

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 2019 г. составило 77,5 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше объёма потребления за июнь 2018 г. Потребление электроэнергии в июне 2019 г. в целом по России составило 78,7 млрд кВт·ч, что на 1,0% больше аналогичного показателя 2018 г. В июне 2019 г. электростанции ЕЭС России выработали 78,9 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше, чем в июне 2018 г. Выработка электроэнергии в России в целом в июне 2019 г. составила 80,0 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше выработки в июне прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в июне 2019 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 42,9 млрд кВт·ч, что на 12,5% больше, чем в июне 2018 г. Выработка ГЭС за шестой месяц 2019 г. составила 15,1 млрд кВт·ч (на 16,8% меньше уровня 2018 г.), АЭС – 16,3 млрд кВт·ч (на 2,5% меньше уровня 2018 г.), электростанций промышленных предприятий – 4,5 млрд кВт·ч (на 2,3% меньше уровня 2018 г.).

Максимум потребления мощности в июне 2019 г. составил 120 377 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 1361 МВт (+1,1%) и является новой величиной исторического максимума потребления мощности в период экстремально-высоких температур. Также новый летний максимум потребления мощности фиксировался в трёх объединённых энергосистемах: Центра, Северо-Запада, Сибири и 12 региональных энергосистемах.

Увеличение потребления электроэнергии и мощности в ЕЭС России связано с более высокой по сравнению с прошлым годом среднемесячной температурой воздуха. В отдельные дни первой половины июня 2019 г. температура воздуха была выше прошлогодних значений на 4,0 – 6,5°C.

Потребление электроэнергии за шесть месяцев 2019 г. в целом по России составило 541,0 млрд кВт·ч, что на 0,2% меньше, чем за такой же период 2018 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило

532,8 млрд кВт·ч, что на 0,2% больше аналогичного показателя прошлого года.

С начала 2019 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 551,3 млрд кВт·ч, что на 0,8% больше объёма выработки в январе – июне 2018 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за шесть месяцев 2019 г. составила 543,1 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение шести месяцев 2019 г. несли ТЭС, выработка которых составила 323,1 млрд кВт·ч, что на 2,8% больше, чем в январе – июне 2018 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 85,7 млрд кВт·ч (на 5,7% меньше, чем за шесть месяцев 2018 г.), АЭС – 102,5 млрд кВт·ч (на 2,8% больше, чем в аналогичном периоде 2018 г.), электростанций промышленных предприятий – 31,1 млрд кВт·ч (соответствует показателю января – июня 2018 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. Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления этих энергосистем. С 2019 г. показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Востока формируются с учётом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Данные за июнь и шесть месяцев 2019 г. представлены в таблице.

Российский международный энергетический форум

25 – 28 июня в Санкт-Петербурге состоялся ежегодный Российский международный энергетический форум, в работе которого принял участие заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий. Он представил участникам мероприятия предлагаемые Системным оператором принципы реализации проектов цифровизации электроэнергетики, рассказал об итогах первых отборов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций и будущих сценариях выполнения

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Июнь 2019 г.	Январь – июнь 2019 г.	Июнь 2019 г.	Январь – июнь 2019 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,6 (4,2)	26,2 (1,1)	3,2 (3,2)	24,6 (1,3)
Сибири (с учётом изолированных систем)	15,3 (2,0)	108,6 (1,0)	15,8 (2,0)	110,6 (–0,2)
Урала	20,1 (2,2)	134,2 (2,0)	19,2 (–1,1)	130,5 (–0,6)
Средней Волги	7,9 (–11,9)	55,0 (–7,4)	8,1 (–1,6)	54,7 (–0,9)
Центра	16,4 (6,7)	117,2 (3,7)	17,6 (1,8)	121,4 (–0,1)
Северо-Запада	8,4 (1,5)	58,2 (2,0)	6,7 (–0,1)	48,2 (–0,4)
Юга	8,3 (0,6)	52,0 (–1,2)	8,2 (5,8)	51,0 (0,5)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2018 г.

программы. В рамках своего выступления на пленарной сессии форума “Энергетика и цифровые технологии: приоритеты регуляторной политики, источники и объекты инвестиций” Фёдор Опадчий представил предлагаемые Системным оператором ключевые принципы, которым должны соответствовать проекты по цифровизации в отрасли, а также требования, которыми предлагается руководствоваться при отборе таких проектов.

По словам заместителя председателя правления АО “СО ЕЭС”, в качестве ключевых требований к отбору проектов необходимо учитывать приоритетное использование отечественных технологических решений, а также возможность масштабирования, т.е. использования полученного опыта на других площадках. При этом проекты цифровизации, реализуемые различными субъектами электроэнергетики, должны быть технологически согласованы друг с другом.

“Сама принадлежность проекта к современным цифровым технологиям не должна быть достаточным основанием для его реализации. Каждый проект необходимо осмыслить с точки зрения ожидаемого результата. Потребителю нужен сервис, а не лозунги. И, на мой взгляд, наибольшего эффекта можно достичь в сферах, где энергетики наиболее тесно взаимодействуют с потребителями. Это, прежде всего, распределительные сети и бытовая деятельность. Безусловно, требуются синхронизация процессов цифровизации друг с другом. В этом смысле крайне важна стандартизация. В мире уже существуют методологические разработки в этой сфере, их надо лишь адаптировать под наши условия. Хотел бы подчеркнуть, что это не заимствование технологии, а переосмысление методических подходов. Их использование облегчит цифровизацию, позволит следовать заданным стандартам и, в конечном итоге, более эффективно интегрировать в отрасль новые технологии и подходы”, – отметил Фёдор Опадчий.

Доклад на круглом столе “Модернизация российской энергетики. Прогнозы дальнейшей эволюции” был посвящён итогам первых отборов и возможным сценариям реализации программы модернизации оборудования тепловых электростанций. В апреле 2019 г. Системный оператор провёл первый конкурентный отбор объектов в рамках этой программы на 2022 – 2024 гг. Из отобранных проектов 85% общей установленной мощности приходится на оборудование конденсационных турбин (18 проектов общей мощностью 7340 МВт), остальные 15% предполагают модернизацию теплофикационных турбин (12 проектов общей мощностью 1270 МВт).

Таким образом, заложенные в модель отбора проекты принципы реализованы, подчеркнул Фёдор Опадчий. Отобранные наиболее эффективные по затратам проекты модернизации, в результате их реализации собственники гарантируют продолжение безаварийной эксплуатации энергоблоков в течение как минимум 16 лет. При этом, по итогам отбора модернизации подложит самое высоко востребованное на текущий момент оборудование со средним коэффициентом использования установленной мощности 0,614 при среднем КИУМ ТЭС по ЕЭС России в 2018 г. – 0,465.

