

## 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 январе 2019 г. составило 102,2 млрд кВт·ч, что на 1,9% больше объёма потребления за январь 2018 г. Потребление электроэнергии в январе 2019 г. в целом по России составило 103,8 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше аналогичного показателя 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 (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 начала 2019 г. показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Востока формируются с учётом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В январе 2019 г. электростанции ЕЭС России выработали 104,2 млрд кВт·ч, что на 2,8% больше, чем в январе 2018 г. Выработка электроэнергии в России в целом в январе 2018 г. составила 105,7 млрд кВт·ч, что на 2,2% больше выработки в январе прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в январе 2019 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 65,5 млрд кВт·ч, что на 0,2% больше, чем в январе 2018 г. Выработка ГЭС за первый месяц 2019 г. составила 13,6 млрд кВт·ч (на 0,1% меньше уровня 2018 г.), АЭС – 19,2 млрд кВт·ч (на 14,8% больше уров-

ня 2018 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,8 млрд кВт·ч (на 4,5% больше уровня 2018 г.).

Максимум потребления мощности в январе 2019 г. составил 151 661 МВт, что соответствует максимуму потребления мощности в январе прошлого года. По оперативным данным Регионального диспетчерского управления энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области – филиала ОАО «СО ЕЭС» 28 января 2019 г. в 11:00 в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области установлен новый исторический максимум потребления электрической мощности – 7719 МВт.

Данные за январь 2019 г. представлены в таблице.

#### Развитие ЕЭС

2 января 2019 г. Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединённой энергосистемой Востока. Полная техническая синхронизация новых энергорайонов со второй синхронной зоной ЕЭС России предусматривает их параллельную синхронную работу на единой частоте электрического тока, что означает принятие функций по управлению энергетическими объектами в новой части ЕЭС России Системным оператором Единой энергетической системы в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496, а также распространение на неё принятых в ЕЭС России единых принципов диспетчерского технологического управления и единой технической политики Системного оператора.

Новые энергорайоны вошли в операционную зону созданного в 2016 г. Филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» (Якутское РДУ).

Включение двух присоединённых энергорайонов Якутской энергосистемы в ОЭС Востока стало первым в новейшей истории России расширением этого энергообъединения. Начиная с 1980 г. и вплоть до наших дней в составе ОЭС Востока находился лишь один из энерго-

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч	Потребление, млрд кВт·ч
Востока (с учётом изолированных систем)	5,3 (–1,5)	5,1 (0,7)
Сибири (с учётом изолированных систем)	20,7 (–0,5)	21,1 (–1,3)
Урала	25,1 (2,4)	24,4 (0,6)
Средней Волги	11,0 (3,7)	10,4 (2,1)
Центра	22,6 (3,5)	23,4 (3,6)
Северо-Запада	11,4 (5,9)	9,5 (4,1)
Юга	9,6 (0,8)	9,8 (0,2)

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

районов республики – Южно-Якутский, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии. Оперативно-диспетчерское управление этим энергорайоном осуществляет филиал АО “СО ЕЭС” – Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области (Амурское РДУ).

Исторически Западный и Центральный энергорайоны работали изолированно друг от друга и от ОЭС Востока, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на их территории выполняло ПАО “Якутскэнерго”.

Западный и Центральный энергорайоны охватывают территорию 19 улусов (районов) и муниципальных округов Якутии с административным центром республики – городом Якутском, и включают в себя объекты генерирования суммарной установленной мощностью 1519 МВт, крупнейшими из которых являются каскад Виллойских ГЭС, Светлинская ГЭС, Якутская ГРЭС и Якутская ГРЭС Новая. На территории присоединённых энергорайонов находится 30 линий электропередачи (ЛЭП) 220 кВ общей протяжённостью 5,546 тыс. км и 29 ЛЭП 110 кВ протяжённостью 2,275 тыс. км, а также 45 подстанций (ПС) 220 – 110 кВ.

“Присоединение Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха ко второй синхронной зоне ЕЭС России позволяет существенно повысить надёжность электроснабжения жилых, социальных и производственных объектов наиболее развитых территорий Якутии по сравнению с условиями, когда они функционировали изолированно. Сейчас к ОЭС Востока присоединена большая часть Якутской энергосистемы, обеспечивающая электроэнергией более 80% населения республики. В случае возникновения аварийных ситуаций электроснабжение части потребителей может осуществляться за счёт перетока активной мощности из Южно-Якутского энергорайона и Амурской энергосистемы”, – отметил генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров. Также он подчеркнул, что подобное событие произошло на Дальнем Востоке впервые более чем за четверть века. Ранее ОЭС Востока расширялась в 1990 г. при присоединении Совгаванского энергорайона энергосистемы Хабаровского края.

Комплекс режимных мероприятий для обеспечения включения на параллельную работу с ЕЭС России Западного и Центрального энергорайонов Якутской энергосистемы разработали и реализовали филиалы АО “СО ЕЭС” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Востока (ОДУ Востока), Якутское РДУ и Амурское РДУ.

