

## 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 апреле 2020 г. составило 82,9 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше объёма потребления за апрель 2019 г.* В апреле 2020 г. электростанции ЕЭС России выработали 83,7 млрд кВт·ч, что на 3,8% меньше, чем в апреле 2019 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в апреле 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 44,4 млрд кВт·ч, что на 15,2% меньше, чем в апреле 2019 г. Выработка ГЭС за четвёртый месяц 2020-г. составила 17,1 млрд кВт·ч (на 21,5% больше уровня 2019 г.), АЭС – 16,5 млрд кВт·ч (на 8,0% больше уровня 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,4 млрд кВт·ч (на 4,1% больше уровня 2019 г.).

Рост выработки на ГЭС обусловлен многолетней гидрологической обстановкой. Снижение выработки на ТЭС связано с ростом производства электроэнергии на ГЭС и АЭС и снижением электропотребления в апреле.

Максимум потребления мощности ЕЭС России в апреле 2020 г. зафиксирован 16.04.2020 в 14:00 по московскому времени и составил 123 563 МВт, что ниже максимума потребления мощности в апреле 2019 г. на 6689 МВт (5,1%).

Среднемесячная температура воздуха в апреле текущего года по ЕЭС России составила 5,7°C, что на 0,7°C выше её значения в том же месяце 2019 г. Незначительное отклонение среднемесячной температуры не оказало существенное влияние на потребление электроэнергии в апреле текущего года.

В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 368,6 млрд кВт·ч, что на 1,6% меньше,

чем в январе – апреле 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России уменьшилось на 2,4%.

С начала 2020 г. выработка электроэнергии в ЕЭС России составила 372,9 млрд кВт·ч, что на 2,4% меньше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года снижение выработки электроэнергии по ЕЭС России составило 3,2%.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение первых четырёх месяцев 2020 г. несли ТЭС, выработка которых составила 212,9 млрд кВт·ч, что на 9,3% меньше, чем в январе – апреле 2019 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 66,8 млрд кВт·ч (на 22,2% больше, чем за четыре месяца 2019 г.), АЭС – 69,5 млрд кВт·ч (на 1,4% меньше, чем в аналогичном периоде 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 22,9 млрд кВт·ч (на 5,4% больше показателя января – апреля 2019 г.).

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

Данные за апрель и четыре месяца 2020 г. представлены в таблице.

#### Всероссийское селекторное совещание о функционировании электроэнергетики в условиях пандемии COVID-19, итогах отопительного сезона 2019/2020 г. и задачах по подготовке к предстоящему отопительному сезону

*Председатель правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Борис Аюев представил руководству отрасли анализ режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России в прошедший осенне-зимний период (ОЗП) и доложил о принятых мерах по поддержанию надёжной работы энергосистемы страны в период эпидемии коронавирусной ин-*

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Апрель 2020 г.	Январь – апрель 2020 г.	Апрель 2020 г.	Январь – апрель 2020 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,6 (0,9)	16,2 (2,5)	3,3 (2,4)	15,5 (3,9)
Сибири (с учётом изолированных систем)	16,1 (-4,1)	73,7 (0,1)	16,6 (-3,6)	74,4 (-0,3)
Урала	20,0 (-8,3)	88,8 (-4,4)	20,5 (-3,2)	89,2 (-1,9)
Средней Волги	10,0 (13,3)	39,1 (0,2)	8,3 (-6,0)	36,7 (-4,6)
Центра	17,0 (-8,3)	80,0 (-4,7)	19,0 (-2,5)	84,1 (-2,0)
Северо-Запада	8,7 (-3,3)	39,7 (-2,9)	7,6 (-1,3)	33,5 (-2,3)
Юга	8,3 (-1,9)	35,4 (-1,2)	7,7 (-2,0)	35,2 (-1,1)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2019 г.

**фракции.** Доклад сделан на Всероссийском селекторном совещании под руководством министра энергетики РФ Александра Новака “О функционировании электроэнергетики в условиях пандемии COVID-19, итогах прохождения субъектами электроэнергетики отопительного сезона 2019/2020 г. и задачах по подготовке к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г.”.

Руководитель Системного оператора сообщил, что ограничительные меры, введённые в регионах для сдерживания эпидемии, повлияли на потребление мощности в ЕЭС России. Так, максимальные суточные значения в последнюю рабочую неделю марта составляли 130 тыс. МВт и снизились в течение первой нерабочей недели апреля на 9 тыс. МВт до уровня 121 тыс. МВт. Для компенсации снижения потребления мощности Системным оператором с целью сохранения нормативного объёма резерва на разгрузку генерации обеспечены определение и останов в резерв 16 энергоблоков электростанций мощностью 150 МВт и выше, а также разгрузка энергоблоков АЭС на 1700 МВт.

