

## 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 ЕЭС России за семь месяцев 2022 г. составило 638,2 млрд кВт·ч, что на 1,8% больше, чем в январе – июле 2021 г. В целом по России потребление составило 648,1 млрд кВт·ч, что на 1,9% больше, чем за такой же период 2021 г. Потребление электроэнергии в ЕЭС России в январе – июле при сопоставимых с прошлым годом температурных условиях увеличилось на 2,6% по сравнению с тем же периодом 2021 г.

С начала 2022 г. выработка электроэнергии в ЕЭС России составила 648,7 млрд кВт·ч, что на 1,5% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Выработка электроэнергии в России в целом за семь месяцев 2022 г. составила 658,6 млрд кВт·ч, что также на 1,5% больше объема выработки в январе – июле 2021 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение семи месяцев 2022 г. несли ТЭС, выработка которых составила 357,0 млрд кВт·ч, что на 2,9% больше, чем в январе – июле 2021 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 118,3 млрд кВт·ч (на 4,0% меньше, чем за семь месяцев 2021 г.), АЭС – 128,9 млрд кВт·ч (на 1,2% больше, чем в аналогичном периоде 2021 г.), электростанций промышленных предприятий – 39,9 млрд кВт·ч (на 2,9% больше показателя января – июля 2021 г.).

Потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в июле 2022 г. составило 81,9 млрд кВт·ч, что на 0,2% меньше объема потребления за июль 2021 г. Потребление электроэнергии в ЕЭС России в июле при сопоставимых с прошлым годом температурных условиях увеличилось на 0,7% по сравнению с июлем 2021 г.

Среднемесячная температура воздуха по ЕЭС России в июле текущего года составила 19,8°C, что на 0,9°C ниже её значения в том же месяце 2021 г.

Потребление электроэнергии в июле 2022 г. в целом по России составило 83,1 млрд кВт·ч, что так же на 0,2% меньше аналогичного показателя 2021 г.

В июле 2022 г. электростанции ЕЭС России выработали 82,5 млрд кВт·ч, что на 1,0% меньше, чем в июле 2021 г. Выработка электроэнергии в России в целом в июле 2022 г. составила 83,7 млрд кВт·ч, что так же на 1,0% меньше выработки в июле прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в июле 2022 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила

42,7 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше, чем в июле 2021 г. Выработка ГЭС за месяц составила 17,0 млрд кВт·ч (на 9,9 % меньше уровня 2021 г.), АЭС – 16,9 млрд кВт·ч (на 1,0% меньше уровня 2021+г.), электростанций промышленных предприятий – 5,4 млрд кВт·ч (на 7,0% больше уровня 2021 г.).

Значительное снижение выработки ГЭС связано с крайне маловодной гидрологической обстановкой в бассейне Енисейского каскада ГЭС. Суммарная выработка каскада ГЭС (Саяно-Шушенской, Майнской, Красноярской) в июле на 60,4% меньше факта выработки в июле прошлого года.

Максимум потребления мощности ЕЭС России в июле 2022 г. зафиксирован 11 июля в 14:00 по московскому времени и составил 123 027 МВт, что ниже максимума потребления мощности в июле 2021 г. на 3112 МВт (2,5%).

Снижение потребления в ОЭС Юга в основном связано с влиянием температурного фактора. В целом по ОЭС средне-суточная температура июля была почти на 3°C ниже, чем в июле прошлого года. При этом в ряде регионов отклонение температуры в июле составило 4,5°C. Потребление электроэнергии в ОЭС Юга в июле при сопоставимых с прошлым годом температурных условиях снизилось на 1,5% по сравнению с июлем 2021 г.

На снижение потребления в ОЭС Средней Волги повлияло уменьшение потребления автомобильными заводами и предприятиями транспортировки газа, в ОЭС Центра – металлургическими компаниями, железнодорожным транспортом и коммунально-бытовой нагрузкой.

Рост потребления в ОЭС Сибири обусловлен увеличением потребления Тайшетским алюминиевым заводом, железнодорожным транспортом, предприятиями добычи и транспортировки нефти и газа, центрами обработки данных, в ОЭС Востока – предприятиями по добыче угля, золота и алмазов, транспортировке нефти, железнодорожного транспорта.

Суммарные объемы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в технологически изолированных территориальных энергосистемах (Таймырского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского автономного округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Данные за июль и семь месяцев 2022 г. приведены в таблице.