Для создания условий обеспечения параллельной работы энергорайонов с ОЭС Востока в 2015 – 2018 гг. сетевыми компаниями построены транзиты 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 – Олекминск и Нижний Куранах – Томмот – Майя с подстанциями 220 кВ Томмот и Майя. Для подключения новой ПС 220 кВ Майя к распределительной сети 110 кВ Центрального энергорайона реализовано строительство заходов существующих ЛЭП 110 кВ с образованием двухцепной кабельно-воздушной линии (КВЛ) 110 кВ Майя – Табага, КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, КВЛ 110 кВ Майя – Борогонцы, двухцепной КВЛ 110 кВ Майя – Нижний Бестях. В 2016 г. первые в истории отечественной электроэнергетики

состоялись испытания по включению на параллельную синхронную работу ОЭС Востока и Западного энергорайона Якутской энергосистемы, а в апреле 2018 г. был успешно проведён натурный эксперимент, доказавший возможность восстановления электроснабжения потребителей Центрального энергорайона от ОЭС Востока путём переноса точки раздела между ними.

В ходе реализации мероприятий по присоединению новых энергорайонов к ЕЭС России специалисты ОДУ Востока, Якутского РДУ и Амурского РДУ приняли участие в подготовке и согласовании технических заданий на разработку проектной документации, рассмотрели и согласовали проектную и рабочую документацию, согласовали технические условия на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям и участвовали в проверке выполнения этих технических условий. Системный оператор обеспечил разработку комплексных программ опробования напряжением и ввода оборудования в эксплуатацию.

В процессе подготовки к синхронизации новых энергорайонов с Единой энергосистемой специалисты Системного оператора выполнили расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, значений максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, рассчитали уставки (параметры настройки) устройств релейной защиты и автоматики и выдали их оперативному персоналу энергообъектов, протестировали телеметрические системы сбора и передачи информации в диспетчерские центры Системного оператора.

При включении энергорайонов в ЕЭС России Системным оператором обеспечена устойчивая работа Объединённой энергосистемы Востока. Координация работ по присоединению энергорайонов к ЕЭС России выполнялась ОДУ Востока, в операционную зону которого входит Якутское РДУ.

## Развитие отраслевой стандартизации

*Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) утвердило национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58335-2018 “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования”.* Национальный стандарт ГОСТ Р 58335-2018 утверждён приказом Росстандарта от 28 декабря 2018 г. № 1181 ст. Документ разработан АО “СО ЕЭС” по Программе национальной стандартизации в рамках деятельности подкомитета ПК-1 “Электроэнергетические системы” технического комитета по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика”.

ГОСТ Р 58335-2018 устанавливает требования к составу и структуре системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ), логике действия и настройке устройств, реализующих функции АОСЧ, определению видов, объёмов и мест реализации управляющих воздействий этих устройств, а также требования к подготовке, выдаче и контролю выполнения зада-

ний на настройку устройств, реализующих функции АОСЧ.

Национальный стандарт предназначен для применения проектными и другими организациями, осуществляющими разработку проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии и их технологическое присоединение к электрическим сетям, а также создание (модернизацию) устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

Требования ГОСТ Р 58335-2018 будут применяться вместе с требованиями ссылочных стандартов ГОСТ Р 55105-2012 “Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования” и ГОСТ Р 55438-2013 “Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования”.

Стандарт ГОСТ Р 58335-2018 вводится в действие с 1 марта 2019 г. Официальный текст стандарта будет доступен для ознакомления после издания на сайте Росстандарта, его также можно заказать в интернет-магазине ФГУП “Стандартинформ”.

## Рынок системных услуг

*АО “СО ЕЭС” определило исполнителей услуг по обеспечению системной надёжности в ЕЭС России – по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) в первом полугодии 2019 г. и регулированию реактивной мощности без производства электрической энергии (РРСК) в 2019 г.* Отбор состоялся в декабре 2018 г. Решения комиссии по проведению отбора опубликованы на официальном сайте АО “СО ЕЭС”.

По итогам конкурентного отбора услуги по НПРЧ в первой половине 2019 г. будут оказывать 13 субъектов электроэнергетики: АО “Интер РАО – Электрогенерация”, АО “Нижевартовская ГРЭС”, ООО “Ново-Салаватская ТЭЦ”, АО “Татэнерго”, ПАО “Фортум”, ПАО “Юнипро”, ООО “Башкирская генерирующая компания”, ПАО “Мосэнерго”, ПАО “ОГК-2”, ПАО “Т Плюс”, ПАО “Энел Россия”, АО “ЕвроСибЭнерго” и ООО “ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация”. Для оказания услуг по НПРЧ отобрано 79 энергоблоков на 30 тепловых электростанциях и 2 гидрогенератора на гидроэлектростанциях с совокупным объёмом резервов первичного регулирования  $\pm 1489,455$  МВт, что полностью удовлетворяет спрос на услуги по НПРЧ.

Отбор субъектов электроэнергетики для оказания услуг по РРСК осуществлён путём запроса предложений у субъектов электроэнергетики о готовности оказывать услуги в 2019 г. По итогам отбора в оказании услуг по РРСК будут участвовать 33 гидрогенератора на девяти электростанциях трёх генерирующих компаний: ПАО “РусГидро”, ПАО “ТГК-1”, АО “ЕвроСибЭнерго”.

