

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 феврале 2020 г. составило 93,1 млрд кВт·ч, что на 1,4% больше объёма потребления за февраль 2019 г. Потребление электроэнергии в феврале 2020 г. в целом по России составило 94,6 млрд кВт·ч, что на 1,5% больше аналогичного показателя 2019 г. Прирост обусловлен наличием дополнительного дня високосного года. Без учёта 29 февраля потребление по ЕЭС России за февраль ниже прошлогоднего значения на 2,0%, по России в целом – на 1,9%.

В феврале 2020 г. электростанции ЕЭС России выработали 94,1 млрд кВт·ч, что на 0,5% больше, чем в феврале 2019 г. Выработка электроэнергии в России в целом в феврале 2020 г. составила 95,6 млрд кВт·ч, что на 0,6% больше выработки в феврале прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в феврале 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 55,8 млрд кВт·ч, что на 3,3% меньше, чем в феврале 2019 г. Выработка ГЭС за второй месяц 2020 г. составила 16,0 млрд кВт·ч (на 25,8 % больше уровня 2019 г.), АЭС – 16,5 млрд кВт·ч (на 7,9% меньше уровня 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,6 млрд кВт·ч (на 8,8% больше уровня 2019 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в феврале 2020 г. зафиксирован 10 февраля в 10:00 по московскому времени и составил 146 328 МВт, что ниже максимума потребления мощности в феврале 2019 г. на 4178 МВт (2,8%). По оперативным данным ОДУ Юга, 10 февраля 2020 г. в энергосистеме Республики Ингушетия зафиксирован самый высокий показатель по-

требления электрической мощности за всю историю её существования, который составил 143 МВт.

Снижение потребления мощности в ЕЭС России в феврале 2020 г. по сравнению с показателем прошлого года связано с более высокой температурой воздуха. Среднемесячная температура воздуха в феврале текущего года составила –4,9°С, что на 4,2°С выше её значения в том же месяце 2019 г. Данные за февраль 2020 г. приведены в табл. 1.

Потребление электроэнергии за два месяца 2020 г. в целом по России составило 195,2 млрд кВт·ч, что на 1,0% меньше, чем за такой же период 2019 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 192,0 млрд кВт·ч, что на 1,1% меньше, чем в январе – феврале 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России и по России в целом уменьшилось на 2,6 и 2,5% соответственно.

С начала 2020 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 197,9 млрд кВт·ч, что на 1,4% меньше объёма выработки в январе – феврале 2019 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за два месяца 2020 г. составила 194,8 млрд кВт·ч, что на 1,5% меньше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение двух месяцев 2020 г. несли ТЭС, выработка которых составила 115,4 млрд кВт·ч, что на 6,3% меньше, чем в январе – феврале 2019 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 32,0 млрд кВт·ч (на 21,6% больше, чем за два месяца 2019 г.), АЭС – 35,4 млрд кВт·ч (на 4,7 % меньше, чем в аналогичном периоде 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 11,7 млрд кВт·ч (на 6,2% больше показателя января – февраля 2019 г.). Данные за два месяца 2020 г. представлены в табл. 2.

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показа-

Таблица 1

ОЭС	Выработка в феврале 2020 г.		Потребление в феврале 2020 г.	
	млрд кВт·ч	% относительно февраля 2019 г.	млрд кВт·ч	% относительно февраля 2019 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	4,9 (4,8)	5,9 (2,5)	4,8 (4,7)	7,2 (3,7)
Сибири (с учётом изолированных систем)	19,6 (18,9)	3,7 (0,3)	19,4 (18,8)	1,3 (–2,1)
Урала	22,5 (21,7)	0,2 (–3,2)	22,3 (21,5)	0,6 (–2,7)
Средней Волги	9,0 (8,7)	–7,9 (–10,9)	9,3 (9,0)	–1,7 (–4,9)
Центра	20,7 (20,0)	0,0 (–3,4)	21,3 (20,6)	2,4 (–1,0)
Северо-Запада	10,0 (9,7)	0,0 (–3,3)	8,4 (8,1)	0,8 (–2,6)
Юга	8,9 (8,6)	4,3 (0,9)	9,0 (8,8)	2,9 (–0,4)

Примечание: В скобках приведены показатели без учёта 29.02.2020 г.

Таблица 2

ОЭС	Выработка в январе – феврале 2020 г.		Потребление в январе – феврале 2020 г.	
	млрд кВт·ч	% относительно января – февраля 2019 г.	млрд кВт·ч	% относительно января – февраля 2019 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	10,4 (10,2)	4,2 (2,6)	10,1 (10,0)	5,2 (3,6)
Сибири (с учётом изолированных систем)	40,2 (39,6)	1,5 (–0,1)	40,3 (39,7)	0,1 (–1,5)
Урала	46,3 (45,5)	–2,6 (–4,2)	46,0 (45,3)	–1,3 (–2,9)
Средней Волги	19,1 (18,8)	–7,7 (–9,1)	19,0 (18,7)	–4,1 (–5,6)
Центра	42,3 (41,6)	–2,1 (–3,7)	43,6 (42,9)	–1,5 (–3,0)
Северо-Запада	21,2 (20,9)	–1,0 (–2,6)	17,3 (17,0)	–2,7 (–4,3)
Юга	18,3 (18,0)	0,6 (–1,0)	18,7 (18,5)	0,7 (–0,9)

Примечание: В скобках приведены показатели без учёта 29.02.2020 г.