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Июль 2022 г.	Январь – июль 2022 г.	Июль 2022 г.	Январь – июль 2022 г.
Востока	3,5 (5,9)	28,5 (6,9)	3,0 (2,6)	25,8 (3,7)
Сибири	16,1 (1,3)	126,2 (0,8)	16,6 (4,8)	129,5 (3,1)
Урала	19,8 (0,7)	151,1 (1,5)	19,6 (1,1)	150,2 (2,2)
Средней Волги	8,5 (1,7)	66,7 (0,0)	8,4 (-2,8)	63,8 (-0,4)
Центра	17,9 (-6,0)	142,5 (-0,2)	18,8 (-2,1)	148,2 (1,0)
Северо-Запада	7,7 (-2,0)	66,1 (1,1)	6,7 (-0,6)	56,4 (1,0)
Юга	9,0 (-2,6)	67,7 (5,9)	8,8 (-6,0)	64,2 (2,7)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно 2021 г.

## Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

*Филиалы Системного оператора – ОДУ Юга (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов) и Ростовское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Ростовской области и Республики Калмыкия) совместно с ПАО “Россети Юг” реализовали комплекс мероприятий для технологического присоединения к электрическим сетям, проведения испытаний и ввода в работу второй очереди Аршанской СЭС. С вводом второй очереди Аршанской СЭС её установленная мощность достигла 115,6 МВт, и она стала крупнейшей солнечной электростанцией не только в операционной зоне ОДУ Юга, но и в ЕЭС России (ранее рекорд принадлежал СЭС Перово в энергосистеме Республики Крым с показателем 105,58 МВт). После ввода второго пускового комплекса нового объекта зелёной энергетики установленная мощность электростанций, использующих ВИЭ, в энергосистеме Республики Калмыкия достигла 453,1 МВт, что составляет 96% общей установленной мощности электростанций энергосистемы. Ранее в декабре 2019 г. в энергосистеме Республики Калмыкия были введены в работу Малодербетовская и Яшкульская СЭС мощностью 60 и 58,5 МВт соответственно. В операционной зоне Ростовского РДУ, при общей установленной мощности электростанций 8306 МВт, установленная мощность электростанций на ВИЭ с учётом ввода второй очереди Аршанской СЭС достигла 1060,4 МВт, что составляет 12,8% установленной мощности электростанций операционной зоны.*

Аршанская СЭС находится в управлении “Фортум”, подрядчиком строительства солнечной электростанции выступил дивизион “Инжиниринг и генерация” группы компаний “Хевел”. В ходе реализации проекта на электростанции внедрена технология дистанционного управления как активной, так и реактивной мощностью генерирующего оборудования, установлены современные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также системы сбора и передачи информации.

В рамках технологического присоединения Аршанской СЭС к электрическим сетям предусматривался двухэтапный ввод генерирующих мощностей. Первый пусковой комплекс установленной мощностью 78 МВт реализован в четвёртом квартале 2021 г. Работы по строительству второй очереди и вводу ещё 37,6 МВт мощности электростанции завершены в первом полугодии 2022 г.

В ходе проектирования и строительства Аршанской СЭС специалисты Системного оператора принимали участие в согласовании задания на проектирование, согласовании проектной документации, технических решений, применяемых в схеме выдачи мощности, и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Они также участвовали в согласовании программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приёмке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр.

Во время проведения комплексных испытаний с включением Аршанской СЭС на параллельную работу с ЕЭС России специалисты Системного оператора обеспечили устойчивую работу энергосистемы Республики Калмыкия.

*Филиал Системного оператора Костромское РДУ, осуществляющий оперативно-диспетчерское управление энергосистемами Костромской и Ивановской областей, реализовал комплекс режимных и организационных мероприятий для ввода в эксплуатацию энергоблока ст. № 4 Костромской ГРЭС. Генерирующее оборудование модернизировано в рамках стартовавшей в 2019 г. масштабной программы, которая предусматривает замену либо реконструкцию основного оборудования тепловых электростанций, победивших в конкурентных отборах мощности (КОММод).*

Блок 330 МВт ст. № 4 Костромской ГРЭС введён в эксплуатацию 1 июля. Он стал вторым прошедшим модернизацию в рамках КОММод на этой электростанции. Ранее на ГРЭС введён в работу первый из модернизированных энергоблоков – блок ст. №8 мощностью 330 МВт.

Модернизация значительно улучшила технико-экономические характеристики энергоблока ст. № 4, впервые введённого в эксплуатацию 22 декабря 1970 г. и отработавшего в Единой энергосистеме страны более 330 тыс. ч. Реконструкция, начатая 1 июля 2021 г., позволила в том числе увеличить мощность блока с 300 до 330 МВт. Модернизированный турбоагрегат успешно прошёл комплексные испытания.