По итогам проведённых отборов со всеми компаниями заключены договоры оказания услуг по обеспечению системной надёжности. Все они заключены в

электронной форме с применением электронной подписи.

Отбор тепловых электростанций для оказания услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) в 2019 г. будет проведён перед началом паводкового периода.

Информация о перечне субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надёжности в ЕЭС по итогам проведённых отборов, опубликована на официальном сайте АО “СО ЕЭС”.

## Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

*Филиалы АО “СО ЕЭС” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Центра (ОДУ Центра) и Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тульской области (Тульское РДУ) разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний и ввода в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 115 МВт (ПГУ-1) Алексинской ТЭЦ ПАО “Квадра” в Тульской области.* В состав ПГУ-1 входят две газотурбинные установки мощностью по 45 МВт каждая и паровая турбогенераторная установка мощностью 38,5 МВт производства Siemens, а также два котла-утилизатора, изготовленные ОАО “Подольский машиностроительный завод”. В рамках проекта реализована схема выдачи мощности ПГУ-1 с заменой части выключателей на открытом распределительном устройстве (ОРУ) 220 кВ, проведено оснащение Алексинской ТЭЦ и смежных энергообъектов микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

Заключительным этапом проекта стали комплексные испытания парогазовой установки с включением нового генерирующего объекта в сеть для проверки готовности ПГУ-1 к промышленной эксплуатации. В соответствии с программой испытаний осуществлялось тестирование парогазовой установки в различных эксплуатационных режимах. Энергоблок непрерывно работал с номинальной нагрузкой в течение 72 ч, а также с минимальной нагрузкой в течение 8 ч. В ходе испытаний также проведена проверка параметров регулируемого диапазона генерирующего объекта, проверена готовность нового энергоблока Алексинской ТЭЦ к участию в общем первичном регулировании частоты и устойчивой работе при его выделении на собственные нужды.

В процессе проектирования и строительства ПГУ-1 Алексинской ТЭЦ специалисты ОДУ Центра и Тульского РДУ 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 диспетчерский центр Тульского РДУ.

В ходе подготовки к испытаниям и вводу в работу нового генерирующего оборудования Алексинской



ТЭЦ специалисты ОДУ Центра и Тульского РДУ выполнили расчёты электроэнергетических режимов энергосистемы Тульской области с учётом мощности нового генерирующего объекта, а также расчёты статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания в прилегающей электрической сети, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики Алексинской ТЭЦ и электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу мощности теплоэлектроцентрали.

Во время испытаний с включением ПГУ-1 Алексинской ТЭЦ на параллельную работу с Единой энергосистемой России специалисты Системного оператора обеспечили устойчивую работу Тульской энергосистемы без нарушений электроснабжения потребителей. Успешное завершение испытаний подтвердило готовность нового генерирующего объекта к вводу в работу.

Ввод новых мощностей Алексинской ТЭЦ, работающих на основе современных технологий, повысит надёжность электроснабжения потребителей и обеспечит дополнительные возможности по управлению электроэнергетическим режимом Тульской энергосистемы.

**Филиалы АО “СО ЕЭС” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Юга (ОДУ Юга) и Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Крым и города Севастополя (Черноморское РДУ) обеспечили режимные условия для проведения комплексных испытаний генерирующего оборудования энергоблока ПГУ-1 Балаклавской ТЭС.** Успешно завершившиеся 16 января комплексные испытания энергоблока – парогазовой установки мощностью 235 МВт – являются заключительным этапом перед вводом в эксплуатацию второй очереди Балаклавской ТЭС, строящейся в рамках реализации федеральной целевой программы “Социально-экономическое развитие Республики Крым и г. Севастополя до 2020 года”. Успешное прохождение испытаний вторым энергоблоком подтвердило его готовность к вводу в работу. Первый энергоблок Балаклавской ТЭС мощностью 249,56 МВт был введён в работу 1 октября 2018 г.

В рамках проекта реализована схема выдачи мощности Балаклавской ТЭС с сооружением КРУЭ 330 кВ на электростанции, строительством КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1, КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская, КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2, реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь, проведено оснащение Балаклавской ТЭС и смежных энергообъектов микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики.

В соответствии с программой испытаний энергоблока осуществлялось тестирование парогазовой установки в различных эксплуатационных режимах. Энергоблок непрерывно работал с номинальной нагрузкой в течение 72 ч, а также с минимальной нагрузкой в течение 8 ч. В ходе испытаний также проведена проверка параметров регулировочного диапазона генерирующего объекта, проверена готовность нового энергоблока Балаклавской ТЭС к участию в общем первичном регулировании частоты и устойчивой работе при его выделении на собственные нужды.

Специалисты АО “СО ЕЭС”, ОДУ Юга и Черноморского РДУ принимали участие в разработке схемы выдачи мощности, задания на проектирование Балаклавской ТЭС, согласовании проектной и рабочей документации и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, а также в приёмке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации с объекта в диспетчерский центр Черноморского РДУ.