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” ознакомил участников с прогнозами конкурентного отбора мощностей для модернизации на период 2025 – 2027 гг., разработанными Системным оператором исходя из трёх возможных сценариев. Базовый сценарий предусматривает сохранение действующих правил процедуры отбора, второй сценарий – приоритет ТЭЦ над другими видами электростанций, третий – приоритет инновационных решений.

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

АО “СО ЕЭС” и ОАО “РЖД” разработали новый порядок взаимодействия при управлении режимом работы электрических связей 220 кВ на участке электроснабжения Транссибирской железнодорожной магистрали, позво-

ляющий кратковременно включать на параллельную работу объединённые энергосистемы Востока и Сибири для изменения схемы электроснабжения Транссиба без перерывов подачи электроэнергии потребителям и прекращения движения поездов. ОЭС Востока работает изолированно от остальных энергообъединений в составе ЕЭС России. Пропускная способность линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири, без технического дооснащения недостаточна для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы. Поэтому ЛЭП 220 кВ между объединёнными энергосистемами Востока и Сибири должны быть постоянно разомкнуты в “точке раздела” – на одной из сетевых подстанций. Таким образом, восточная и западная части сетевого транзита, питающего Транссибирскую магистраль, относятся к двум разным изолированным друг от друга энергосистемам.

Для обеспечения нормальной работы электросетевой инфраструктуры Транссиба, а также при проведении ремонтов энергообъектов или возникновении дефицита мощности в Забайкальской или Амурской энергосистемах периодически осуществляется перенос точки раздела на участке транзита Ерофей Павлович – Могоча – Холбон. До настоящего времени перенос в условиях изолированной работы ОЭС Востока от остальной ЕЭС выполняется только с обесточиванием на 1 – 2 ч потребителей, запитанных от действующих в процессе переноса подстанций, а также с остановкой поездов.

Разработанное и подписанное Системным оператором и РЖД соглашение о новом порядке взаимодействия содержит перечень совместных мероприятий, которые обеспечивают возможность кратковременной параллельной синхронной (т.е. с синхронизацией по частоте) работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири, что позволяет выполнять перенос точки раздела без перерыва электроснабжения потребителей. В подписанном документе отражены принципы взаимодействия Системного оператора, Российских железных дорог и сетевых компаний, а также зоны их ответственности при переносе точки раздела между ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

Применение нового порядка переноса точки раздела без нарушения электроснабжения потребителей стало возможно в результате реализации разработанного в 2015 г. Системным оператором и ОАО “РЖД” совместного плана мероприятий, включающего оснащение подстанций 220 кВ транзита Ерофей Павлович – Могоча – Холбон средствами синхронизации и устройствами автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

На начало июля 2019 г. запланировано проведение натурных испытаний по переносу точки раздела с кратковременным включением ОЭС Востока и ОЭС Сибири на параллельную синхронную работу, в ходе которых будет опробован новый порядок взаимодействия Системного оператора и РЖД. В настоящее время Системный оператор и РЖД проводят необходимые подготовительные мероприятия, включающие в себя противоаварийные тренировки, настройку РЗА и противоаварийной автоматики.

Обеспечение устойчивого энергоснабжения потребителей и исключение простоя поездов являются лишь небольшой частью преимуществ, возникающих при организации параллельной синхронной работы энергообъединений.

Следующим шагом, повышающим надёжность электроснабжения потребителей, как основы активного экономического развития регионов Сибири и Дальнего Востока может стать соединение ОЭС Востока и ОЭС Сибири на постоянную синхронную работу. При текущем и планируемом на ближайшие годы уровне электропотребления эта задача может быть решена в условиях существующей инфраструктуры, без масштабного нового сетевого строительства.

Дооснащение сетевых объектов устройствами синхронизации, совершенствование противоаварийной и объектовых видов автоматики позволит обеспечить устойчивую совмест-

ную работу энергосистем, что уже в краткосрочной перспективе существенно сократит количество и продолжительность перерывов в движении грузовых и пассажирских поездов, вызванных нарушением электроснабжения.

В среднесрочной перспективе усиление сетевой инфраструктуры, строительство и ввод новых объектов потребуются по мере роста нагрузок, связанного с развитием регионов и повышением интенсивности движения поездов.

Аттестация генерирующего оборудования

Системный оператор провёл семинар-совещание для генерирующих компаний по вопросам изменения процедуры аттестации генерирующего оборудования. Изменения порядка аттестации оборудования связаны с вступлением в силу ряда нормативных актов.

С докладом выступила заместитель директора по энергетическим рынкам Ольга Лоншакова. В обсуждении вопросов приняли участие директор по энергетическим рынкам Андрей Катаев и начальник службы долгосрочного планирования энергетических режимов Игорь Тупицин.

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), на оптовый рынок мощность может поставляться только оборудованием, прошедшим аттестацию, включающую в себя тестирование (испытания) оборудования для фактического подтверждения возможности длительной работы с заявленной мощностью. При проведении аттестации генерирующего оборудования определяется предельный объём поставки мощности, соответствующий фактической нагрузке, которая поддерживалась в период проведения тестирования, установленная мощность такого оборудования, рассчитываемая по результатам испытаний с учётом приведения параметров окружающей среды к нормальным (номинальным) условиям, а также иные технические параметры, подлежащие аттестации в соответствии с решениями Правительства РФ и (или) договорами поставки мощности.

В условиях отсутствия нормативных требований порядок проведения испытаний для участников оптового рынка и определения технических параметров оборудования по результатам таких испытаний определялся в рамках договорных отношений на ОРЭМ регламентом аттестации генерирующего оборудования и раскрывающим его положения Порядком проведения тестирования генерирующего оборудования, разработанным Системным оператором. При этом на электростанции, работающие на розничных рынках электроэнергии, указанные требования не распространялись.

Правительством РФ 13 августа 2018 г. утверждены Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС). Согласно ПТФ ЭЭС, общесистемные технические параметры генерирующего оборудования, включая установленную мощность, максимальную располагаемую мощность, скорость набора и снижения нагрузки, определяются по результатам испытаний, правила проведения которых утверждаются полномочным органом исполнительной власти – в данном случае Минэнерго РФ.

28 апреля 2019 г. в силу вступил приказ Минэнерго РФ от 11.02.2019 г. № 90 “Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229”, который распространяет своё действие на всё генерирующее оборудование, работающее в составе электроэнергетической системы, вне зависимости от механизма реализации электроэнергии на оптовом либо розничных рынках.