В ходе модернизации блока ст. № 4 Костромской ГРЭС специалисты Системного оператора принимали участие в согласовании технических решений, применяемых в схеме выдачи мощности, и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, задания на проектирование, проектной и рабочей документации. Также они участвовали в согласовании программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приёмке в эксплуатацию каналов связи и системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора.

На сегодняшний день реализовано восемь проектов модернизации суммарной установленной мощностью 2167 МВт. До конца года ожидается реализация еще 12 проектов мощностью 2375,9 МВт, в том числе шесть проектов по ставке мощности по которым запланирована с 01.01.2023 г.

Программа модернизации ТЭС, утвержденная Правительством РФ и стартовавшая в 2019 г., предусматривает замену либо реконструкцию основного оборудования 43 ГВт мощностей ТЭС в ЕЭС России в течение 10 лет. Конкурентный отбор оборудования, соответствующего установленным Правительством РФ критериям (КОММод), проводит Системный оператор Единой энергетической системы. В 2019 году проведён первый отбор проектов модернизации на 2022 – 2024 гг. и второй отбор на 2025 г. В 2020 г. – на 2026 г. В 2021 г. проведён отбор проектов модернизации на 2027 г. и отбор проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, на 2027 – 2029 гг.

В общей сложности в рамках программы реализуется 127 проектов модернизации ТЭС суммарной установленной мощностью 26,8 ГВт (62% утвержденной Правительством РФ программы модернизации), в том числе пять проектов, предусматривающих применение инновационных ГТУ отечественного производства, суммарной мощностью 1,6 ГВт.

Черновская СЭС в Забайкальском крае и вторая очередь Аршанской СЭС в Республике Калмыкия аттестованы с 1 июля 2022 г. для поставки мощности на оптовый рынок. Электростанции построены в рамках первой программы поддержки развития возобновляемой энергетики ДПМ ВИЭ, стартовавшей в 2014 г.

ДПМ ВИЭ – программа стимулирования развития генерирующих мощностей на ВИЭ в ЕЭС России за счёт гарантированной оплаты мощности по договору о предоставлении мощности (ДПМ) на оптовый рынок, заключённому с владельцем электростанции. Создание специального механизма поддержки электростанций на ВИЭ на оптовом рынке утверждено Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449 “О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности”.

Программа, рассчитанная до 2024 г., предусматривает проведение конкурсного конкурентного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии. Всего был проведён отбор проектов на строительство 5216,4 МВт ВИЭ-мощностей, в том числе 1788,3 МВт СЭС и 3428,1 МВт ВЭС.

По состоянию на 1 июля 2022 г. в ЕЭС России введено 70 солнечных электростанций в 14 субъектах Российской Федерации.

В целом на 1 июля 2022 г. в ходе реализации ДПМ ВИЭ-1 введено 3726 МВт мощностей, в том числе 22 ветровых электростанций совокупной установленной мощностью 1937,7 МВт в 7 субъектах Российской Федерации.

В процессе реализации проектов специалисты Системного оператора принимали участие в разработке заданий на проектирование, согласовании проектной документации и технических решений, применяемых в схемах выдачи мощности этих энергообъектов, а также технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Они так-

же участвовали в разработке программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приемке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерские центры.

Для обеспечения интеграции новых энергообъектов на ВИЭ в ЕЭС России и 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, величин токов короткого замыкания в прилегающей электрической сети, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики электростанций и электросетевых объектов, обеспечивающих выдачу их мощности.

**Филиал Системного оператора – Дагестанское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Дагестан), совместно с ПАО “Россети Северный Кавказ” реализовали комплекс мероприятий для технологического присоединения к электрическим сетям, проведения испытаний и ввода в работу Южно-Сухокумской солнечной электростанции (СЭС).** Южно-Сухокумская СЭС – первая солнечная электростанция в Республике Дагестан. Её установленная мощность составляет 15 МВт. С вводом СЭС общая установленная мощность в энергосистеме Республики Дагестан составила 1920 МВт.

Инвестором и генеральным подрядчиком проекта строительства Южно-Сухокумской СЭС выступила группа компаний “Хевел”. В рамках его реализации на электростанции установлены современные устройства релейной защиты, а также системы сбора и передачи информации.

Южно-Сухокумская СЭС – первый генерирующий источник на протяжённом транзите, обеспечивающем электроснабжение потребителей в северной части республики. По словам директора Дагестанского РДУ Магомеда Шехахмедова, СЭС в часы её работы позволяет снизить транзитный переток мощности из энергосистемы Ставропольского края и потери при передаче электроэнергии, а также повысить надёжность энергообеспечения потребителей Ногайского, Тарумовского районов и города Южно-Сухокумска.