Режимно-балансовая ситуация осложняется климатическими особенностями прошедшего ОЗП, вызвавшими ранее наступление весеннего половодья в районе Волжско-Камского каскада ГЭС и, как следствие, переход ГЭС на работу в базовом режиме со снижением возможностей автоматического регулирования частоты тока в ЕЭС гидроэлектростанциями. Системный оператор принял меры реагирования на сложившуюся ситуацию, обеспечив в рамках рынка системных услуг подключение 25 энергоблоков тепловых электростанций к автоматическому вторичному регулированию частоты и переговок активной мощности (АВРЧМ) на примерно 400 МВт. Частичный перенос резерва вторичного регулирования с ГЭС на тепловые станции обеспечил рациональное использование водных ресурсов в период паводка. Также в сжатые сроки впервые в истории ЕЭС России реализована возможность подключения гидроэлектростанций ОЭС Сибири к централизованному автоматическому регулированию частоты. Это обеспечило увеличение общего объёма вторичного регулирования частоты в ЕЭС России на 400 МВт. При этом ускоренное подключение сибирских ГЭС к АВРЧМ осуществлялось с проведением всех необходимых тестовых мероприятий.

Борис Аюев отметил, что Системный оператор не прогнозирует существенных последствий для надёжной работы ЕЭС России, связанных со снижением потребления мощности вследствие противоэпидемических ограничений в стране и климатическими особенностями минувшего ОЗП. Ресурсов по поддержанию надёжности ЕЭС в этих условиях достаточно, отметил руководитель Системного оператора.

Председатель правления Системного оператора сообщил, что компания обеспечивает решение поставленной Министерством энергетики задачи поддержания надлежащего уровня исполнения инвестиционных программ энергокомпаний в условиях эпидемии. С начала 2020 г. специалисты Системного оператора обеспечили режимные условия для ввода в работу двух ПГУ Воронежской ТЭЦ-1 (мощностью 219,6 МВт), двух гидроагрегатов Зарамагских ГЭС, Адыгейской ВЭС (80 МВт), Сулинской ВЭС (100 МВт) и Каменской ВЭС

(100 МВт), а также ряда крупных электросетевых объектов, в частности, линии электропередачи (ВЛ) 500 кВ Невинномысск – Алания, ВЛ 500 кВ Алания – ПС Алания с автотрансформаторной группой, ВЛ 330 кВ Алания – Артем, Алания – Моздок и Артем – Дербент.

На совещании отмечалось, что введение в стране противоэпидемических ограничений влияет на график начавшейся ремонтной кампании в ЕЭС России. Основные факторы влияния – ограничения на перемещение персонала в регионах и задержки с перемещением импортных запчастей через границу. В этих условиях Системный оператор осуществляет максимально оперативный пересмотр графика ремонтов в ЕЭС России с учётом необходимости поддержания надёжной работы энергосистемы. В ходе совещания руководители ряда энергетических компаний особо отметили конструктивный подход Системного оператора, позволяющий выполнять необходимые корректировки графиков ремонтов оборудования в связи со сложной эпидемической обстановкой, осуществлять реконструкцию и ввод объектов в работу.

В компании большое внимание уделяется защите коллектива от коронавирусной инфекции, подчеркнул Борис Аюев. В настоящее время в трудовом коллективе АО “СО ЕЭС” не зафиксированы случаи заболевания COVID-19. 5 700 человек переведено на удалённую работу. Реализуется комплекс защитных и профилактических мер в отношении более 1,5 тыс. работников оперативного персонала, чье непосредственное присутствие в диспетчерских центрах безусловно необходимо для выполнения функций Системного оператора – это круглосуточно работающие смены диспетчеров энергосистем, дежурный персонал по обслуживанию ИТ и инженерной инфраструктуры и некоторые другие категории оперативных работников. Пересмотрены графики работы и состав диспетчерских смен для создания резерва оперативного персонала на непредвиденные случаи.

### Цифровизация отрасли

*Совместная рабочая группа АО “СО ЕЭС”, ПАО “ФСК ЕЭС” и производителей цифровых измерительных трансформаторов тока и терминалов РЗА подвела промежуточные итоги реализации пилотного проекта по внедрению на подстанции (ПС) 500 кВ Тобол в Тюменской энергосистеме цифровой информационной подсистемы на основе электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения.* Введённая в работу в начале 2018 г. ПС 500 кВ Тобол является ключевым элементом энергетической инфраструктуры комплекса глубокой переработки углеводородного сырья “Западно-Сибирского нефтехимического комбината” ПАО “СИБУР Холдинг”. Питающий центр стал технологическим полигоном для тестирования новых устройств и измерительных систем в электроэнергетике. В целях апробации инновационных решений по построению цифровых подстанций на ПС 500 кВ Тобол была реализована информационная подсистема, использующая обмен данными в цифровом виде в соответствии с протоколом МЭК 61850-9-2.