телей 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. С 2 января 2019 г. показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Востока формируются с учётом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Развитие

В Филиале АО “СО ЕЭС” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Востока” (ОДУ Востока) введён в промышленную эксплуатацию модернизированный диспетчерский щит на базе жидкокристаллических (ЖК) панелей. Работы проводились в рамках инвестиционной программы Системного оператора в соответствии с политикой развития информационных технологий АО “СО ЕЭС” на период до 2023 г. Диспетчерский щит используется диспетчерами ОДУ Востока в процессе круглосуточного управления режимами ОЭС Востока. Модернизация диспетчерского щита включала в себя замену 21 лампового видеопроекторного куба 40 тонкошовными ЖК-панелями, а также замену графических контроллеров.

Новый щит пришёл на смену видеостене на основе видеопроекторной технологии, которая исчерпала свой эксплуатационный ресурс. В свою очередь, эта видеостена заменила собою мнемонический (мозаичный) щит, отработавший несколько десятилетий и не удовлетворявший требованиям оперативно-диспетчерского управления энергосистемой.

Несмотря на незначительное увеличение площади экрана видеостены в результате модернизации существенно увеличилось её разрешение, что улучшило детализацию отображения элементов, обеспечивая более эффективную работу диспетчеров со схемой ОЭС Востока и схемами отдельных энергообъектов. Эргономические характеристики нового щита на основе тонко-

шовных ЖК-панелей позволяют диспетчерскому персоналу комфортно работать с отображаемой информацией. Яркость и цвет изображения новой видеостены одинаковы по всей её площади, кроме того, появилась возможность регулировки яркости самими пользователями в соответствии с их предпочтением, например, в дневное или ночное время. Также с переходом на ЖК-панели снизилось энергопотребление диспетчерского щита и значительно упростилось его техническое обслуживание.

В период модернизации диспетчерского щита было обеспечено надёжное управление режимом ОЭС Востока.

Агрегаторы управления спросом на розничном рынке

13 февраля в АО “СО ЕЭС” состоялся семинар для участников проводимого в 2019 – 2020 гг. пилотного проекта по управлению спросом на электроэнергию потребителей розничного рынка, а также компаний, потенциально заинтересованных в участии в отборе исполнителей услуг на II квартал 2020 г. В ходе семинара специалисты Системного оператора представили итоги отбора агрегаторов управления спросом на первый квартал 2020 г., проанализировали особенности оказания услуг в январе 2020 г., рассказали о подготовке к проведению отбора во втором квартале 2020 г. и направлениях дальнейшего развития пилотного проекта.

В семинаре приняли участие более 170 представителей генерирующих и энергосбытовых компаний, потребителей электроэнергии, отраслевых ассоциаций и некоммерческих партнёров. В рамках семинара выступили директор по энергетическим рынкам АО “СО ЕЭС” Андрей Катаев, начальник Департамента рынка системных услуг Максим Кулешов, представители департаментов рынка системных услуг и правового обеспечения АО “СО ЕЭС”.

Открывая совещание, заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий напомнил участникам о целях пилотного проекта и наиболее актуальных текущих задачах. Одной из них является определение чётких формальных критериев задействования ресурсов управления спросом – параметров оптового рынка, обеспечивающих достижение максималь-

ного эффекта от функционирования механизма. Также необходимо подтвердить техническую работоспособность мероприятий по снижению потребления розничных потребителей, что предусматривает разработку эффективных методов контроля исполнения обязательств участниками проекта, технологий информирования потребителей, а также подходов к оценке эффективности исполнения обязательств агрегаторами.

Начальник Департамента рынка системных услуг Максим Кулешов проанализировал основные результаты отбора исполнителей услуг по управлению спросом на I квартал 2020 г. и особенности оказания услуг в январе 2020 г. Максим Кулешов заявил о планах Системного оператора провести анализ практики функционирования агрегаторов управления спросом в рамках пилотного проекта и до 1 сентября 2020 г. представить на рассмотрение Министерства энергетики РФ предложения о возможностях дальнейшего применения и развития механизма.

Главный специалист Департамента рынка системных услуг Елена Ишкова рассказала потенциальным участникам механизма управления спросом о действующей системе информационного обмена между агрегаторами и Системным оператором и ознакомила участников семинара с основными методами определения объёма снижения потребления энергопринимающих устройств, представила ключевые изменения в типовом договоре оказания услуг между агрегаторами и Системным оператором и рекомендации к подготовке документов в составе заявки на участие в конкурентном отборе на II квартал 2020 г.

Основные требования к документам в составе заявки на участие в конкурентном отборе были представлены в ходе доклада специалистов Департамента правового обеспечения АО «СО ЕЭС» Марии Юрасовой и Татьяны Токаревой.

В завершение семинара прозвучал доклад представителя Сколковского института науки и технологий (Сколтех) Нины Харламовой, которая рассказала о результатах проведённого совместно с АО «СО ЕЭС» исследования методов оценки объёма снижения нагрузки потребителей.

С представленными в рамках семинара докладами можно ознакомиться в специальном разделе, посвящённом управлению спросом.

В марте 2019 г. Правительством РФ принято постановление № 287 от 20.03.2019, регулирующее проведение пилотного проекта, целью которого является отработка технических и технологических решений, формирование агрегаторов управления спросом розничных потребителей как нового типа участников энергорынка и создание класса активных потребителей электроэнергии, способных адаптировать своё потребление к складывающимся в энергосистеме условиям.

В рамках пилотного проекта отбор исполнителей услуг по управлению спросом проводится один раз в квартал, что позволяет оперативно вносить коррективы в условия реализации пилотного проекта.