В ходе проектирования и строительства Южно-Сухокумской СЭС специалисты Системного оператора принимали участие в согласовании задания на проектирование, согласовании проектной документации, технических решений, применяемых в схеме выдачи мощности, и технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям. Они также участвовали в согласовании программ испытаний генерирующего оборудования, испытаниях и приёмке в опытную эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр.

Во время проведения комплексных испытаний с включением Южно-Сухокумской СЭС на параллельную работу с ЕЭС России специалисты Системного оператора обеспечили устойчивую работу энергосистемы Республики Дагестан.

## Натурные испытания накопителей

**Филиал Системного оператора Башкирское РДУ (осуществляет оперативно-диспетчерское управление энергосистемой Республики Башкортостан) совместно с ГК “Хевел” успешно провели натурные испытания систем накопления электроэнергии Бурзянской солнечной электростанции (СЭС), состоящей из Верхней Бурзянской и Нижней Бурзянской СЭС, при работе станции в изолированном режиме.** Испытания стали очередным шагом в исследовании потенциала использования промышленных систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) в ЕЭС России. В целях создания нормативно-технической базы для расширения применения систем накопления электроэнергии в ЕЭС России АО “СО ЕЭС” и группа компаний “Хевел” в 2019 г. сформировали совместную рабочую группу, которая занялась разработкой проекта технических и функциональных требований к работе СНЭЭ в ЕЭС России. В 2021 г. в целях уточнения этих требований уже были проведены натурные испытания различных режимов работы СНЭЭ в составе ЕЭС России на Бурзянской СЭС в Республике Башкортостан и Кош-Агачской СЭС в Рес-

публике Алтай. Однако испытания накопителей при работе СЭС в изолированном режиме проводятся впервые.

Ёмкость систем накопления, установленных специалистами ГК “Хевел” на Бурзянской СЭС в 2020 г., составляет 8 МВт·ч и обеспечивает 80%-ное резервирование мощности этого генерирующего объекта на ВИЭ.

Специалисты Системного оператора принимали участие в разработке программы проведения испытаний, определении объёма необходимых измерений и режимов работы оборудования.

В ходе испытаний Бурзянская СЭС в течение 1,5 ч работала в изолированном режиме, подтвердив возможность энергоснабжения потребителей (поддержания необходимого уровня нагрузки) в изолированном энергорайоне. По итогам испытаний получены данные, позволяющие не только говорить о возможности стабильной работы СЭС, оснащённых СНЭЭ, при выделении на изолированную от ЕЭС России работу, но и о допустимости строительства солнечных электростанций, оборудованных промышленными накопителями электроэнергии, как изолированно работающих энергообъектов в тех районах, куда передача электроэнергии из ЕЭС России по магистральным электрическим сетям невозможна.

Расширение применения инновационной технологии СНЭЭ увеличивает эффективность интеграции в состав централизованных энергосистем объектов ВИЭ, характеризующихся переменным или циклическим характером выработки, а также повышает качество управления электроэнергетическим режимом. Использование промышленных накопителей позволяет обеспечить покрытие пиков максимального потребления электрической энергии, выравнивание графика нагрузки энергоёмкостей на ВИЭ, регулирование частоты и напряжения, а также электроснабжение потребителей электрической энергии в энергорайоне с электростанциями на ВИЭ, выделенными на изолированную от ЕЭС России работу. Вопросы применения накопителей в составе энергосистем являются одним из актуальных направлений исследований и разработок для Системного оператора.

Изучение особенностей использования систем накопления для компенсации неравномерной нагрузки энергообъектов на ВИЭ будет продолжено. В частности, предполагается испытать участие Бурзянских СЭС с использованием СНЭЭ в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме, а также работу солнечной электростанции с заранее определённым заданным графиком нагрузки, который поддерживается при помощи СНЭЭ.

В настоящее время в рамках работы технического комитета 016 “Электроэнергетика” Росстандарта, базовой организацией которого является АО “СО ЕЭС”, ведётся разработка национальных стандартов ГОСТ Р, регламентирующих использование систем накопления электроэнергии в ЕЭС России.