Таким образом, с вступлением в силу указанных правил все общесистемные технические параметры, включая установленную мощность и максимальную располагаемую мощ-

ность генерирующего оборудования, соответствующую предельному объёму поставки мощности на оптовый рынок, могут быть определены только по результатам комплексных испытаний, проведённых в соответствии с требованиями указанных правил.

Данная процедура обязательна в случае технологического присоединения при вводе в работу нового объекта, увеличения установленной мощности в результате замены или модернизации оборудования, уменьшения установленной мощности и изменения общесистемных параметров.

В целях приведения действующего договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в соответствие с новыми нормативными документами, АО “СО ЕЭС” инициировало внесение изменений в регламенты оптового рынка, предусматривающих исключение из них положений дублирующих нормы правил проведения испытаний, а также уточнение порядка проведения регулярного тестирования, проводимого в соответствии с Правилами ОРЭМ с целью подтверждения возможности поставки мощности на оптовый рынок, и выполняемого в общем случае не реже одного раза в 5 лет, а для оборудования старше 55 лет – не реже одного раза в год.

На совещании были рассмотрены особенности проведения комплексных испытаний для различных типов электростанций, включая ТЭЦ с поперечными связями и объекты, использующие ВИЭ. Представители генерирующих компаний высказали предложения по уточнению положений регламентов ОРЭМ в части проведения тестирования генерирующего оборудования.

По результатам совещания АО “СО ЕЭС” планирует направить на рассмотрение Наблюдательного совета Ассоциации “НП Совет рынка” уточнённую редакцию изменений в регламент аттестации, сформированную с учётом рассмотренных предложений генерирующих компаний.

Первый отбор агрегаторов розницы

Системный оператор Единой энергетической системы подвёл итоги первого отбора исполнителей услуг по управлению спросом на электрическую энергию на розничном рынке в рамках пилотного проекта. Конкурентный отбор исполнителей услуг по управлению спросом на период с 1 июля по 30 сентября проводился на электронной площадке. Из 33 компаний, претендовавших на участие в пилотном проекте в качестве агрегаторов управления спросом и зарегистрировавшихся для участия в отборе, заявки подали 29 компаний.

По итогам процедуры были отобраны заявки 20 компаний, поданные в отношении 45 объектов агрегированного управления, в составе которых включены 77 энергопринимающих устройств потребителей розничного рынка электроэнергии. В их числе офисные комплексы, предприятия сельского хозяйства, пищевой, машиностроительной, нефтегазовой промышленности.

Спрос на услуги по управлению спросом в 2019 г. составляет 50 МВт суммарно по первой и второй ценовым зонам оптового рынка электроэнергии и разбит между ценовыми зонами пропорционально потреблению мощности: 39 МВт по первой ценовой зоне и 11 МВт по второй. На отбор было подано заявок на 56,18 МВт по первой ценовой зоне и 8,5 МВт по второй.

Плановый объём снижения потребления по результатам отбора составляет 47,5 МВт. Из них 39 МВт в первой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии и 8,5 – во второй.

Критерием конкурентного отбора являлась минимизация общей стоимости совокупного объёма оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, определяемого по итогам отбора. В итоге в результате отбора средневзвешенная цена отобранных заявок составила 481355,00 руб/МВт в месяц в первой ценовой зоне при предельно возможной цене 795 659 руб/МВт в месяц. Во второй

ценовой зоне цена сложилась на уровне 580772,62 руб/МВт в месяц при установленной предельно возможной цене 622 841 руб/МВт в месяц.

По итогам первого конкурентного отбора заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий сделал три важных вывода, позволяющие говорить о перспективах новой технологии в ЕЭС России.

“Во-первых, на наше предложение откликнулись розничные потребители электроэнергии из самых разных сфер промышленности и бизнеса, что позволит нам максимально широко исследовать возможности ценозависимого потребления и в будущем расширить его применение в российской электроэнергетике. Во-вторых, мы увидели реальную конкуренцию среди агрегаторов, что привело к реальному снижению цены услуги относительно предельно возможных цен – в первой ценовой зоне цена сложилась на 39,5% ниже установленного предела. И, наконец, в отборе участвовали агрегаторы управления спросом из самых разных регионов страны, что говорит о возможности широкого распространения ценозависимого потребления в России уже в ближайшем будущем”, – сообщил он на посвящённой старту пилотного проекта пресс-конференции, состоявшейся 26 июня на площадке НТИ “ЭнерджиНет”.

В июле с отобранными участниками пилотного проекта будут заключены договоры оказания услуг по управлению спросом в рамках рынка системных услуг. Следующий отбор будет организован в сентябре с периодом оказания услуг с октября по декабрь 2019 г.

Цифровизация отрасли

В филиалах АО “СО ЕЭС” – ОДУ Урала и Тюменском РДУ – введены в промышленную эксплуатацию цифровые системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта максимально допустимы перетоков (МДП) в электрической сети на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта величины 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.

Внедрение СМЗУ – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с такими проектами, как ввод централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в объединённых энергосистемах и систем дистанционного управления оборудованием энергетических объектов. 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 частности, обеспечение максимального использования пропускной способности магистральных ЛЭП за счёт применения СМЗУ даёт дополнительные возможности оптимизации загрузки генерирующих мощностей в энергосистеме.

На первом этапе введённые в эксплуатацию программно-технические комплексы СМЗУ будут рассчитывать максимально допустимый переток для четырёх контролируемых сечений: “АПНУ Калино” и “Малахит” в Объединённой энергосистеме Урала и “ОЭС Урала – энергосистема Тюменской области” и “Север” – в Тюменской энергосистеме. В дальнейшем к новой системе планируется подключать и другие контролируемые сечения.

В рамках внедрения программно-технических комплексов СМЗУ в филиалах Системного оператора ОДУ Урала и Тюменском РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспе-

чение, разработана инструктивная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы Объединённой энергосистемы Урала и Тюменской энергосистемы.

В процессе подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию цифровых систем мониторинга запасов устойчивости специалисты ОДУ Урала и Тюменского РДУ совместно с разработчиками – АО “НТЦ ЕЭС” – участвовали в тестировании работы серверного оборудования и программного обеспечения комплексов СМЗУ, актуализировали расчётные модели энергосистем и базы данных по параметрам устройств противоаварийной автоматики для корректного определения МДП в контролируемых сечениях.

В результате проделанной работы диспетчерский персонал получил инструмент, позволяющий оценивать режим работы энергосистемы в реальном времени. Управление режимом работы ОЭС Урала и энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с использованием результатов расчёта СМЗУ позволяет повысить надёжность работы ЕЭС России и электроснабжения потребителей электрической энергии.