В целях совершенствования процедур и формирования целевой модели механизма управления спросом потребителей розничного рынка электроэнергии Системный оператор организовал проведение регулярных

практических семинаров. В ходе этих мероприятий участники отборов исполнителей услуг по управлению спросом, потребители электроэнергии, представители отраслевых ассоциаций, энергосбытовых компаний и гарантирующих поставщиков имеют возможность обменяться опытом и выработать рекомендации по формированию целевой модели механизма управления спросом на розничном рынке.

Кроме того, Системным оператором создан Методологический совет по вопросам экономического управления спросом на электрическую энергию. Главной целью этой дискуссионной площадки является выработка рекомендаций и предложений по совершенствованию процесса реализации пилотного проекта по вовлечению потребителей розничного рынка в управление спросом на электроэнергию.

Завершение программы ДПМ

Филиалы АО «СО ЕЭС» – «Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Центра» (ОДУ Центра) и «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Воронежской области» (Воронежское РДУ) – обеспечили режимные условия для проведения испытаний и аттестации на оптовом рынке с 1 февраля парогазовой установки (ПГУ) мощностью 219,6 МВт Воронежской ТЭЦ-1 ПАО «Квадра». Это генерирующее оборудование стало последним, построенным по программе договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок генерирующими компаниями (ДПМ), начатой в 2010 г.

Перечень объектов ДПМ, предусматривающий гарантированный возврат инвестиций в строительство генерирующих мощностей, определён распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р.

В рамках программы ДПМ в ЕЭС России введено 136 генерирующих объектов на 92 ТЭС с увеличением установленной мощности электростанций на 25 583 МВт и двух ГЭС с увеличением установленной мощности электростанций на 76 МВт.

Выполнение программы ДПМ обеспечило повышение эффективности и экономичности работы оборудования ТЭС ЕЭС России за счёт ввода в эксплуатацию 67 парогазовых энергоблоков в объёме более 19 ГВт (74,5% суммарных объёмов вводов ДПМ на ТЭС), в том числе ввода более 20 крупных энергоблоков установленной мощностью 400 МВт и более.

Для обеспечения выдачи мощности электростанций реализованы проекты по сооружению новых и реконструкции существующих линий электропередачи.

Ввод большого объёма современного высокоманевренного оборудования на электростанциях страны не только обеспечил наличие высокоэффективных мощностей в ЕЭС России в целом, но и решил целый ряд существовавших на начало периода реализации программы ДПМ локальных проблем с обеспечением надёжного электроснабжения потребителей. Среди основных можно выделить решение острых проблем с надёжностью электроснабжения в энергосистемах Москвы и Московской области, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, с ликвидацией локальных дефицитов в ЕЭС России. Ввод нового оборудования дал возмож-

ность вывести из эксплуатации почти 9,5 ГВт старого и неэффективного оборудования на ТЭС, участвовавших в реализации программы ДПМ.

В процессе проектирования и строительства новых мощностей специалисты Системного оператора принимали участие в разработке задания на проектирование, согласовании проектной документации и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Они также участвовали в разработке программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приёмке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерские центры.

Для обеспечения стабильной работы нового оборудования в составе энергосистемы специалисты Системного оператора выполнили расчёты электроэнергетических режимов территориальных энергосистем с учётом мощности новых генерирующих объектов, а также расчёты статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания в прилегающей электрической сети, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики электростанций и электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу их мощности.

Цифровизация отрасли

Филиал АО “СО ЕЭС” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада” (ОДУ Северо-Запада) совместно с филиалом ПАО “ФСК ЕЭС” – МЭС Северо-Запада ввели в промышленную эксплуатацию автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 330 кВ Волхов-Северная в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской обл. (Ленинградской энергосистеме). Автоматизированная система представляет собой программно-аппаратный комплекс, позволяющий дистанционно управлять оборудованием подстанции и подключёнными к ней линиями электропередачи 330 кВ из диспетчерского центра Системного оператора и центра управления сетями (ЦУС) Федеральной сетевой компании путём запуска программы переключений, которая затем реализуется автоматически. Новая цифровая система обеспечивает возможность дистанционного управления из ОДУ Северо-Запада выключателями и разъединителями 330 кВ, выключателями 110 кВ автотрансформаторов 330/110 кВ, заземляющими ножами ЛЭП 330 кВ, находящимися в диспетчерском управлении Системного оператора. Остальные коммутационные аппараты 110 кВ управляются дистанционно из ЦУС Ленинградского ПМЭС.

ПС Волхов-Северная стала четвёртой подстанцией в операционной зоне ОДУ Северо-Запада, на которой реализован проект дистанционного управления. В 2018 г. введены автоматизированные системы дистанционного управления оборудованием подстанций 330 кВ Завод Ильич, Василеостровская и 220 кВ Проспект Испытателей. На начало 2020 г. намечена реализация проектов на ПС 330 кВ Центральная и Ржевская, а к концу 2020 г. планируется реализация проектов на восьми ПС 330 кВ: Парнас, Северная, Южная, Пулковская, Колпино, Кингисеппская, Чудово, Новгородская.

В процессе реализации проекта специалисты ОДУ Северо-Запада принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию системы дистанционного управления, а также участвовали в разработке программ комплексных испытаний цифровой системы. Распределены функции дистанционного управления между АО “СО ЕЭС” и Федеральной сетевой компанией, выполнена необходимая настройка автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) подстанции и оперативно-информационных комплексов в ОДУ Северо-Запада и ЦУС Ленинградского ПМЭС, протестирована система сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр. Приняты меры по обеспечению информационной безопасности, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала.

При проведении комплексных испытаний новой системы ОДУ Северо-Запада обеспечило необходимые схемно-режимные условия в ОЭС Северо-Запада.