## Цифровизация отрасли

**Филиал Системного оператора – Красноярское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Красноярского края и Республики Тыва) приступил к контролю максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности в контролируемых сечениях “Приём в Правобережный энергорайон” и “Правобережное 2” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).** Контролируемое сечение – это совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети. Входящие в контролируемые сечения “Приём в Правобережный энергорайон” и “Правобережное 2” ЛЭП обеспечивают выдачу мощности Красноярских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, а также передачу активной мощности потребителям Свердловского, Кировского и Ленинского районов Красноярска, в том числе таким крупным промышленным предприятиям, как АО “Красмаш”, АО “ХМЗ”, ООО “Красноярский цемент”, ОАО “Красцветмет”.

Использование программно-технического комплекса (СМЗУ) для расчёта максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва позволит увеличить степень использования пропускной способности электрической сети без снижения

уровня надёжности электроснабжения потребителей в контролируемом сечении “Приём в Правобережный энергорайон” на величину до 10% (до 20 МВт), в контролируемом сечении “Правобережное 2” – до 5% (до 15 МВт).

Увеличение степени использования пропускной способности сети на данных участках позволит оптимизировать загрузку Красноярских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в том числе при проведении ремонтной кампании.

СМЗУ для расчёта МДП последовательно внедряется в ОЭС Сибири с 2018 г. В энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва внедрение СМЗУ началось в 2020 г., и в настоящее время технология используется на 10 контролируемых сечениях.

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта МДП на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта 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 ее надёжности. В ряде случаев эта цифровая система может стать альтернативой строительству новых ЛЭП.

Внедрение СМЗУ – это реальный шаг к цифровизации энергетики наряду с вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в энергосистемах и дистанционного управления. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счет построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами.

**Филиал Системного оператора – Хакасское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Хакасия) приступил к контролю допустимых перетоков активной мощности с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в контролируемом сечении “АТ Означенное”.** Использование программно-технического комплекса СМЗУ для расчёта максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы Республики Хакасия позволит увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в контролируемом сечении (совокупность элементов сети) “АТ Означенное” на величину до 9% (на 130 МВт) без снижения уровня надёжности электроснабжения потребителей.

Сетевое оборудование 500/220 кВ, входящее в состав контролируемого сечения “АТ Означенное”, задействовано в обеспечении электроснабжения Саяногорского алюминиевого завода, потребителей Саяногорска и прилегающих к нему населенных пунктов.

СМЗУ для расчёта МДП последовательно внедряется в ОЭС Сибири с 2018 г. В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется на 74 контролируемых сечениях (на 26 контролируемых сечениях ОДУ Сибири и 48 контролируемых сечениях РДУ операционной зоны ОДУ Сибири). Применение этой цифровой технологии позволяет увеличивать степень использования пропускной способности сетевой инфраструктуры ОЭС Сибири на величину до 800 МВт, что сопоставимо с мощностью крупной тепловой электростанции.

В операционной зоне Хакасского РДУ технология СМЗУ начала внедряться в 2021 г.

**Филиал Системного оператора – Новосибирское РДУ (осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края) приступил к контролю максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении “Барнаулско-Бийский узел 1 – Ремонтное Г” с использованием цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).** Контролируемое сечение – это совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети. Линии, входящие в контролируемое сечение “Барнаулско-Бийский узел 1 – Ремонтное Г”, обеспечивают электроснабжение потребителей Барнаульского, Бийского и Ку-

лундинского энергорайонов энергосистемы Республики Алтай и Алтайского края.

Использование программно-технического комплекса СМЗУ для расчёта максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности при управлении электроэнергетическим режимом энергосистем позволит до 26% (до 150 МВт) увеличить степень использования пропускной способности электрической сети в указанном контролируемом сечении при размыкании транзита 220 кВ Барнаулская – Иртышская.

Применение СМЗУ для расчёта МДП последовательно внедряется в ОЭС Сибири с 2018 г. В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется на 79 контролируемых сечениях. В операционной зоне Новосибирского РДУ внедрение СМЗУ началось в мае 2021 г. В энергосистемах Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края контролируемое сечение “Барнаулско-Бийский узел 1 – Ремонтное Г” стало уже десятым по счету.

## Сотрудничество с вузами

**13 июля директор по персоналу АО “СО ЕЭС” Байрта Первеева и директор Филиала АО “СО ЕЭС” РДУ Татарстана Андрей Большаков посетили Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ). Итогом визита стало подписание соглашения, определяющего направления дальнейшего сотрудничества компании и вуза.** Подписанное соглашение предусматривает участие сотрудников Системного оператора в семинарах, научных и научно-практических конференциях, форумах, круглых столах и других мероприятиях университета, проведение мастер-классов, бизнес-кейсов, тренингов, деловых игр для студентов. Также планируется участие представителей АО “СО ЕЭС” в проведении программ и проектов в учебно-методической, научно-исследовательской сферах, разработке тематик, руководстве подготовкой, рецензировании выпускных квалификационных работ и вхождение специалистов АО СО “ЕЭС” в состав государственной экзаменационной комиссии при проведении государственной итоговой аттестации, привлечение студентов к проведению научных исследований, представляющих интерес для Системного оператора, прохождение учащимися вуза практики и стажировок в компании и прохождение преподавателями вуза стажировок в целях повышения квалификации в АО “СО ЕЭС”.

