощностью 130 МВт оснащён воздушной системой охлаждения. Он принципиально отличается от своего предшественника ТФ-125 – 2У3 по многим параметрам, что влияет и на процесс монтажа. В конструкции новой машины использованы четыре газоохладителя вместо шести, они собираются с генератором на станции, что позволило снизить монтажный вес турбогенератора.



Заводские испытания ТФ-130-2У3 завершились в конце 2020 г. и показали полное соответствие параметров турбогенератора заявленным техническим показателям.

Согласно контракту НПО “ЭЛСИБ” поставит два турбогенератора ТФ-130-2У3 на Автовскую ТЭЦ. Замена турбогенераторов позволит увеличить электрическую и тепловую мощность ТЭЦ, повысить надёжность энергообеспечения юго-западной части Санкт-Петербурга.

АО “Уральский турбинный завод”

На Астанинской ТЭЦ-2 (Республика Казахстан, Нур-Султан) успешно завершились комплексные испытания паровой турбины Т-120/130-130-8МО производства Уральского турбинного завода. Турбина выдала заявленную мощность в сеть. Это уже третья турбина для этой станции. Две аналогичные турбоустановки были введены в эксплуатацию в 2006 и 2015 гг. и заслужили высокую оценку заказчика.

За счёт ввода в строй оборудования Уральского турбинного завода установленная электрическая мощность станции составила 600 МВт (прирост на 360 МВт), тепловая мощность – 2250 Гкал/ч (прирост на 564 Гкал/ч). Это позволит надёжно обеспечить электроэнергией и теплом динамично развивающуюся столицу Казахстана. Так, за последние 10 лет численность населения Нур-Султана выросла в 2 раза, объём построенного жилья – в 20 раз, валовой региональный продукт – в 3 раза.

Турбина Т-120/130-130-8МО является продолжением линейки серийной паровой турбины Т-100. К настоящему времени такие турбоагрегаты уже работают на шести энергоблоках в России и за рубежом.

За последние годы Уральский турбинный завод выполнил 16 проектов в городах Казахстана: Нур-Султане, Павлодаре, Петропавловске, Караганде, Рудном, Темиртау и Усть Каменогорске. Построено 11 новых энергоблоков и проведено 5 модернизаций.

Национальный исследовательский университет “МЭИ”

Состоялась встреча ректора НИУ “МЭИ” Николая Рогалева и главы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) Алексея Алёшина, в ходе которой обсуждались результаты реализации программы под-

готовки кадров для Ростехнадзора. По итогам совещания было принято решение о продолжении программы сотрудничества университета и федерального агентства. Также было решено рекомендовать региональным отделениям Ростехнадзора провести работу с местными вузами и отобрать наиболее перспективных студентов для направления на обучение по данной программе.

Программа подготовки кадров для Ростехнадзора ведётся в институте электроэнергетики НИУ “МЭИ” на базе кафедры инженерной экологии и охраны труда.

Как заявил по итогам встречи ректор НИУ “МЭИ”, “... безопасность и безаварийность – основа функционирования энергетической системы страны. Деятельность Ростехнадзора играет здесь ключевую роль. В нашем сотрудничестве наиболее важная задача – поддержка высокого уровня подготовки сотрудников Ростехнадзора. Расширение такого сотрудничества – хорошая основа для укрепления безопасности и энергоэффективности”.

Ректор НИУ “МЭИ” Николай Роголев и председатель правления и генеральный директор РусГидро Виктор Хмарин открыли учебно-экспериментальный полигон в Институте гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ “МЭИ”. Это полномасштабный полигон возобновляемой энергетики с солнечной, геотермальной и ветровой электростанциями, который вместе с учебно-экспериментальной ТЭЦ и Центром Национальной технологической инициативы “Технологии транспортировки электроэнергии и распределенных интеллектуальных энергосистем” составляет учебно-исследовательскую и экспериментальную базу, способную решать ключевые задачи развития мировой электроэнергетики.

Полигон представляет собой оснащённый современным генерирующим оборудованием комплекс для решения актуальных исследовательских и практических вопросов. На территории полигона уже введена в эксплуатацию уникальная учебно-экспериментальная ветроэнергетическая установка. Запуск энергообъекта был выполнен в рамках программы создания лабораторной и научной базы для исследования процессов создания энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии, которую НИУ “МЭИ” осуществляет совместно с РусГидро.

“Сегодня в МЭИ созданы уникальные условия для проведения исследований и практических работ в энергетической области. Открытие вместе с РусГидро учебно-экспериментального полигона возобновляемой энергетики – это важнейший шаг, позволяющий ещё более эффективно изучать вопросы, которые перед нами ставит мировая энергетика”, – комментирует событие ректор НИУ “МЭИ” Николай Роголев.



Также сегодня в НИУ “МЭИ” глава РусГидро Виктор Хмарин вручил дипломы победителям и финалистам конкурсов научных и учебных работ в области гидроэнергетики, проведённых ассоциацией “Гидроэнергетика России” при поддержке Минэнерго РФ и Минобрнауки РФ.

Цель конкурсов – популяризация гидроэнергетики как ведущей инженерной отрасли топливно-энергетического комплекса, использующей возобновляемые источники энергии, а также развитие отраслевого образовательного потенциала и обмен научно-практическим опытом.

Одними из победителей конкурса “Лучшая выпускная квалификационная (дипломная) работа в области гидроэнергетики среди выпускников вузов России 2020” стали работы представителей Института гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ “МЭИ”.