По мере расширения использования дистанционного управления электросетевым оборудованием в ЕЭС России повышается качество управления электроэнергетическим режимом, а также снижаются суммарные затраты потребителей электроэнергии за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов, увеличения скорости реализации команд по изменению топологии электрической сети. К настоящему моменту в ЕЭС России автоматизированное дистанционное управление реализовано на 27 подстанциях 110 – 500 кВ.

Наряду с развитием централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения, систем мониторинга запаса устойчивости, системы доведения планового диспетчерского графика до ГЭС, автоматизированной системы мониторинга РЗА и других современных цифровых технологий в оперативно-диспетчерском управлении ЕЭС России внедрение автоматизированного дистанционного управления сетевым оборудованием – это реальный шаг к цифровизации российской электроэнергетики. Использование в электроэнергетической отрасли передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

ПС 330 кВ Волхов-Северная – одна из старейших подстанций в Санкт-Петербурге, построенная в 1926 г. под руководством инженера-энергетика, члена Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО) Г. Графтио вместе с Волховской гидроэлектростанцией. С 2013 г. входит в энергетическое кольцо 330 кВ Северная – Восточная – Волхов-Северная – Завод Ильич – Василеостровская – Северная, значительно повышающего надёжность энергоснабжения Санкт-Петербурга.

По результатам совместного пилотного проекта АО “СО ЕЭС” и ПАО “РусГидро” технология цифрового дистанционного управления графиками

нагрузки ГЭС из диспетчерских центров по каналам АРЧМ рекомендована к применению и тиражированию в ЕЭС России. Решение об этом принято на заседании участников разработанного в рамках цифровой трансформации экономики ведомственного проекта “Единая техническая политика – надёжность электроснабжения”, частью которого является совместный проект Системного оператора и “РусГидро”. Участники заседания, проходившего под руководством заместителя директора департамента оперативного контроля в ТЭК Минэнерго России Елены Медведевой, высказались за дальнейшее развитие и тиражирование технологии цифрового дистанционного управления графиками нагрузки электростанций из диспетчерских центров Системного оператора.

Разработанная технология позволяет использовать существующие телекоммуникационные каналы, связывающие установленные в Системном операторе централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) с системами группового регулирования активной мощности (ГРАМ) гидроэлектростанций.

Прямое, без участия оперативного персонала электростанции, дистанционное управление графиками нагрузки ГЭС позволяет повысить стабильность функционирования ЕЭС России за счёт повышения точности и оперативности регулирования нагрузки ГЭС и снижения вероятности отклонений от планового диспетчерского графика электростанций, не подключённых к новой системе дистанционного управления, а также снижения вероятности ошибочных действий оперативного персонала электростанций.

Совместный проект “Цифровое дистанционное управление графиками нагрузки гидравлических электрических станций из диспетчерских центров” – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с дистанционным управлением оборудованием подстанций, вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в энергосистемах, систем мониторинга запасов устойчивости, создания автоматизированной системы мониторинга РЗА. Все эти проекты позволяют получить значительный положительный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

Перед началом внедрения новой технологии специалисты АО “СО ЕЭС” совместно со специалистами ПАО “РусГидро” отработали её на специально созданном стенде, в состав которого были включены оборудование Системного оператора и имитаторы реальных систем ГРАМ нескольких производителей, а также разработали общие технические требования для подключения ГЭС к цифровой системе доведения плановой мощности. В дальнейшем в рамках реализации пилотного проекта в Главном диспетчерском центре и филиалах АО “СО ЕЭС” ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Урала и ОДУ Юга внедрено унифицированное программное обеспечение цифровой системы дистанционного управления графиками нагрузок ГЭС, выполнена модернизация систем ГРАМ Зейской, Саяно-Шушенской, Камской, Ирганайской, Зеленчукской, Чиркейской, Саратовской, Нижегородской, Волжской, Жигу-

левской и Чебоксарской ГЭС. К настоящему моменту цифровое дистанционное управление графиками нагрузки из диспетчерских центров по существующим телекоммуникационным каналам АРЧМ внедрено на всех этих 11 ГЭС.

Системный оператор и “РусГидро” разработали совместный план по внедрению технологии цифрового дистанционного управления графиками нагрузки на всех ГЭС компании “РусГидро”, участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты в ЕЭС России. Кроме того, целесообразно расширение технологии на ТЭС, подключённых к системам АРЧМ. Для этого до 2023 г. Системный оператор планирует внедрить технологию в своих филиалах – ОДУ Северо-Запада и Кольское РДУ, в операционных зонах которых работают ТЭС, участвующие в АРЧМ. По оценке Системного оператора, в общей сложности к системе цифрового дистанционного управления могут быть подключены 33 ГЭС и 7 ТЭС.

В дальнейшем, по мнению специалистов Системного оператора, использование новой цифровой технологии автоматизированного доведения плановых диспетчерских графиков возможно не только для электростанций, подключённых к АРЧМ, но и для всех электростанций ЕЭС России при условии незначительной доработки их систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой АО “СО ЕЭС”.

Ведомственный проект “Единая техническая политика – надёжность электроснабжения” утверждён протоколом заседания ведомственного координационного органа проектной деятельности Минэнерго России под председательством министра энергетики Российской Федерации от 18.04.2019 № АН-139 пр. В рамках проекта Минэнерго России реализуются и запланированы к завершению до 2024 г. 25 пилотных проектов, предусматривающих внедрение цифровых технологий и изменение отдельных бизнес-процессов в различных энергокомпаниях.