В рамках визита руководители Системного оператора ознакомились с научно-образовательными центрами и лабораториями университета и присутствовали на торжественной церемонии вручения “красных” дипломов магистров выпускникам Института электроэнергетики и электроники КГЭУ. Руководители компании и вуза также провели совместный круглый стол, в работе которого приняли участие ректор КГЭУ Эдвард Абдуллазянов, первый проректор – проректор по учебной работе Александр Леонтьев, проректор по развитию и инновациям Ирина Ахметова, проректор по науке и коммерциализации Игорь Ившин и завкафедрой “Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем” – директор учебно-исследовательского центра “Электроэнергетика” Дамир Губаев.

“У нас много точек соприкосновения с вашей компанией, мы находимся на одной волне и говорим на одном языке – энергетическом, – отметил Эдвард Абдуллазянов. – И, я думаю, что сегодняшняя встреча послужит толчком для дальнейшего развития наших отношений, которые принесут пользу не только нашему университету или “Системному оператору Единой энергетической системы”, но и Татарстану и всей России в целом”.

Байрта Первеева поблагодарила ректора КГЭУ за тёплый приём и содержательную экскурсию, а также за возможность принять участие в торжественной церемонии вручения дипломов выпускникам. “Соглашение о сотрудничестве, подписанное сегодня, позволит расширить формат взаимодействия КГЭУ и Системного оператора и создать новые перспективы как в учебной и научной сферах, так и в подготовке кадров для Общества и университета. Уверена, что наша совместная работа в рамках соглашения приведет к тому, что выпускников с “красными” дипломами будет еще больше!”, – сказала она.

АО «СО ЭЭС» сотрудничает с КГЭУ с 2012 г. В 2017 г. при РДУ Татарстана была создана базовая кафедра «Автоматика управления энергосистемами» института электроэнергетики и электроники КГЭУ. Цель её создания – повышение качества подготовки магистров и научно-педагогических кадров путём усиления практической направленности образовательного процесса в КГЭУ, углубления и закрепления знаний и компетенций, полученных в процессе теоретического обучения, повышение уровня прикладной направленности научных исследований, адресная подготовка высококвалифицированных специалистов по согласованному с Системным оператором образовательным программам, соответствующим профилю его деятельности и ориентированным на удовлетворение кадровых потребностей региона.

В КГЭУ дважды – в 2016 и 2018 гг. – проводилась конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи», одним из организаторов которой выступает Системный оператор. Ежегодно на базе КГЭУ проходит Всероссийская молодёжная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике», входящая в линейку молодёжных мероприятий АО «СО ЭЭС», при активной поддержке и участии РДУ Татарстана.

## АО «Атомэнергомаш»

*«Атомэнергомаш» (АЭМ) – машиностроительный дивизион Росатома – реализовал масштабный проект по внедрению системы мониторинга производственного оборудования (СМПО) на своих предприятиях.* Система позволяет обеспечить контроль за работой основного технологического оборудования в режиме реального времени, анализировать производительность и загруженность станков, а также оповещать о внештатных ситуациях. К настоящему времени к системе подключены более 400 станков на семи производственных площадках АЭМ. В связи с высокой значимостью проект вошел в число приоритетных и был реализован за год, вместо запланированных двух лет.

СМПО запустили в пяти российских городах: на производственных площадках «ЗиО-Подольск» и «Гидропресс» в Подольске, «Атоммаш» и «Атомтрубопроводмонтаж» в Волгодонске, на предприятии «Петрозаводскмаш» в Петрозаводске, а также в «Опытном конструкторском бюро машиностроения имени И. И. Африкантова» в Нижнем Новгороде и «Центральном конструкторском бюро машиностроения» в Санкт-Петербурге.

В рамках реализации проекта на станках были установлены специальные блоки и датчики, непрерывно снимающие показания с оборудования. Это позволяет аккумулировать информацию со всех охваченных проектом производственных площадок и автоматически ее анализировать. При этом доступны как обобщённые данные по каждому предприятию, так и детализированные – в разрезе отдельных цехов или с детализацией по конкретным станкам.