В ходе подготовки к комплексным испытаниям энергоблока Балаклавской ТЭС специалисты ОДУ Юга и Черноморского РДУ выполнили расчёты электроэнергетических режимов энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с учётом появления в энергосистеме новых генерирующих мощностей. Специалистами Системного оператора проведены расчёты статической и динамической устойчивости энергосистемы, токов короткого замыкания в прилегающих электрических сетях и выданы указания по режиму работы Балаклавской ТЭС при минимальной и максимальной нагрузке. Также выполнен перерасчёт параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты оборудования теплоэлектростанции и прилегающей сети 110 – 330 кВ.

В период строительства, а также при испытаниях генерирующего оборудования в условиях сложной режимно-балансовой ситуации к Крымской энергосистеме Системным оператором обеспечена устойчивая работа Объединённой энергосистемы Юга без нарушения электроснабжения потребителей.

Балаклавская ТЭС – один из важнейших элементов Крымской энергосистемы. Ввод станции в эксплуатацию позволил повысить надёжность энергоснабжения объектов жилой и промышленной инфраструктуры Республики Крым и г. Севастополя, а также вносит значимый вклад в решение проблемы энергетического дефицита на полуострове с учётом перспективного развития региона.

**Филиалы АО “СО ЕЭС” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Юга (ОДУ Юга) и Региональное диспетчерское управление энергосистем республик Северного Кавказа и Ставропольского края (Северокавказское РДУ) обеспечили режимные условия для проведения комплексных испытаний генерирующего оборудования первого энергоблока Грозненской ТЭС.** Комплексные испытания газотурбинной установки ГТУ-1 мощностью 176 МВт – заключительный этап перед аттестацией генерирующего оборудования и вводом в промышленную эксплуатацию первого энергоблока Грозненской ТЭС. Строительство электростанции осуществляется в рамках программы договоров о предоставлении мощности на оптовый рынок (ДПМ).

Грозненская ТЭС станет одним из важнейших элементов энергосистемы Чеченской Республики, снижающим остроту проблемы дефицита электрической мощности в регионе, а также повышающим надёжность работы Чеченской энергосистемы и юго-восточной части ОЭС Юга в целом в условиях прогнозируемого в перспективе увеличения нагрузок.

Программа испытаний, согласованная с Системным оператором, предусматривала непрерывную 72-часовую работу энергоблока ТЭС с максимальной нагруз-

кой в составе энергетического комплекса Единой энергосистемы России.

Специалисты исполнительного аппарата Системного оператора, ОДУ Юга и Северокавказского РДУ принимали участие в разработке задания на проектирование Грозненской ТЭС, 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 диспетчерский центр Северокавказского РДУ.

В ходе подготовки к комплексным испытаниям энергоблока Грозненской ТЭС специалисты Северокавказского РДУ выполнили расчёты электроэнергетических режимов Чеченской энергосистемы с учётом мощности нового генерирующего объекта. Специалистами Системного оператора произведены расчёты статической и динамической устойчивости энергосистемы, токов короткого замыкания в прилегающих электрических сетях 110 – 330 кВ, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики Грозненской ТЭС, а также линий электропередачи и оборудования прилегающей сети. При проведении испытаний генерирующего оборудования в условиях сложной режимно-балансовой ситуации Системным оператором обеспечена устойчивая работа Объединённой энергосистемы Юга без нарушения электроснабжения потребителей.

В настоящее время на Грозненской ТЭС ведётся строительство второго энергоблока установленной мощностью 180 МВт. Завершение его строительства запланировано на март – апрель 2019 г.

### Цифровизация отрасли

**ФСК ЕЭС (входит в группу “Россети”) и Системный оператор ЕЭС выполнили проект по дистанционному управлению оборудованием подстанций 220 кВ Мирная и Спутник, обеспечивающих энергоснабжение севера и запада Калужской области, а также транзит электроэнергии от Черепетской ГРЭС.** До 2021 г. технология будет реализована на 93 подстанциях ФСК ЕЭС по всей стране (сейчас – 24), в том числе 10 – в Центре России.

Для реализации телеуправления оборудованием подстанций 220 кВ Мирная и Спутник организована передача телеметрической информации в центр управления сетями Приокского ПМЭС (филиал ФСК ЕЭС) и диспетчерский центр Смоленского РДУ (филиал Системного оператора ЕЭС), внесены изменения в конфигурацию и программное обеспечение АСУТП, проведена настройка оперативно-информационных комплексов. Выполнен комплекс работ по повышению кибербезопасности, разработаны типовые программы переключений с использованием телеуправления, организованы тренировки персонала.

Подстанция 220 кВ Спутник обеспечивает электроснабжение северных и западных районов Калужской области, включая административный центр региона – г. Калугу с населением около 360 тыс. человек. Также она участвует в транзите электроэнергии Черепетской

ГРЭС в Калужскую и Московскую энергосистемы. От работы подстанции 220 кВ Мирная зависит надёжность электроснабжения наукограда Обнинска с населением 115 тыс. человек и индустриального парка “Ворсино”, где расположен ряд крупных промышленных предприятий – заводы НЛМК, Samsung, Nestle, L’Oreal и др.