ПАО “Российские сети”

Комментарий заместителя генерального директора по экономике и финансам компании “Россети” Павла Гребцова. Компания “Россети” поддерживает инициативу, предложенную 28 февраля 2020 г. председателем Совета Федерации Валентиной Ивановной Матвиенко, по введению в Российской Федерации единой государственной политики в области установления тарифов в электроэнергетике.

В настоящее время единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии на одном уровне напряжения могут различаться в несколько раз в зависимости от субъекта Российской Федерации. Так, тарифы на услуги по передаче электрической энергии на территории Иркутской обл. в 3,8 раза ниже, чем в соседней Бурятии [0,44 руб/(кВт·ч) на ВН и 1,69 руб/(кВт·ч) соответственно] и в 8 раз ниже, чем в Республике Тыва [3,52 руб/(кВт·ч)].

Такой значительный разрыв создаёт дискриминационные условия для потребителей услуг по передаче электрической энергии и является экономическим барьером для инвестиционных вложений в развитие субъек-

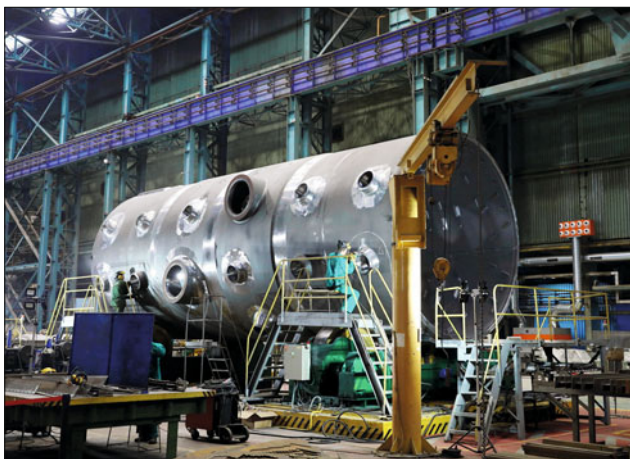
тов Российской Федерации, на территории которых установлен высокий тариф.

Так, формирование на территории Иркутской обл. ещё в советские годы комплекса энергоёмких производств (цветная металлургия, машиностроение, химическая, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность) в сочетании с тремя гидроэлектростанциями создало основу низких цен на электроэнергию в регионе. В то же время большая протяжённость электросетевого комплекса Республики Бурятия в отсутствие крупных промышленных потребителей является ключевым фактором высоких цен на электроэнергию на территории данного субъекта.

Учитывая исторические особенности развития регионов, а также различия в топологии сети, введение единой государственной политики по формированию тарифов и создание единого тарифного пространства на различных территориях приведут к выравниванию тарифов на услуги по передаче электроэнергии и дадут импульс к экономическому развитию большинства субъектов Российской Федерации.

АО “Атомэнергомаш”

Волгодонский филиал АО “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) выполнил сборку и сварку комплекта корпусов парогенераторов для первого блока АЭС Руппур (Народная Республика Бангладеш). Парогенератор – теплообменный аппарат, являющийся частью реакторной установки, относится к изделиям первого класса безопасности. Диаметр его составляет 4 м и более, длина аппарата – порядка 15 м, масса – 340 т. В состав оборудования одного энергоблока АЭС входят четыре парогенератора.



Предварительно корпус парогенератора собрали из четырёх обечаек и заварили между собой. В процессе сварки в общей сложности было использовано более 2000 кг флюса и более 12 000 м проволоки.

В настоящее время на первом корпусе парогенератора массой 160 т завершается механическая обработка. В течение месяца изделие будет готово к установке коллекторов первого контура. Другие три корпуса теплообменных аппаратов находятся на разных стадиях из-

готовления: механическая обработка, проведение контролей.

Петрозаводский филиал АО “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации “Росатом” – Атомэнергомаш; является членом Карельского регионального отделения СоюзМаши России) изготовил первые корпусные детали гидроёмкостей системы пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ), предназначенных для второго энергоблока АЭС Руппур. СПЗАЗ является важнейшим элементом системы безопасности АЭС и предназначена для отвода остаточных тепловыделений в случае серьёзной аварии теплоносителя первого контура реактора. Система состоит из восьми гидроёмкостей – толстостенных сосудов объёмом 120 м³ каждый. Во время эксплуатации ёмкости заполняют водным раствором борной кислоты, который предназначен для охлаждения активной зоны реактора.



В настоящее время на Петрозаводском заводе изготавливают цилиндрические части корпусов ёмкостей СПЗАЗ – обечайки. На листогибочной машине заготовкам из нержавеющей листового проката придают форму цилиндра с внутренним диаметром более 4 м. Затем выполняют продольный сварочный шов.

Корпус одной гидроёмкости состоит из трёх обечаек массой 15,5 т каждая. В сборе с внутренними устройствами и днищами масса ёмкости СПЗАЗ составит около 77 т.

ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отгрузило комплект оборудования машинного зала АЭС Руппур. В Республику Бангладеш отправлен последний четвёртый комплект СПП-1200. Оборудование предназначено для оснащения энергоблока № 1.

Сепараторы-пароперегреватели предназначены для осушки и перегрева влажного пара после цилиндра высокого давления турбины. СПП-1200 отгружается тремя частями: сепаратор массой 41 т, пароперегреватель первой ступени (масса аппарата 86 т), а также пароперегреватель второй ступени (105 т). При монтаже три части СПП-1200 устанавливаются вертикально в одном корпусе.