Система также позволяет обеспечить, где это необходимо, контроль за соблюдением технологического процесса, контроль выполнения производственных заданий и другие функции, создавая базу для дальнейшей цифровизации производственных процессов.

Проект по внедрению промышленного мониторинга на предприятиях «Атомэнергомаша» был реализован при поддержке Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ. Работы были частично профинансированы государственным грантом, предоставленным в рамках программы по поддержке преобразования приоритетных отраслей экономики на основе внедрения отечественных цифровых решений. Общая сумма инвестиций в проект составила 195 млн руб. с учётом средств гранта в размере 95 млн руб.

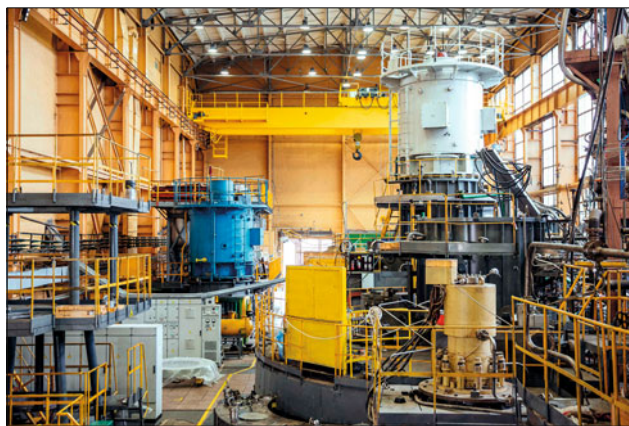
*ЦКБМ (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) завершило приёмочные испытания комплекта нестандартизированного транспортно-технологического оборудования для хранилища отрабо-*

*тавшего ядерного топлива (ХОЯТ) Ленинградской АЭС.* Члены приёмочной комиссии – представители ЦКБМ и филиала «Концерна Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» – испытывали транспортный чехол, герметичные ампулы трёх типоразмеров, пробки-захваты для ампул и захват-удлинители. Цель стендового испытания – проверить взаимодействие оборудования между собой и исключить нестыковки на объекте эксплуатации. Для проведения комплексных испытаний изготовленных изделий потребовалось изменить высоту рабочего участка стенда – после модернизации она составила 10,6 м.

«Успешно прошедшие испытания продемонстрировали, что созданные в ЦКБМ герметичные ампулы для пучков твэлов взаимодействуют с другим оборудованием. Это вскоре позволит запустить их в серийное производство», – рассказывает Николай Васильев, главный конструктор по ДУ и ТТО.

Транспортно-технологическое оборудование используется для перегрузки ядерного топлива АЭС. Эта операция является одним из ответственных этапов эксплуатации АЭС в части соблюдения правил ядерной безопасности, поэтому предъявляются повышенные требования к надежности оборудования, при помощи которого происходит транспортировка.

*В ЦКБМ (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) началась подготовка к финальному этапу испытаний главного циркуляционного насоса ГЦНА-1753 для Курской атомной электростанции.* Комиссия по проведению ревизии ГЦНА-1753 подписала протокол о завершении четвертого этапа испытаний. ГЦНА нового поколения с водяной смазкой подшипников и электродвигателя успешно отработала четвертую тысячу часов на испытательном стенде. Сразу после финального заседания приёмочной комиссии началась сборка насоса для заключительного пятого этапа испытаний продолжительностью в тысячу часов.



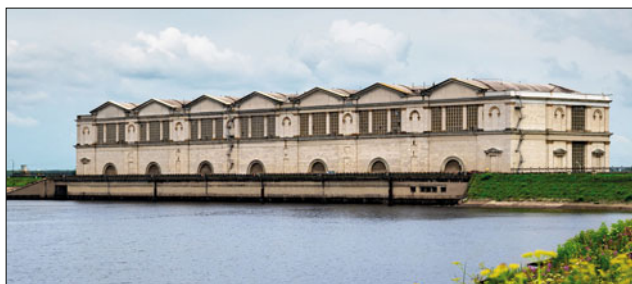
Ресурсные испытания ГЦНА-1753 проводятся в филиале «ЦКБМ 2» в г. Сосновый Бор на полномасштабном стенде, имитирующем условия работы реакторной установки, и идут больше года. Продолжительное время испытаний обусловлено тем, что модель насоса ГЦНА-1753 будет установлена впервые на АЭС. Испытания на стенде позволяют тщательно подготовить и доработать новое оборудование до передачи заказчику. Помимо Курской АЭС, насосами ГЦНА-1753 будет укомплектована строящаяся АЭС Аккую в Турции.