Внедрение телеуправления – одно из ключевых направлений цифровизации ЕНЭС. Оно позволяет значительно повысить качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы. В частности, обеспечивается кардинальное – вплоть до нескольких минут – сокращение времени переключений в электроустановках. Минимизируется риск ошибок персонала, снижаются расходы на оперативное обслуживание подстанций. Технология внедряется на энергообъектах нового поколения, обеспеченных цифровой связью и АСУТП.

**29 января 2019 г. филиал АО “СО ЕЭС” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Юга (ОДУ Юга) начал использовать цифровую систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в качестве технологического инструмента оптового рынка.** Промышленная эксплуатация СМЗУ в качестве инструмента управления электроэнергетическим режимом ОЭС Юга началась в 2017 г., и до сих пор система использовалась только в процессе оперативного управления электроэнергетическим режимом с целью расчёта максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) в двух контролируемых сечениях для различных схемно-режимных ситуаций. С 29 января результаты расчётов системы в контролируемом сечении “Восток” используются также и в процессе актуализации расчётной модели первой ценовой зоны оптового рынка – для проведения расчётов на рынке на сутки вперёд и балансирующем рынке.

Применение СМЗУ является дополнительным фактором повышения эффективности работы оптового рынка, обеспечивая за счёт более полного использования пропускной способности сети возможность загрузки наиболее эффективных электростанций. Так, применение СМЗУ при расчёте МДП в контролируемом сечении “Восток” в ОЭС Юга обеспечивает возможность использования до 250 – 300 МВт дополнительной пропускной способности – более 10% пропускной способности этого сечения.

Впервые для решения задач на оптовом рынке СМЗУ стала использоваться в ОЭС Сибири в 2018 г. Внедрение СМЗУ и применение её на оптовом рынке электроэнергии стало ещё одним реальным шагом к цифровизации отрасли. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

### Международное сотрудничество

**25 января 2019 г. в Вильнюсе состоялось внеочередное 36-е заседание Комитета энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ), в ходе которого обсуждались направления и планы развития электроэнергетических систем стран Балтии и технологические аспекты функционирования Электрического кольца (ЭК) БРЭЛЛ в процессе**

*присоединения энергосистем балтийских стран к энергообъединению континентальной Европы.* Решение о проведении внеочередного заседания комитета было принято в ноябре 2018 г. в ходе 16-й встречи руководителей сторон Соглашения в Минске по инициативе литовской компании LITGRID AB. От российской стороны в заседании Комитета энергосистем БРЭЛЛ приняли участие представители АО “Системный оператор Единой энергетической системы”, ПАО “ФСК ЕЭС”, ПАО “Россети”, а также приглашённый эксперт от ПАО “Интер РАО”. От российского системного оператора в заседании приняли участие заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко и директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер Михаил Говорун. Другие стороны представляли ГПО “Белэнерго” и РУП “ОДУ” (Беларусь), Elering AS (Эстония), AS “Augstsprieguma tokls” (Латвия) и LITGRID AB (Литва).

Согласно принятому на заседании комитета решению, операторы передающей сети Балтии знакомят все стороны ЭК БРЭЛЛ с предлагаемыми основными техническими решениями в части отделения энергосистем стран Балтии от ЕЭС России и ОЭС Беларуси.

Участники заседания договорились рассмотреть предложения операторов передающих сетей Балтии о возможных вариантах совместной работы энергосистем стран Балтии и Калининградской энергосистемы в целях обеспечения надёжности её работы после синхронного соединения электроэнергетических систем стран Балтии с энергообъединением континентальной Европы.

Стороны решили осуществить сбор информации по режимам работы межгосударственных ЛЭП после десинхронизации энергосистем Балтии и ЕЭС России и предоставить её всем сторонам ЭК БРЭЛЛ.

“Нам предстоит совместно проработать возможности дальнейшего использования межгосударственных линий электропередачи между ОЭС Беларуси, ЕЭС России и энергосистемами Балтии, рассмотреть разные предложенные варианты, включая консервацию и сооружение вставок постоянного тока, а также программы перехода энергосистем Балтии на раздельную работу от ЕЭС России и ОЭС Беларуси. И конечно подготовить предложения по внесению изменений в действующие документы ЭК БРЭЛЛ либо по их поэтапной отмене, в зависимости от принятых совместных решений”, – сообщил Сергей Павлушко.

## **ПАО “Российские сети”**

*8 февраля 2019 г. в Москве в Государственной Думе РФ состоялось расширенное обсуждение вопросов законодательного регулирования цифровой трансформации электросетевого комплекса.* В рамках заседания главный советник компании “Россети” Константин Михайленко представил основные аспекты концепции “Цифровая трансформация 2030”.

В своём выступлении он отметил, что внедрение цифровых технологий в электросетевом комплексе открывает для отрасли новые возможности, в том числе развития рынка услуг хранения электроэнергии и сетевого резерва, предоставления сетевой инфраструктуры в ка-

честве инновационного полигона, управления данными и продажи данных заинтересованным сторонам и предоставления доступа к технологиям фабрики данных другим участникам рынка.