Филиал АО “СО ЕЭС” – ОДУ Сибири – ввёл в эксплуатацию цифровую систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) на контролируемых сечениях “Красноярск, Кузбасс – Запад” и “Братск – Иркутск” (ОЭС Сибири). Таким образом, СМЗУ используется при управлении режимом уже в тринадцати контролируемых сечениях операционной зоны ОДУ Сибири, семь из которых контролируются в двух направлениях. Для контролируемого сечения “Красноярск, Кузбасс – Запад” увеличение пропускной способности электрической сети за счёт использования СМЗУ составляет до 500 МВт, для контролируемого сечения “Братск – Иркутск” – до 150 МВт.

С вводом в работу СМЗУ в контролируемых сечениях “Красноярск, Кузбасс – Запад” и “Братск – Иркутск” завершён очередной этап внедрения цифровых технологий при управлении электроэнергетическими режимами, что обеспечит максимальное использование пропускной способности электрической сети ОЭС Сибири для выдачи мощности Ангаро-Енисейского каскада ГЭС в западную часть ЕЭС России.

СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта максимально допустимых перетоков мощности (МДП) в электрической сети на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта величины 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.

Помимо тринадцати контролируемых сечений ОЭС Сибири, СМЗУ внедрено на шести сечениях в ОЭС Юга, на четырёх сечениях в ОЭС Урала, на трёх сечениях в ОЭС Северо-Запада и на одном – в Кольской энергосистеме. Причём СМЗУ на контролируемых сечениях “Назаровское”, “Кузбасс – Запад”, “Казахстан – Сибирь 1”, “Казахстан – Сибирь 2” в ОЭС Сибири и контролируемом сечении “Восток” в ОЭС Юга используется не только для управления электроэнергетическим режимом, но и как технологический инструмент оптового рынка – для проведения расчётов на рынке на сутки вперёд и балансирующем рынке. В опытной эксплуатации в настоящее время находятся СМЗУ в Крымской энергосистеме и в ОЭС Востока.

Внедрение СМЗУ – это реальный шаг к цифровизации российской электроэнергетики, наряду с вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в энергосистемах и развитием технологий дистанционного управления оборудованием энергообъектов. Использо-

ние в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счёт построения на их основе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

Филиал АО “СО ЕЭС” – ОДУ Сибири – приступил к реализации пилотного проекта по расширению информационной модели энергосистемы своей операционной зоны в рамках развития Единой информационной модели ЕЭС России (ЕИМ). Единая информационная модель ЕЭС России представляет собой описание объектов Единой энергосистемы и связей между ними с помощью Общей информационной модели (Common Information Model – CIM) по стандартам Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968. ЕИМ содержит более 3,5 млн физических (выключатели, разъединители и др.) и вспомогательных объектов, расположенных на 13 тыс. объектов электроэнергетики Единой энергосистемы и ближнего зарубежья. Она включает в себя информационные модели семи объединённых энергосистем (ОЭС) – Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Центра, Северо-Запада и Юга.

Расширение информационной модели предусматривает дополнение её базой данных средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), содержащей информацию об устройствах телемеханики и связи, каналах релейной защиты и автоматики. В рамках реализации пилотного проекта планируется оптимизировать и формализовать деловые процессы АО “СО ЕЭС”, связанные с ведением базы данных устройств СДТУ, разработкой схем оперативно-диспетчерской и технологической связи, а также автоматизированным анализом “узких мест” в организации каналов связи. Унификация и систематизация данных об устройствах СДТУ позволит ликвидировать разнородность данных и улучшить качество информации об СДТУ, повысить скорость анализа и принятия решений при планировании, а также в нештатных ситуациях.

В рамках реализации проекта специалистами Исполнительного аппарата выполнено проектирование и расширение профиля информационной модели в соответствии с базовыми принципами CIM, которые призваны обеспечить унифицированный способ управления объектами, вне зависимости от их назначения и производителя оборудования.

В настоящее время новый профиль информационной модели развернут на полигоне в ОДУ Сибири для целей апробирования и наполнения базы данных, по результатам которого будет принято решение о необходимости расширения Единой информационной модели ЕЭС России.

Завершение пилотного проекта в ОДУ Сибири запланировано на текущий год.

Самостоятельный опыт проектирования и расширения профиля информационной модели стал новой ступенью в развитии компетенций сотрудников Системного оператора в области CIM. До настоящего момента в Системном операторе преимущественно выполнялась экспертная оценка проектных решений компаний – разработчиков программного обеспечения. Развитие компетенций в области CIM в Системном операторе началось в 2005 г. Сейчас эти компетенции имеются в Исполнительном аппарате АО “СО ЕЭС” и у координаторов информационной модели во всех филиалах Системного оператора региональных диспетчерских управлений (РДУ) и ОДУ. Двое сотрудников Системного оператора включены в рабочую группу МЭК “WG13 TC57 IEC” и непосредственно участвуют в развитии международных стандартов в области CIM.

Особое значение полученный опыт имеет при разработке отраслевых стандартов, которые должны учитывать мировые практики и опираться на особенности российской электроэнергетики, используя практический опыт отечественных энергокомпаний. Совместно с Минэнерго России Системный оператор принимает активное участие в развитии стандартизации в области формирования информационной модели

электроэнергетики и информационного обмена между субъектами отрасли. В частности, Системный оператор подготовил проекты национальных стандартов “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели” и “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения”.

Единая информационная модель ЕЭС России разрабатывалась Системным оператором в период с 2012 по 2016 г. в рамках проекта “Трёхуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчётов и оценивания электрических режимов”. После ввода в промышленную эксплуатацию в 2016 г. система активно развивается, в частности совершенствуются технологии сотрудничества ЕИМ, организации информационного обмена и интеграции с другими программными средствами. ЕИМ используется для расчёта электрических режимов, формирования перечней объектов диспетчеризации и согласования плановых графиков ремонтов, управления оперативными диспетчерскими заявками и выполнения ряда других задач. На её базе реализуется проект по созданию следующего поколения оперативного информационного комплекса (ОИК) – основного программного продукта диспетчеров Системного оператора, при помощи которого осуществляется оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

ПАО “Российские сети”

Министр энергетики России Александр Новак и генеральный директор компании “Россети” Павел Ливинский в штаб-квартире электросетевого холдинга наградили победителей и призёров Олимпиады школьников. Всероссийская олимпиада школьников группы компаний “Россети” проводится с 2018 г. для выявления одарённых, способных к техническому творчеству и инновационному мышлению старшеклассников, планирующих свою профессиональную деятельность в электроэнергетической отрасли, вовлечения их в разработку передовых инфраструктурных и технологических проектов, актуальных для электросетевого комплекса Российской Федерации.