Циркуляционные насосы четвертого поколения ГЦНА-1753 разрабатываются, производятся и испытываются в ЦКБМ. ГЦНА-1753 является первым в мире ГЦНА с механическим уплотнением вала для реакторов типа ВВЭР, в котором исключена масляная смазка подшипниковых узлов, что позволило в несколько раз уменьшить пожароопасность.

## ПАО “РусГидро”

### Модернизация Рыбинской ГЭС

*В июле 2022 г. на Рыбинской ГЭС после ввода в эксплуатацию гидроагрегата ст. № 5 завершена замена всех гидроагрегатов. Обновление гидроагрегатов ГЭС произведено в соответствии с Программой комплексной модернизации (ПКМ) гидроэлектростанций РусГидро. Всего на Рыбинской ГЭС установлены шесть гидроагрегатов. В ходе работ по модернизации на каждом из них были заменены гидротурбина, генератор, система возбуждения, автоматика и вспомогательное оборудование. Новые гидроагрегаты изготовлены на предприятиях российской компании “Силовые машины”, они отличаются повышенной мощностью и улучшенными эксплуатационными характеристиками. В результате мощность Рыбинской ГЭС уже увеличилась с 330 до 376,4 МВт, а после перемаркировки гидроагрегата ст. № 5 она возрастёт ещё на 10 МВт.*



Модернизация Рыбинской ГЭС не ограничивается обновлением гидроагрегатов. К настоящему времени завершена замена силовых трансформаторов, оборудования распределительных устройств, аварийных затворов гидроагрегатов и соудерживающих решеток, планируется замена затворов водосбросной плотины.

Рыбинская ГЭС стала четвёртой крупной гидроэлектростанцией РусГидро, на которой в рамках ПКМ было полностью обновлено гидросиловое оборудование. Ранее подобные работы были завершены на Камской, Жигулевской и Новосибирской ГЭС, в ближайшие несколько лет планируется завершить замену гидроагрегатов на Волжской, Саратовской, Майнской, Угличской ГЭС и ряде других гидроэлектростанций.

### Модернизация Воткинской ГЭС

*На Воткинской ГЭС была начата замена гидроагрегата ст. № 10, это уже седьмой гидроагрегат станции, который будет полностью обновлен. Гидроагрегат ст. № 10 был введён в эксплуатацию в 1963 г., отработал почти 60 лет и достиг высокой степени износа. В ходе работ, которые планируется завершить в 2023 г., будут заменены гидротурбина, генератор, вспомогательное оборудование, модернизирована система автоматического управления гидроагрегатом. Новый гидроагрегат будет поставлен российским производителем. Оборудование имеет улучшенные технические характеристики,*

*повышенную мощность, отличается надёжностью и высокой экологической безопасностью.*

Программа комплексной модернизации Воткинской ГЭС предусматривает замену всех десяти гидроагрегатов станции. Первый гидроагрегат был заменен в 2017 г., в дальнейшем новые машины вводились ежегодно. После завершения работ мощность станции возрастёт до 1150 МВт, что на 13% выше, чем до начала модернизации.

### Модернизация Эзминской ГЭС

*На Эзминской ГЭС, расположенной на реке Терек, начат монтаж закладных частей гидротурбин. Масштабное обновление второй по мощности гидроэлектростанции Северной Осетии планируется завершить в конце 2023 г. Комплексная модернизация Эзминской ГЭС, введённой в эксплуатацию в 1954 г., предусматривает полную замену устаревшего и изношенного оборудования, а также ремонт гидротехнических сооружений. В том числе они включают в себя замену всех трёх гидроагрегатов станции на более эффективные, что позволит увеличить мощность ГЭС с 45 до 60 МВт.*



На сегодняшний день полностью демонтированы старые турбины, генераторы и предтурбинные затворы. Завершается монтаж комплектного распределительного устройства напряжением 35 кВ, после его ввода в эксплуатацию начнётся обновление распределительного устройства 110 кВ. Ведутся работы по капитальному ремонту здания ГЭС с сохранением его исторического облика.

На головном узле, обеспечивающем забор воды из Терека, завершена замена гидромеханического оборудования водоприёмника, ведётся монтаж затворов водосброса. С помощью закачки специальных затвердевающих составов через пробуренные скважины укреплен грунт под сооружениями. На напорно-станционном узле демонтировано гидромеханическое оборудование, очищен от илистых отложений бассейн суточного регулирования, на гидротехнических сооружениях удаляют повреждённые и ослабленные участки бетона.