“В масштабах страны основными эффектами цифровой трансформации станут обеспечение энергонезависимости и инфраструктурной обеспеченности развития экономики, повышение качества и доступности услуг по передаче и технологическому присоединению, развитие конкурентных рынков сопутствующих услуг”, – сказал Константин Михайленко.

При этом потребители получат повышение качества и доступности услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению, возможность участвовать в регулировании собственного потребления. Для этого не потребуется повышения тарифов на электроэнергию, подчеркнул представитель “Россетей”.

“Внедрение цифровых технологий не приведёт к увеличению тарифов на услуги по передаче электрической энергии, так как в результате будут сокращаться издержки на текущую эксплуатацию оборудования, а полученная экономия будет направляться на реализацию инвестиционных программ и мероприятий по дальнейшей цифровой трансформации электросетевого комплекса”, – отметил Константин Михайленко.

Напомним, “Россети” одной из первых энергетических компаний России объявили о начале цифровой трансформации. В конце 2018 г. совет директоров “Россетей” утвердил концепцию “Цифровая трансформация 2030”.

*11 февраля 2019 г. в штаб-квартире “Россетей” под председательством министра энергетики РФ Александра Новака состоялось очное заседание совета директоров компании, в ходе которого были подведены предварительные финансовые и производственные итоги деятельности группы в 2018 г.* Доклад с результатами работы холдинга представил глава компании Павел Ливинский.

Генеральный директор “Россетей” отметил, что за отчётный период группой был реализован широкий комплекс мер по повышению операционной и инвестиционной эффективности электросетевого комплекса, улучшены показатели надёжности, а также её финансово-экономическое состояние.

Активно внедрялись новые подходы к развитию навыков производственного персонала, в том числе проведены масштабные учения по повышению надёжности и качества электроснабжения потребителей, которые станут ежегодным этапом подготовки к стабильному прохождению осенне-зимних максимумов нагрузок.

Отдельное внимание Павел Ливинский уделил стратегической задаче, поставленной президентом страны Владимиром Путиным, по цифровой трансформации электросетевого комплекса Российской Федерации. В 2018 г. началась реализация первых проектов и тиражирование полученного успешного опыта в регионах присутствия группы “Россети”.

“Безусловным приоритетом “Россетей” остаётся оказание на высшем уровне услуг по электроснабжению. В 2018 г. нами был успешно реализован комплекс мер по дополнительному улучшению производственных показателей, что, уверен, заметили все потребите-



ли. Это положительно отразилось и на финансовых результатах холдинга. Стратегическим решением прошедшего года стало одобрение советом директоров компании “Россети” концепции “Цифровая трансформация 2030”, к реализации которой холдинг уже активно приступил. Это позволит вывести качество наших услуг и предоставляемых сервисов на новый уровень”, – отметил Павел Ливинский, комментируя основные направления работы 2018 г.

Важным вопросом повестки заседания совета директоров также стало утверждение актуализированных планов развития дочерних обществ компании “Россети” – АО “Янтарьэнерго”, ПАО “МРСК Северного Кавказа” и ПАО “МРСК Юга”.

## АО “Атомэнергомаш”

*В 2018 г. объём поставок АО “ОКБМ Африкантов” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) сохранился на уровне 2017 г. и составил 1051,1 т. Общая стоимость поставленного оборудования превысила 18 млрд руб.*

География поставок предприятия обширна – практически вся территория России, КНР, Республика Беларусь, Республика Казахстан.

Среди наиболее значимых поставок 2018 г. – отгрузка крупногабаритного энергетического оборудования по проекту РУ “РИТМ-200” в адрес ПАО “ЗиО-Подольск”, а также поставка перегрузочного оборудования для Белорусской АЭС.

*АО “СНИИП” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отгрузило программно-технический комплекс лаборатории радиационного контроля для первого и второго энергоблоков Белорусской АЭС. Заказчиком на разработку и изготовление оборудования является Инжиниринговая компания АСЭ (Инжиниринговый дивизион Госкорпорации “Росатом”).*

Лаборатория радиационного контроля (РК) отвечает за получение более детальных и точных данных по радиационным характеристикам контролируемых сред, получение данных об активности технологических сред для диагностики состояния защитных барьеров и технологического оборудования. Дополнительно лаборатория РК проводит анализ данных о составе и активности радионуклидов в водных сбросах и газоаэрозольных выбросах для оценки состояния окружающей среды и прогноза дозовых нагрузок. Специальное программное обеспечение автоматизированных рабочих мест операторов в составе программно-технического комплекса лаборатории РК является разработкой СНИИП, предусматривает связь с локально вычислительной сетью автоматизированной системы радиационного контроля (АСРК) энергоблока и обеспечивает передачу на сервер АСРК данных, полученных с устройств детектирования лаборатории РК.

“Перед отгрузкой пост радиационного контроля лаборатории РК прошёл приёмочную инспекцию, в ходе которой были подтверждены все характеристики и их соответствие требованиям технического задания и технических условий”, – сообщил руководитель проекта АО “СНИИП” Артем Ерченко.

*ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) за первые три недели 2019 г. подготовило к поставке порядка 400 т металлоконструкций каркасов котлов для первого завода по термической переработке отходов в энергию. Изделия приняты по качеству, оборудование полностью соответствует технической и нормативной документации.*

Также на сегодняшний день изготовлены все блоки экономайзеров для первого завода. Оборудование предназначено для подогрева питательной воды до заданных параметров. Каждый блок экономайзера состоит из 78 пакетов змеевиков и поставляется в сборе с обшивкой, элементами жёсткости и противовибрационными перегородками. Общая масса блоков экономайзера для первого завода по термической переработке отходов составляет 308 т. Рабочая документация разработана специалистами Управления тепловой энергетики ПАО “ЗиО-Подольск”.

Изготовление оборудования осуществляется по контрактам с дочерними компаниями АО “РТ-Инвест” АГК-1 и АГК-2, реализующими проект “Энергия из отходов”. Договоры предусматривают, в том числе производство, поставку и установку 12 единиц котельного оборудования для четырёх заводов в Московской области и двух единиц для завода в Республике Татарстан. Всего для пяти заводов будет изготовлено более 35 тыс. т котельного оборудования – экономайзеры, пароперегреватели, трубопроводы, нагревательные элементы, металлоконструкции и др. Технологическое и материаловедческое сопровождение проекта осуществляет главный материаловедческий центр Госкорпорации “Росатом” – АО “НПО “ЦНИИТМАШ”.

Для обеспечения высокого качества изделий в ноябре прошлого года на предприятии была запущена в работу линия наплавки специального слоя на элементы котельного оборудования – газоплотные панели. Она работает по уникальной технологии Cold Metal Transfer – “холодный перенос металла” (СМТ), что обеспечивает высокое качество и производительность готовой продукции. Технология запатентована австрийской компанией и в настоящее время в России не имеет аналогов. В результате работы данного оборудования на газоплотные панели наносится специальный никелевый сплав, обеспечивающий защиту котельного оборудования от химической коррозии при высоких температурах, которым оно будет подвергаться в процессе работы.

Заводы по переработке отходов строятся по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это одна из самых референтных на текущий момент технологий в Европе с жёсткими требованиями к экологическим параметрам работы оборудования. Завод “ЗиО-Подольск” – один из крупнейших изготовителей подобного оборудования в стране. Предприятие уже имеет опыт производства оборудования для соответствующих объектов. В частности, в 1990-х – 2000-х годах на нём были спроектированы и изготовлены котельные установки для заводов в Германии и России. Представители Hitachi Zosen INOVA регулярно посещают предприятие и принимают участие в контрольных операциях в ходе изготовления оборудования.

Технология переработки отходов Hitachi Zosen INOVA предусматривает полное разложение вредных веществ на молекулы, включая органические загрязнители, что позволяет минимизировать количество вредных веществ уже на выходе из котла. В дальнейшем высокотехнологичная трёхступенчатая система обеспечивает очистку дымовых газов, благодаря которой воздух на выходе из трубы соответствует самым строгим экологическим стандартам, что, как показывает европейский опыт, даёт возможность строить такие объекты в непосредственной близости от жилой застройки.

В настоящее время во всём мире по данной технологии построено около 500 объектов, из них около 200 в Западной Европе. Термическая переработка отходов в энергию на основе технологии сжигания на колосниковой решётке, согласно российскому отраслевому классификатору, относится к «Наилучшим доступным технологиям».

**Государственный научный центр РФ АО «НПО «ЦНИИТМАШ» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) создал портативную механизированную установку «Лист 7М» для ультразвукового контроля (УЗК) металлических, биметаллических листов и слэбов.** «Лист 7М» проводит механизированный ультразвуковой контроль металлических листов эхо-импульсным методом. Установка приспособлена для работы с листами толщиной от 4 до 300 мм и выявляет дефекты различного типа. Аппарат сигнализирует об обнаружении даже небракующихся дефектов размером от 3 мм. Одним из преимуществ его конструкции является мобильность: он легко перемещается по листу, не отрывая акустического блока при развороте или смене направления движения, может работать без подзарядки 8 ч и весит около 25 кг.

«Эта установка предполагает не сплошной контроль, а быстрый контроль со смещением, – рассказал Игорь Семькин, один из разработчиков установки. – За счёт своей мобильности «Лист 7М» позволяет регулировать плотность УЗК, что повышает его скорость и качество».

**В Волгодонском филиале «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершилась производственная практика зарубежных студентов НИЯУ МИФИ.** На площадке «Атоммаш» в рамках Ресурсного центра обучение прошли 30 пятикурсников, обучающихся по направлению «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг», представляющие Турцию. Молодые специалисты учатся в МИФИ по программе «Росатома» с последующим трудоустройством на Турецкую АЭС «Аккую».

За время практики на заводе студенты познакомились с основными потоками производства ядерного оборудования, в том числе реактора и парогенераторов (ПГВ) для станции в Турции. «Я впервые увидел настоящий парогенератор в полном размере, узнал много полезного, особенно о ядерной безопасности, – сказал студент 5 курса Хасан Кырыджи. – Когда я узнал, что можно учиться по программе «Росатома», не раздумывая решил. Сдал экзамен, чтобы приехать в Россию. Конечно, учиться сложно, но если бы у меня был шанс выбрать заново – я также выбрал бы «Росатом»».