К участию в олимпиаде традиционно приглашаются школьники 9 и 10 классов. Олимпиада проводится в два этапа. На первом участники решают тестовые задания по физике, математике и информатике, направленные на проверку уровня знаний в рамках программ среднего общего образования по предметам. Второй этап – заочный, проходит в формате выполнения кейсов, направленных на проверку творческих способностей и умения применять имеющиеся знания в ходе решения прикладных задач в области электроэнергетики.

“Привлечение талантливых, активных ребят в энергетику одна из важнейших отраслевых задач. Экономика Российской Федерации, энергетика и непосредственно компания “Россети” находятся в стадии цифровой трансформации, осуществляется переход к широкому использованию цифровых технологий буквально во всех бизнес-процессах. Успех данного перехода, в первую очередь, зависит от привлечения высококвалифицированного персонала, способного разрабатывать и реализовывать инновационные решения”, – отметил в приветственном слове глава Минэнерго России Александр Новак.

В свою очередь, Павел Ливинский назвал олимпиаду важным звеном в профориентационной работе. “Группа “Россети” имеет отлаженную систему взаимодействия с вузами и колледжами, но, отдавая себе отчёт в том, что основа большинства компетенций, востребованных в цифровом мире, должна закладываться как можно раньше, мы все активнее начинаем работать со школами. Мы не ждём, что кто-то пре-

доставит для нас высококлассных специалистов, мы сами вместе с нашими партнёрами – вузами, колледжами, школами – готовы участвовать в их формировании”, – подчеркнул глава “Россетей”.

В 2019 г. отборочный этап проходил в 69 городах. В нём приняли участие более 5 тыс. школьников.

Призёры и победители олимпиады получили право участвовать в энергетической проектной смене, которая пройдёт в августе 2019 г. во Всероссийском детском центре “Орлёнок”. Школьники под руководством преподавателей и экспертов будут работать над проектами, имеющими практическую ценность для цифровой энергетики.

В Москве состоялась V Всероссийская конференция “Развитие и повышение надёжности эксплуатации распределительных сетей”. В течение двух дней более 330 экспертов из 110 организаций приняли участие в обсуждении вопросов, связанных с эффективным функционированием электросетевого комплекса. Организатором научно-технической конференции выступили “Россети” совместно с компанией ОЭК и отраслевым журналом “Электроэнергия. Передача и распределение”.

Первый день конференции посвящён вопросам цифровой трансформации электросетевого комплекса, развитию распределительных электрических сетей, а также повышению качества энергоснабжения потребителей. Доклады второго дня будут включать вопросы эксплуатации и повышения надёжности. В рамках выступлений и обсуждений своим опытом поделятся технические руководители различных компаний.

С 2019 г. конференция получила статус выездной сессии Международного форума “Электрические сети” (МФЭС-2019), который состоится с 3 по 6 декабря в Москве. Таким образом, результаты обсуждений ключевых вопросов мероприятия лягут в основу технической программы грядущего форума.

АО “Атомэнергомаш”

В Обнинске состоялось награждение победителей конкурса “Экологически образцовая организация атомной отрасли” среди предприятий Госкорпорации “Росатом”. По итогам 2018 года АО “ОКБМ Африкантов” признано победителем в специальной номинации “Экологически образцовая организация АО “Атомэнергомаш”. В ОКБМ Африкантов (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) реализуется экологическая политика, направленная на безопасное и устойчивое развитие предприятия, выпуск экологически чистой и безопасной продукции.

Задачи минимизации негативного воздействия на окружающую среду решаются за счёт внедрения передовых технологий производства, модернизации природоохранных сооружений и совершенствования действующей системы управления окружающей средой.

В прошлом году предприятию удалось сократить водопотребление за счёт использования системы оборотного водоснабжения. Экономия составила 93%, что на 9% больше, чем в 2017 г. Кроме того, ОКБМ в очередной раз подтвердило статус экологически ответственной организации и стало лауреатом конкурса “100 лучших организаций России. Экология и экологический менеджмент”, а также вошло в десятку рейтинга фундаментальной эффективности эколого-энергетического рейтингового агентства “Интерфакс-ЭРА”.

Цель конкурса “Экологически образцовая организация атомной отрасли”, который проводится с 2013 г., – повышение эффективности выполнения мероприятий в рамках реализации экологической политики как Госкорпорации “Росатом” в целом, так и экологически значимых организаций, а также выявление наиболее результативной организации в

сфере охраны окружающей среды. В этом году в конкурсе приняли участие 52 экологически значимые организации атомной отрасли. Награды победителям вручил глава Росатома Алексей Лихачев в рамках заседания Общественного совета.

Петрозаводский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) обновил базу средств измерений отдела главного метролога (ОГМетр). На предприятие поступили мобильная координатно-измерительная машина (КИМ) со сканером поверхности и лазерный интерферометр. Новая КИМ – уникальное оборудование для Петрозаводскмаша. Подобных средств измерений на предприятии ещё не было. Машина позволяет сканировать объекты габаритами до 2,5 м в длину и ширину, высотой до 1 м. Массив измеренных точек обрабатывается по собственной программе и выдаётся результат – искомые геометрические размеры. Все контролёры ОГМетр прошли обучающие курсы по настройке и калибровке нового средства измерений, а также по его применению.

С помощью новой координатно-измерительной машины сотрудники ОГМетр будут контролировать метрологические характеристики средств допускового контроля сложной геометрической формы. Машина позволяет прямым измерением, без применения дополнительных приспособлений, получать значения так называемых “воздушных” размеров, например, радиусы окружностей, у которых сложно определить местоположение центра. Кроме калибровки, КИМ будет применяться и для измерения сложных деталей по заявкам производственных подразделений – машина мобильная, есть возможность её перемещения и установки непосредственно в цехе.



Лазерный трекер приобретён взамен старого оборудования, которое эксплуатировалось более 5 лет. Область применения лазерного трекера – проверка технологического оборудования на точность. Новый современный прибор может контролировать точность линейного и углового позиционирования рабочих органов станка за одну установку. В отличие от старого оборудования, новое имеет возможность измерения большего количества параметров. А так как это приборы одной марки, их программное обеспечение совместимо. Соответственно, сохраняется база предыдущих проверок и вся ранее наработанная статистика.

В ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) введена в эксплуатацию новая автоматизированная установка фирмы Intellectual Robot Systems (Россия) для наплавки труб (для тепловой энергетики). Установка предназначена для выполнения коррозионноустойчивой наплавки высоконикелевым сплавом на коллекторах различных диаметров. Наплавка осуществляется по спиральной траектории с линейной скоростью 90 см/мин. Оборудование позволяет производить наплавку на трубах диаметром от 38 до 273 мм. Наплавленный

металл обладает высокой стойкостью к коррозионному растрескиванию под напряжением, достаточно высокой жаропрочностью при температурах до 1000°C и стойкостью к образованию окалины при температурах до 1175°C.

Комплекс работает по технологии Cold Metal Transfer (CMT) – “холодный перенос металла”, не имеющей аналогов в России



Наплавочный комплекс приобретен в рамках выполнения общероссийского проекта “Энергия из отходов”. На сегодняшний день производственная площадка “ЗиО-Подольск” оснащена новейшим оборудованием, как зарубежного, так и отечественного производства. Развитие производственной базы осуществляется в связи с расширением продуктовой линейки и ростом загрузки производства.

В филиале АО “АЭМ-технологии” “Петрозаводск-маш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) ввели в строй новую установку электрошлаковой наплавки. Оборудование предназначено для нанесения антикоррозионного слоя на внутреннюю поверхность трубных заготовок главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ). Наплавочный комплекс может работать с заготовками длиной до 8,5 м и внутренним диаметром до 1 м. При этом толщина наплавляемого слоя составляет 5 мм.

По сравнению с имеющимися на заводе установками новый комплекс усовершенствован автоматической системой контроля за положением наплавочной головки и системой удаленного управления сварочными режимами непосредственно с рабочего места технолога.



До появления этого оборудования электрошлаковая наплавка труб и коллекторов парогенераторов производилась на “Петрозаводскмаше” двумя комплексами фирмы STEEL MEC. За время работы на них наплавлено более километра трубных заготовок и более 60 коллекторов. Ввод в работу третьей наплавочной установки позволил сохранить темп

производства с увеличением объемов наплавочных работ. При этом одну из установок выделили специально для наплавки коллекторов, что оптимизировало производственные потоки в сборочно-сварочном производстве.

Впервые в России технология электрошлаковой плакировки трубных заготовок была разработана и внедрена на “Петрозаводскмаше” в 2013 г. Она позволила отказаться от импорта труб с наплавкой и начать серийное изготовление узлов главного циркуляционного трубопровода АЭС из собственных заготовок. Первые трубные узлы были отгружены на Ленинградскую АЭС-2 уже в 2014 г. Всего “Петрозаводскмаш” изготовил и отгрузил семь комплектов ГЦТ. Сейчас в производстве находятся ещё три комплекта главного циркуляционного трубопровода.

Волгодонский филиал “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступил к изготовлению колен главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) для блока № 1 Курской АЭС-2. Курская АЭС-2 сооружается по проекту с реакторной установкой ВВЭР-ТОИ, что подразумевает использование новой технологии штамповки колен ГЦТ с нестандартными изгибами отводов. Кроме 12 стандартных колен ГЦТ с изгибом в 90°, на “Атоммаше” впервые будут изготовлены 4 колена с изгибом в 39°. Для этого будет использован специальный штамп, позволяющий придать необходимую форму изделию. Масса одного колена – 7 т, наружный диаметр – 995 мм.

Работы по изготовлению колен ГЦТ проводятся в два этапа. Первый этап овализация – прессовка в нужной форме “холодных” заготовок. Второй этап – штамповка. Детали около 2 ч нагреваются при 870°C, а затем около 1 ч при 1080°C. Затем специальный пресс при усилии в 6300 т загибает изделия на 90°.



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

АО “Атомэнергомаш” – комплектный поставщик ключевого оборудования для Курской АЭС-2. В частности, предприятия дивизиона производят реакторное оборудование, парогенераторы, главные циркуляционные насосы, компенсаторы давления, главные циркуляционные трубопроводы, сепараторы-пароперегреватели, подогреватели высокого давления, трубопроводную арматуру, вспомогательные насосы и другое оборудование реакторного острова и машинного зала.

АО “НПО “ЦНИИТМАШ” (входит в машиностроительный дивизион “Росатома” – Атомэнергомаш) сохраняет за собой статус государственного научного центра Российской Федерации до конца 2019 г. Об этом говорится в

распоряжении Правительства РФ от 6 июня 2019 г. №1221-р, подписанном председателем Правительства Дмитрием Медведевым. Решение о продлении статуса ГНЦ для ЦНИИТМАШ и ещё 41 научного учреждения было принято на совещании по оценке результативности деятельности научных организаций, имеющих статус ГНЦ, за период с 2015 по 2017 гг. В совещании приняли участие представители Минобрнауки РФ, Минпромторга РФ, РАН, Росстандарта, Росатома, Роскосмоса и ряда научных организаций. Для вынесения заключения о сохранении статуса ГНЦ РФ члены комиссии рассмотрели содержательные отчёты организаций о реализации функций ГНЦ, отчётные формы, размещённые в Федеральной системе мониторинга результативности деятельности научных организаций, выполняющих научно-исследовательские, опытно-конструкторские и технологические работы, и экспертные заключения по результатам работы ГНЦ в 2015 – 2017 гг.

“Ассоциация ГНЦ объединяет 42 ключевые российские научные организации, которые демонстрируют высокие результаты в области научной деятельности, выполняют важные научно-технические задачи, поставленные государством. Их статус лидера ежегодно подтверждают профильные ведомства, в нашем случае – это Росатом. Результаты оценки Госкорпорация направляет в Минобрнауки РФ, который их рассматривает и утверждает. Подтверждение статуса Государственного научного центра РФ – важное событие для ЦНИИТМАШ. Оно свидетельствует, что институт не живёт вчерашними заслугами, а постоянно развивается, имеет поводы для гордости своими сегодняшними работами, и, находясь на пороге своего 90-летия, уверенно смотрит в завтрашний день”, – заключил заместитель генерального директора ЦНИИТМАШ по научной работе Константин Косырев.

ПАО “РусГидро”

19 июня 2019 г. в Карачаево-Черкесии дан старт строительству двух Красногорских малых ГЭС на реке Кубань. В торжественной церемонии приняли участие председатель правления – генеральный директор ПАО “РусГидро” Николай Шульгинов и глава Карачаево-Черкесской Республики Рашид Темрезов. Новый 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. Ввод новых гидроэлектростанций в эксплуатацию намечен на 2021 – 2022 гг.