Конструкторская документация разработана специалистами отдела оборудования атомных станций Департамента оборудования атомного машиностроения ПАО “ЗиО-Подольск”, они же осуществляют авторское сопровождение за изготовлением. Срок службы оборудо-

дования – 50 лет. Ранее завод изготовил и поставил аналогичные аппараты для новых энергоблоков Нововоронежской АЭС, Ленинградской АЭС-2 и двух блоков Белорусской атомной станции.



В Волгодонском филиале АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершили ключевой этап изготовления корпуса реактора для первого энергоблока АЭС Аккую в Турции. Специалисты завода провели сварку замыкающего шва, соединив две половины корпуса в единое изделие.

Продолжительность сварки составила 10 дней при непрерывном подогреве зоны сварного шва от 150 до 300°С. После завершения сварочных операций корпус реактора массой 320 т с помощью крана помещается в печь, где в течение двух суток будет проходить его термическая обработка. Затем специалисты проведут весь спектр контрольных операций сварного шва, включая рентгенографическую дефектоскопию.

Параллельно с изготовлением самого корпуса реактора на заводе изготавливают внутрикорпусные устройства к нему, а также крышку реактора и верхний блок.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем. Внутри корпуса размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органов регулирования и защиты реакторов и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля. Крепление крышки к корпусу осуществляется шпильками. В верхней части корпуса имеются патрубки для подвода и отвода теплоносителя, а также патрубки для аварийного подвода теплоносителя при разгерметизации контура.

АО «Атомэнергомаш» является комплектным поставщиком оборудования реакторной установки и машинного зала для всех четырёх блоков станции. Предприятиями дивизиона изготавливаются реакторы, парогенераторы, насосное, теплообменное и другое оборудование, которое обеспечит надёжную и безопасную работу АЭС в течение всего срока эксплуатации.

ПАО «РусГидро»

Колымская ГЭС получит новое распределительное устройство. В рамках Программы комплексной

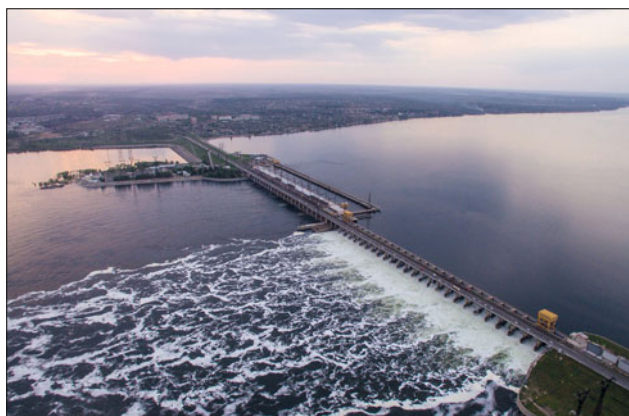
модернизации РусГидро на Колымской ГЭС будут установлены современное элегазовое комплектное распределительное устройство (КРУЭ) напряжением 220 кВ и новые силовые трансформаторы.

КРУЭ заменит морально устаревшее распредустройство, выработавшее нормативный срок. За счёт отказа от маслonaполненного оборудования существенно повысится экологичность распредустройства. Система управления КРУЭ будет выполнена на базе микропроцессорной техники. Новые трансформаторы обеспечат возможность последующего внедрения автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии. Благодаря использованию современного оборудования повысится надёжность и снизятся эксплуатационные издержки.



В настоящее время проведён технологический и ценовой аудит проекта замены КРУЭ и трансформаторов. В апреле планируется завершить закупочные процедуры по выбору поставщика оборудования, до конца года начать замену силового оборудования.

На Волжской ГЭС началась модернизация двадцатой гидротурбины. На Волжской ГЭС началась модернизация гидроагрегата ст. № 10. Это уже 20-й гидроагрегат, на котором будет обновлена турбина, и 13-й – в части замены генератора. Работы продлятся до апреля 2021 г. За это время специалисты гидроэлектростанции заменят турбину, генератор и вспомогательное оборудование. Обновление гидроагрегата проводится в рамках Программы комплексной модернизации РусГидро.



В рамках этой программы в течение 2020 г. на Волжской ГЭС после модернизации будут введены в эксплуатацию два гидроагрегата ст. № 14 и 18 (замена турбины и генератора) и выведен на реконструкцию гидроагрегат ст. № 19 (замена генератора). Полное завершение проекта по замене турбин планируется в 2021 г., генераторов – в 2026 г. Всего в настоящее время на гидростанции заменено 19 гидротурбин и 12 генераторов (всего на станции установлено 22 гидроагрегата). Новые гидроагрегаты обладают улучшенными эксплуатационными характеристиками. Они более надёжные и мощные, что уже позволило увеличить установленную мощность Волжской ГЭС с 2541 до 2671 МВт. В перспективе установленная мощность станции будет увеличена до 2744,5 МВт.

Также по программе техперевооружения будет осуществлена замена открытого распределительного устройства 500 кВ на КРУЭ. Новое оборудование компактно, пожаробезопасно и почти не требует обслуживания. Кроме того, на гидростанции планируется обновить затворы водосливной плотины и другое гидромеханическое оборудование.

РусГидро и правительство Кемеровской обл. – Кузбасса подписали соглашение о сотрудничестве по проекту завершения строительства Крапивинского гидроузла. Свои подписи под документом поставили председатель правления – генеральный директор РусГидро Николай Шульгинов и губернатор Кемеровской обл. – Кузбасса Сергей Цивилев.