Студенты изучили некоторые методы неразрушающего контроля, применяемые на Атоммаше. Будущие специалисты приняли участие в ультразвуковом контроле узлов парогенератора, вихретоковом контроле теплообменных труб ПГВ, капиллярном контроле сварочных проб. Также все студенты прошли программу по обучению процедуре приёмки оборудования на заводах-изготовителях.

«Основной объём портфеля заказов Атоммаша – это оборудование для иностранных заказчиков. Мы участвуем практически во всех международных проектах, реализуемых Госкорпорацией «Росатом», – отметила директор по управлению персоналом Волгодонского филиала «АЭМ-технологии» Василина Карелина. – Ресурсный центр для нас – возможность поделиться опытом с людьми, которые будут эксплуатировать наше оборудование. А также способ повысить узнаваемость Атоммаша за рубежом. Студенты всегда с удовольствием делятся впечатлениями о заводе».



Вместе со студентами из НИЯУ МИФИ практику на Атоммаше прошли три магистранта Томского политехнического университета из Бразилии, Индии и Нигерии.

Волгодонский филиал «АЭМ-технологии» в рамках Ресурсного центра уже принимал иностранных студентов. С 2016 г. производственную практику на Атоммаше прошли более 350 человек: граждане Иордании, Вьетнама, Египта, Бангладеш, Чили, Болгарии и Армении. В 2019 г. на заводе планируют обучить ещё 200 студентов.



## НПО “ЭЛСИБ”

*Завод ЭЛСИБ отгрузил четыре электродвигателя в Болгарию. 6 февраля состоялась отгрузка четырёх двигателей типа 4АЗМА мощностью по 500 кВт для АЭС “Козлодуй” (Болгария).* На станции двигатели будут использоваться для привода насосов ЦНСА 700 системы расхолаживания реактора.



В настоящее время ЭЛСИБ осуществляет планомерную работу, направленную на переоснащение парка имеющихся электродвигателей АЭС “Козлодуй”, установленных во времена существования СССР.

АЭС “Козлодуй” – действующая атомная электростанция в Болгарии. Станция расположена на берегу р. Дунай, в 200 км к северу от Софии и в 5 км от г. Козлодуй, в честь которого и получила название.

## НИУ “Московский энергетический институт”

*По инициативе НИУ “МЭИ” создана евразийская технологическая платформа “Энергетика и электрификация”.* 22 января 2019 г. вступило в силу распоряжение Совета Евразийской экономической комиссии (ЕЭК) № 6 от 18.01.2019 г., согласно которому была утверждена евразийская технологическая платформа “Энергетика и электрификация”, созданная по инициативе Национального исследовательского университета “МЭИ”.

Кроме НИУ “МЭИ”, в число учредителей платформы вошли:

Белорусский национальный технический университет (г. Минск, Республика Беларусь);

Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение (г. Рудный, Республика Казахстан);

Рудненский индустриальный институт, Республика Казахстан (г. Рудный, Республика Казахстан);

Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова (г. Павлодар, Республика Казахстан);

EcoWatt (г. Алматы, Республика Казахстан);

Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова (г. Бишкек, Кыргызская Республика);

Центр развития возобновляемых источников энергии и энергоэффективности (г. Бишкек, Кыргызская Республика);

Гроссманн Рус (г. Санкт-Петербург, Российская Федерация).

Платформа создана с целью организации эффективного взаимодействия заинтересованных организаций государств – членов Евразийского экономического союза для обеспечения потребителей энергетическими ресурсами, повышения эффективности их использования и снижения негативного воздействия энергетических объектов на окружающую среду, а также для развития и коммерциализация энергоэффективных технологий по производству, трансформации, передаче, распределению и потреблению традиционных и возобновляемых энергоресурсов и направлена на решение таких задач, как:

организация системной работы по анализу передовых национальных и мировых достижений в сфере энергетики;

определение потребностей реальных секторов экономики в новых энергетических технологиях;

привлечение научного потенциала и представителей бизнес-сообществ для совместного решения прикладных задач по разработке инновационных продуктов и технологий, их внедрения в промышленное производство;

выявление наилучших достижений и доступных технологий по эффективному использованию энергетических ресурсов, поиск и содействие развитию приоритетных совместных научно-технических проектов.

Основные направления деятельности платформы:

энергетическое машиностроение;

эффективная теплофикация, когенерация и тригенерация, централизованное и децентрализованное теплоснабжение;

электрификация: повышение надёжности электроснабжения, релейная защита и автоматика снижения потерь, автоматизация, повышение качества электрической энергии;

“умные электрические сети”, в том числе обеспечивающие возможность параллельной работы в сети различных источников электроэнергии, включая применяющих возобновляемые источники энергии;

распределённые генерирующие объекты, включая использующие возобновляемые источники энергии;

использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения удалённых потребителей.

Платформа открыта как для взаимодействия, так и для включения в свой состав организаций не только государств – членов Евразийского экономического союза, но и других стран.