В рамках проекта возведения Красногорских МГЭС будут построены два здания гидроэлектростанций, плотина

длиной 148 м и высотой 31,4 м с водосбросом и правобережная защитная дамба длиной 475 м. В здании каждой МГЭС будут размещены два гидроагрегата мощностью 12,45 МВт с поворотными лопастьными гидротурбинами, работающими на расчётном напоре 24,9 м.

Новые гидроэлектростанции 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 обеспечит благоприятные условия для водопользователей ниже по течению.

В результате работы Красногорских МГЭС будет оптимизирован водный режим Кубани, что позволит увеличить выработку электроэнергии на существующих станциях Каскада Кубанских ГЭС на 230 млн кВт·ч ежегодно. На период строительства Красногорских МГЭС будет создано порядка 700 новых рабочих мест.

Красногорские малые ГЭС прошли конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии с заключением договоров о предоставлении мощности, что обеспечивает окупаемость их строительства. Станции спроектированы дочерним обществом РусГидро – институтом “Мособлгидропроект”, проектная документация получила положительное заключение Главгосэкспертизы России.

РусГидро уделяет большое внимание развитию гидроэнергетики Карачаево-Черкесии. В 2016 г. компания ввела в эксплуатацию два гидроагрегата Зеленчукской ГЭС-ГАЭС мощностью 140/156 МВт (в турбинном/насосном режиме), в 2018 г. – малую ГЭС на р. Большой Зеленчук мощностью 1,2 МВт. Ведётся строительство Усть-Джегутинской МГЭС мощностью 5,6 МВт.

В рамках Программы комплексной модернизации РусГидро на Воткинской ГЭС завершена замена гидроагрегата ст. № 5. Он стал третьим полностью обновлённым гидроагрегатом станции. После завершения проведения испытаний будет произведена перемаркировка гидроагрегата с повышением его мощности со 100 до 115 МВт, что соответствует характеристикам установленного оборудования.



Гидроагрегат № 5 был введён в эксплуатацию в 1962 г., его оборудование отработало более 55 лет и достигло значительной степени износа. В ходе работ, продлившихся около года, были заменены турбина, генератор, вспомогательное оборудование, модернизирована система автоматического управления гидроагрегатом. Работы по монтажу выполнили сотрудники дочернего общества РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.

Новый гидроагрегат изготовлен российским производителем – ПАО “Силовые машины”. Оборудование имеет улучшенные технические характеристики, отличается надёжностью и высокой степенью экологической безопасности.

Программа комплексной модернизации Воткинской ГЭС предусматривает замену всех десяти гидроагрегатов станции, соответствующий договор был подписан с предприятием – изготовителем оборудования в 2014 г. В июне 2017 г. были завершены работы по модернизации первого гидроагрегата, а в июне 2018 г. – второго.

Установленная мощность Жигулевской ГЭС увеличилась ещё на 10,5 МВт и составляет в настоящий момент 2488 МВт. Таким образом, с момента начала проекта по замене гидроагрегатов мощность Жигулевской ГЭС возросла на 188 МВт, что соответствует строительству новой гидроэлектростанции среднего размера. Мощность станции была увеличена в результате перемаркировки (процедуры документально оформления изменения мощности) гидроагрегата ст. № 20 – последнего гидроагрегата Жигулевской ГЭС, на котором в рамках реализации Программы комплексной модернизации (ПКМ) ПАО “РусГидро” была заменена гидротурбина.



Таким образом, Жигулевская ГЭС стала второй гидроэлектростанцией РусГидро, на которой в ходе модернизации были заменены все гидротурбины. Новые гидротурбины имеют улучшенную конструкцию, большую мощность и отличаются высокой степенью экологической безопасности. Помимо замены гидротурбин, на гидроагрегатах смонтированы современные системы управления. Обновлённые гидротурбины Жигулевской ГЭС изготовлены российским концерном “Силловые машины”.

ООО “Башкирская генерирующая компания”

Подготовка генерирующего и вспомогательного оборудования филиалов ООО “БГК” к осенне-зимнему периоду вступила в решающую фазу. В первом полугодии энергетики Башкирской генерирующей компании завершили капитальные ремонты трёх турбоагрегатов, двух паровых котлов и одного гидроагрегата. Среди них – капитальный ремонт турбоагрегата № 6 Стерлитамакской ТЭЦ. Здесь, помимо выполнения типового объёма ремонтов, энергоремонтники заменили регулирующие клапаны цилиндра высокого давления, а в рамках инвестиционной программы филиала провели техническое перевооружение гидравлической системы регулирования с переводом её на электрогидравлическую, организовали дополнительный отбор пара давлением 30 ата из камеры первого регенеративного отбора.

Также успешно завершён капитальный ремонт парового котла № 10 Стерлитамакской ТЭЦ, где дополнительно по ремонтной программе выполнена замена конвективного пароперегревателя с коллекторами, по инвестпрограмме – обновление набивки регенеративного воздухоподогревателя.

Не менее значимым стал капремонт гидроагрегата № 1 Павловской ГЭС. В период его проведения гидроэнергетики выполнили большой объём работ, предусмотренных инвестиционной программой. В частности, впервые с момента пуска агрегата в 1959 г. заменили быстропадающие щиты.

Помимо перечисленных, в этом году в филиалах ООО “БГК” начаты и завершены капитальные ремонты парового котла № 3 и турбоагрегатов №3 и 4 Уфимской ТЭЦ-3, средний ремонт парового котла № 3 Ново-Стерлитамакской ТЭЦ. Весь объём работ энергетики выполнили с хорошим качеством, что значительно повысило надёжность оборудования и позволит продлить срок их службы.

Ремонтная кампания продолжается. Сейчас в капитальном ремонте – паровой котёл № 7 Уфимской ТЭЦ-3 со сверхтиповым объёмом работ по замене змеевиков пароперегревателя первой ступени и модернизации горелочных устройств согласно инвестиционной программе, турбоагрегат № 9 Салаватской ТЭЦ.

1 июля начался капитальный ремонт турбоагрегата № 7 Уфимской ТЭЦ-2, который предусматривает замену двух венцов регулирующей ступени, рабочих лопаток второй ступени, латунных трубок внутренних половин конденсатора, а также автоматического стопорного клапана, являющегося основным защитным органом турбины. В период проведения ремонта в соответствии с инвестиционной программой будут модернизированы система автоматического регулирования и технологических защит, информационно-измерительная система, а также щит управления с применением микропроцессорной техники.

Всего программой ремонтов ООО “БГК” на 2019 г. предусмотрено проведение капитальных и средних ремонтов восьми турбоагрегатов, трёх гидроагрегатов и десяти паровых котлов.