Строительство гидроузла с Крапивинской ГЭС мощностью 300 МВт на реке Томь в Кемеровской обл. было начато ещё в 1976 г. Целями строительства были создание водохранилища для водозабора, создание эффективного генерирующего источника, защита территорий Кемеровской и Томской обл. от паводков. Проектом гидроузла, который выполнил институт Ленгидропроект, предусмотрена дорога по гребню плотины, которая придёт на смену паромной переправе. Строительство гидроузла было приостановлено в 1989 г. из-за проблем с финансированием – к тому моменту было выполнено порядка 50% работ. Сегодня после введения Зарамагской ГЭС-1 в промышленную эксплуатацию Крапивинская ГЭС – единственный крупный гидроэнергетический объект в России, строительство которого было начато ещё в советское время и не завершено до сих пор.

В соглашении РусГидро и Кемеровская обл. признают приоритетной задачей реализацию проекта по завершению строительства Крапивинской ГЭС. Подписанию документа предшествовало проведение исследовательских работ по оценке состояния сооружений гидроузла – их результаты подтвердили возможность использования ранее возведённых сооружений для завершения строительства. Также было признано целесообразным увеличить мощность станции до 345 МВт за счёт использования современного оборудования.

Следующим шагом реализации проекта достройки ГЭС станет проведение исследования влияния на окружающую среду с обязательным участием научных организаций Кемеровской обл. и широким и открытым об-

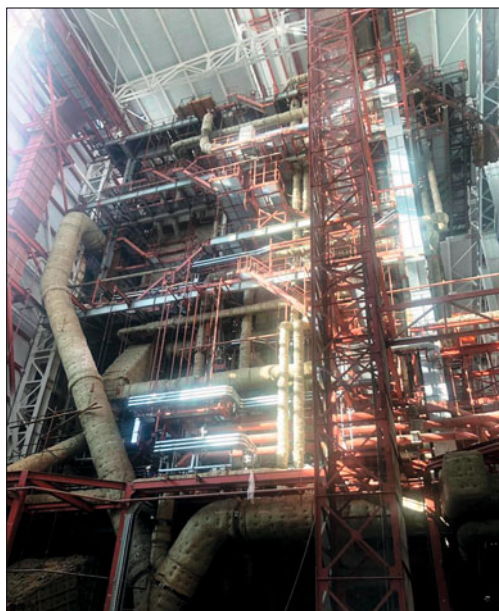
суждением этапов проекта и эффектов от его реализации.

На завершение возведения гидроузла потребуется 5 лет с даты возобновления строительства. Ожидается, что среднегодовая выработка Крапивинской ГЭС, на которой будут установлены три гидроагрегата мощностью 115 МВт каждый, составит более 2 млрд кВт·ч. Стоимость и окончательные технические параметры проекта строительства ГЭС будут определены по итогам разработки и утверждения Главгосэкспертизой проектной документации.

ООО “Интер РАО – Инжиниринг”

На Приморской ТЭС произведён пробный пуск парового котла – ключевой этап пусконаладочных работ на энергоблоке № 1 для его ввода в эксплуатацию. Во время пробного пуска отработаны режимы розжига котла на мазуте, а также проверена работоспособность оборудования основных и вспомогательных систем, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологических защит, блокировок агрегата при пуске.

При проведении работ внутренних дефектов системы не выявлено, её работоспособность полностью подтверждена, что позволяет специалистам ООО “Интер РАО – Инжиниринг” приступить к паровой продувке пароперегревателей энергетического котла и трубопроводов первого энергоблока.



В настоящее время в зданиях и помещениях электростанции выполняется целый комплекс работ: монтаж металлоконструкций котлов, оборудования насосной станции, дробильного устройства, галереи конвейеров. На складе топлива устанавливают противопожарный защитный экран и укладывают бентонитовые маты – современный гидроизоляционный материал. Продолжается строительство железнодорожных путей и внутриплощадочных дорог.

Приморская ТЭС мощностью 195 МВт состоит из трёх паросиловых установок единичной мощностью генерирующего оборудования 65 МВт. В составе каждого энергоблока – паровая турбина производства ЗАО “Уральский турбинный завод” (г. Екатеринбург), турбогенератор, изготовленный ЗАО “ЭЛСИБ” (г. Новосибирск), и паровой котёл Е-240 – 13,8 – 560 КТ (ПК-114), выпущенный ОАО “Подольский машиностроительный завод” (Московская обл.).

Основным топливом для Приморской ТЭС будет уголь. Строительство станции позволит диверсифицировать топливный баланс Калининградской энергосистемы для снижения энерготехнологической зависимости от поставок природного газа. Генеральный подрядчик – ООО “Интер РАО – Инжиниринг”.

ООО “Башкирская генерирующая компания”

Энергоблок № 1 Кармановской ГРЭС и турбоустановка № 9 Стерлитамакской ТЭЦ ООО “БГК” включены в перечень генерирующих объектов, мощность которых будет поставляться по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов. Перечень утверждён распоряжением Правительства РФ от 7 февраля 2020 года №232-р.

В список вошёл 41 проект модернизации ТЭС с началом поставки мощности в 2025 г., в числе которых проекты “Интер РАО”, “Квадры”, “Мосэнерго”, “Т Плюс”, “Энел Россия”, “Юнипро”, “Татэнерго”, “ТГК-16”.

Модернизация энергоблока № 1 Кармановской ГРЭС предусматривает замену цилиндра высокого давления паровой турбины К-303-240-3М, топочных экранов котлоагрегата, комплексную замену генератора и ряд дополнительных работ. Проект направлен на обеспечение эффективной и безаварийной работы оборудования. В результате модернизации номинальная мощность энергоблока будет увеличена на 26,8 МВт и составит 330 МВт. Срок реализации проекта оценивается в 13 месяцев. Дата начала поставки мощности модернизированного оборудования на рынок – январь 2025 г.