НПО “ЭЛСИБ”

В июне состоялась очередная отгрузка четырёх асинхронных электродвигателей типа 4АЗМА-5000-6000-ТВ3 для АЭС Куданкулан (Республика Индия). Двигатели изготовлены в рамках межправительственного соглашения строительства АЭС “Куданкулам” для энергоблоков № 3 и 4 и будут эксплуатироваться в составе насосных агрегатов производства АО “ЦКБМ” (Санкт-Петербург). Это уже вторая отгрузка двигателей по данному контракту в текущем году. В апреле была отгружена партия в размере двух двигателей типа 4АЗМА-630 – 6000-ТВ3.



28 июня единственной гидроэлектростанции в Республике Татарстан, Нижнекамской ГЭС исполнилось 40 лет. В 1979 г. запуском первого генератора производства Сибэлектротязмаш (ныне НПО “ЭЛСИБ”) ознаменован её День рождения. Сегодня на ГЭС эксплуатируется 16 гидрогенераторов,

14 из которых изготовлены новосибирскими машиностроителями, последний гидроагрегат был введён в эксплуатацию в 1987 г.

“От лица коллектива завода ЭЛСИБ поздравляю сотрудников и ветеранов Нижнекамской ГЭС с 40-летием станции! Нижнекамская ГЭС вносит огромный вклад в развитие Республики Татарстан и Российской Федерации. Нельзя забывать и о том, что новейшая история Набережных Челнов начинается со строительства этой станции. Желаю неиссякаемой энергии, успехов, процветания, а также благодарю за многолетнее сотрудничество!” – поздравил коллег генеральный директор НПО “ЭЛСИБ” Дмитрий Безмельницын.

НПО “ЭЛСИБ” стало участником XI Всероссийской конференции “РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ-2019” (4–5 июня), посвящённой вопросам проектирования и строительства предприятий электроэнергетики, реконструкции электростанций, практическим вопросам модернизации турбин, котлов, горелок и другого энергетического оборудования. На конференции с презентацией “Турбогенераторы НПО “ЭЛСИБ” ПАО” для проектов модернизации теплоэлектростанций в рамках ДПМ-2 (КОММод) и для объектов распределённой энергетики” выступил Александр Артемов, заместитель директора по продажам.

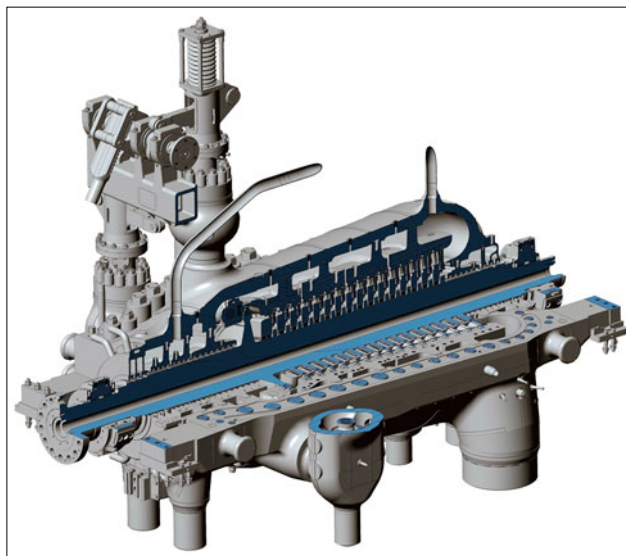
Участниками конференции стали руководители и ведущие специалисты генерирующих компаний России и ближнего зарубежья, а также российские и зарубежные производители оборудования, научные и инженеринговые компании, имеющие опыт внедрения современных решений и технологий на предприятиях и объектах энергетики.

В конференции приняли участие 120 делегатов, в том числе представители компаний – заказчиков НПО “ЭЛСИБ”: ООО “Башкирская генерирующая компания”, Белоярская АЭС – филиал АО “Концерн Росэнергоатом”, Группа ГМС АО “ГИДРОМАШСЕРВИС”, АО “ЕВРАЗ НТМК”, Ириклинская ГРЭС АО “Интер РАО – Электрогенерация”, Казанская ТЭЦ-2 АО “Татэнерго”, Красноярская ТЭЦ-3 АО “Енисейская ТГК (ТГК-13)”, ПАО “КуйбышевАзот”, ООО “Мечел-Энерго”, РУП “Минскэнерго” (Республика Беларусь), АО “Объединённая теплоэнергетическая компания”, Пермская ГРЭС АО “Интер РАО-Электрогенерация”, ПП Орловская ТЭЦ филиал ПАО “Квадра” - “Орловская генерация”, Свердловский филиал ПАО “Т Плюс”, ТЭЦ-25 ПАО “Мосэнерго”, АО “Уральский турбинный завод”, ПАО “Фортум”, ТОО “АЭС Усть-Каменогорская ГЭС”, ТОО “АЭС Шувальбинская ГЭС” (Республика Казахстан), ОАО “Электрические станции” (Кыргызская Республика), ПАО “Энел Россия”.

Уральский турбинный завод

Уральский турбинный завод (холдинг РОТЕК) отгружает турбину ПТ-100 для Улан-Баторской ТЭЦ-4. Это вторая из четырёх турбин станции, подлежащих модер-

низации в рамках масштабной инвестиционной программы. Работа по всем четырём агрегатам идёт полным ходом: первая турбина Т-123 уже смонтирована на станции, специалисты приступают к пуско-наладочным испытаниям, третья машина Т-123 в ближайшее время будет предъявлена заказчику на сборочном стенде завода в Екатеринбурге, четвёртая турбина Т-123 сейчас находится в производстве.



Масштабный проект по обновлению генерирующего оборудования ТЭЦ-4 Улан-Батора завершится в 2020 г. Всего УТЗ поставит оборудование общей мощностью 469 МВт – это на 59 МВт больше установленной мощности станции в настоящее время. Таким образом, мощности станции будут обновлены на 592 МВт (вместе с уральской турбиной, поставленной в 2015 г.), что составляет около 60% всей мощности энергосистемы Монголии. Реализация проекта обеспечит надёжное и безаварийное энергоснабжение столицы и энергосистемы Монголии в целом. Экономия топлива составит 25 млн дол. в год.

Напомним, в 2015 г. УТЗ выполнил работы по расширению Улан-Баторской ТЭЦ-4 с установкой турбоагрегата мощностью 130 МВт. Этот проект был удостоен награды президента Монголии “Алтан Гэрэгэ”. Российские машиностроители реализовали его всего за год, это рекордный срок для таких сложных объектов: работы на площадке начались в феврале 2014 г., первые мегаватты электроэнергии были выработаны в марте 2015 г. Энергоблок монтировался между работающими турбинами, без их останова.