В рамках модернизации турбоустановки № 9 Стерлитамакской ТЭЦ запланирована замена цилиндра высокого давления теплофикационной паровой турбины ТГ-9 с увеличением установленной мощности со 100 до 118 МВт. В связи с увеличением мощности также будет заменён генератор. Срок реализации проекта составит 10 месяцев, мощность модернизированного оборудования на рынок начнёт поставляться в январе 2025 г.

Отметим, что ранее энергоблок № 3 Кармановской ГРЭС был отобран для обновления в рамках первого этапа модернизации с вводом в 2022 – 2024 гг. Таким образом, на сегодня от ООО “БГК” в программу включены три генерирующих объекта: энергоблоки № 1 и 3 Кармановской ГРЭС, турбоустановка ТГ-9 Стерлитамакской ТЭЦ.

Масштабная программа модернизации ТЭС запущена в начале февраля 2019 г. Правительством РФ по инициативе Минэнерго. Проекты, попавшие в неё по

итогах конкурса, получают гарантированную окупаемость за счёт повышенных платежей за мощность. Нормативный срок окупаемости – 15 лет. Конкурсным анализом проектов занимался Системный оператор Единой энергетической системы (АО “СО ЕЭС”).

НПО “ЭЛСИБ”

НПО “ЭЛСИБ” завершило поставку узлов гидрогенератора СВ-1160/162-68 УХЛ4 на Иркутскую ГЭС. Поставка началась в июле прошлого года, а в феврале 2020 г. было отгружено последнее отправочное место из 441.

Параллельно с отгрузкой на работающей станции производится сборка узлов гидрогенератора. На данный момент выполнены такие важные операции, как сборка корпуса статора в кольцо и шихтовка сердечника. Сейчас статор находится на этапе укладки обмотки. Вал ротора подготовлен к сборке.



Всего ЭЛСИБ поставит четыре гидрогенератора на Иркутскую ГЭС взамен машин собственного производства, которые работают на станции более 60 лет. Гидрогенераторы, поставленные для Иркутской ГЭС в 1956 г., – это первые гидрогенераторы в истории завода – значимый и исторически важный этап по развитию гидрогенераторостроения на предприятии.

Мощность каждой машины, поставленной НПО “ЭЛСИБ”, будет увеличена на 30,2 МВт по сравнению с заменяемыми гидрогенераторами. Замена гидроагрегатов № 1, 2, 7 и 8 на Иркутской ГЭС позволит увеличить КПД каждого на 7%, а мощность – на 25%.

НПО “ЭЛСИБ” получило награду ТЭК-рейтинга “ИНВЕСТЭНЕРГО-2020” в номинации “Гидрогенераторы”. 20 февраля 2020 г. в рамках второй ежегодной конференции “Инвестиционные проекты, модернизация, закупки в электроэнергетике” прошло награждение победителей рейтинга поставщиков оборудования для электроэнергетического комплекса. В этом году НПО “ЭЛСИБ” получило награду “Лучшая компания 2019 года в номинации “Гидрогенераторы”.

Конференция собрала делегации крупных компаний электроэнергетической отрасли. Встреча прошла при поддержке Минпромторга России, Торгово-промышленной палаты и Рейтингового агентства поставщиков ТЭК.



На конференции были рассмотрены следующие темы: результаты отборов проектов строительства и модернизации объектов в рамках ДПМ-2; совершенствование механизма отбора проектов в 2020 г.; текущее состояние отрасли возобновляемых источников энергии и перспективы развития; система управления приоритетными инвестиционными проектами; цифровая трансформация электроэнергетики, лучшие мировые практики и др.

Уральский турбинный завод

Уральский турбинный завод завершил создание современного стенда для сборки паровых турбин: в эксплуатацию введён новый стенд. Таким образом, сборочный участок завода полностью обновлён и отвечает всем современным требованиям. Игорь

Павлович Сорочан, генеральный директор АО «УТЗ»: «Сегодня завод обладает мощностями для одновременной сборки двух полноценных турбин и нескольких цилиндров. Это обеспечивает реализацию стратегии развития предприятия, нацеленную на выпуск новых конструкций паровых турбин и, в частности, активное участие завода в реализации программы ДПМ-2».

Сборочный стенд предназначен для окончательной общей сборки турбины в условиях завода. Кроме собственно сборочных работ, на стенде производят сопряжение собираемых деталей с обеспечением необходимых зазоров, их регулировку и контроль, испытания вращением ротора турбины валоповоротным устройством. Первая турбина, которая «встанет» на стенд – турбина Т-100 для Автовской ТЭЦ. Работа над ней на сборочном стенде уже началась.

Новый стенд универсален, он предназначен для сборки почти всех типов турбин УТЗ (сборка сверхмощных агрегатов типа Т-295 ведётся в первой части стенда, построенной в 2016 г.). Используемые подвижные (выкатные) площадки позволяют с максимальной возможной точностью повторить геометрию собираемой турбины. Это существенно ускоряет процесс организации сборочных работ, кроме того, создаёт комфортную и безопасную среду для работы сборщиков.

Отметим, в рамках инвестиционной программы этого года на УТЗ уже введены в эксплуатацию две новые термические печи, модернизировано два мостовых крана. В настоящее время ведётся глубокая модернизация токарного станка для обработки роторов, а также горизонтального фрезерно-расточного станка SKODA. Продолжаются работы по внедрению газолучистого отопления в цехах основного производства для экономичного обеспечения температурного режима, идёт развитие мощностей ИТ-инфраструктуры предприятия. Также в этом году завод намерен приобрести оборудование для финишной шлифовки деталей и ленточно-пильный станок для продольной резки проката.