Одним из ключевых технических решений проекта стало использование в системе РЗА показаний электрического тока и напряжения от электронных измеритель-

ных трансформаторов, передающих значения измеряемых величин в цифровом формате данных в режиме реального времени. В частности, для измерения электрического тока подключенных к подстанции линий электропередачи (ВЛ) 500 кВ Тобол – ЗапСиб I цепь и ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб II цепь были установлены трансформаторы тока электронные оптические (ТТЭО), а для измерения напряжения – делители напряжения ёмкостные электронные (ДНЕЭ) с высоким классом точности. Применение понижающих измерительных трансформаторов в системах РЗА необходимо для измерения больших токов и напряжений.

Для анализа работы находящихся в опытной эксплуатации на ПС 500 кВ Тобол измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также подключенных к ним устройств РЗА создана рабочая группа, в состав которой вошли представители Системного оператора, Федеральной сетевой компании, производителя трансформаторов АО “Профотек”, а также производителей терминалов релейной защиты, используемых в проекте. Рабочая группа осуществляет регулярный анализ функционирования оборудования и устройств в нормальных режимах и в режимах возмущений в энергосистеме. Она также подготовила и провела несколько натурных испытаний. Сравнительный анализ работы электромагнитных и оптических ТТ, проведённый по результатам испытаний, показал преимущества оптических ТТ, обусловленные отсутствием в оптическом ТТ явления намагничивания, что позволяет, в свою очередь, получить более достоверные данные о состоянии работы сети без лишних искажений. Уровень передачи постоянной составляющей тока для оптических ТТ выше по сравнению с электромагнитными ТТ. Кроме того, безусловным преимуществом электронных ТН, по сравнению с электромагнитными, является минимизация рисков неправильной работы микропроцессорных устройств РЗА по причине неисправности их цепей напряжения.

Одним из важных промежуточных итогов работы группы стало создание прототипа информационной подсистемы, включающей в себя комплекс устройств релейной защиты и сетевой автоматики, регистраторов аварийных событий (РАС), электронных трансформаторов тока и напряжения, коммутаторов и их программного обеспечения, а также получение опыта эксплуатации этой подсистемы в условиях, приближенных к реальным. В ходе мониторинга функционирования информационного обмена между устройствами РЗА и измерительными трансформаторами рабочей группой выявлены случаи периодического пропадания и искажения измерений от электронных трансформаторов, а также установлено наличие фазового сдвига между аналоговыми и цифровыми сигналами от измерительных трансформаторов, зафиксированного устройствами РЗА, производящими одновременную запись аналоговых и дискретных сигналов. Выявленные недостатки потребовали внесения изменений в прикладное программное обеспечение электронных блоков ТТЭО и ДНЕЭ, а также корректировки ряда положений нормативных документов в области РЗА в части уточнения требований к синхронизации времени и к регистрации аварийных событий в устройствах РЗА.

В ближайшее время рабочей группе предстоит выполнить ряд опытов и испытаний, в том числе опыт по проверке функционирования цифровой подсистемы при коротком замыкании на ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб II цепь.

Принятие решения о готовности промышленного применения нового оборудования – без дублирования функций ТТЭО и ДНЕЭ индуктивными и ёмкостными трансформаторами – возможно только при условии его стабильной и надёжной работы. Для принятия такого решения необходимо наличие положительного опыта эксплуатации электронных трансформаторов в различных режимах функционирования, для чего требуется дополнительная реализация пилотных проектов на других объектах электроэнергетики. В частности, необходимо продолжение работ по опытной эксплуатации и исследованию работы в различных режимах оптических ТТ и электронных ТН, цифровых терминалов РЗА и РАС, и в особенности – систем синхронизации времени. Успешный опыт синхронизации позволит уверенно говорить о готовности к промышленному применению электронных ТТ и ТН.

Полученный опыт эксплуатации и результаты исследований лягут в основу разработки новых технических решений и требований в области РЗА, направленных на повышение надёжности функционирования систем РЗА в различных режимах.

#### **Создание активных энергетических комплексов в составе ЕЭС России**

*21 марта принято постановление Правительства Российской Федерации № 320 “О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов”, которое даёт старт реализации пилотного проекта по созданию активных энергетических комплексов (АЭК). Концепция активных энергетических комплексов промышленного типа разработана Системным оператором Единой энергетической системы совместно с группой компаний “НТЦ ЕЭС”, представителями Минэнерго России и экспертами инфраструктурного центра “Энерджинет” в рамках реализации одноимённой дорожной карты.*

АЭК представляет собой новый формат отношений между организациями технологической инфраструктуры, владельцами объектов распределённой генерации и промышленными потребителями электрической энергии, чьи энергоустановки имеют электрическую связь с такими объектами.

“Концепция активных энергетических комплексов промышленного типа способствует созданию компактных энергетических центров для групп потребителей, сосредоточенных в промышленных парках, моногородах или на территориях опережающего развития. АЭК позволяет таким территориям стать более привлекательными в экономическом отношении за счёт решения проблемы высокой стоимости энергоснабжения своих потребителей”, – пояснила Ксения Дацко, генеральный директор АО “НТЦ ЕЭС Управление энергоснабжением” и руководитель дирекции по развитию бизнеса АО “НТЦ ЕЭС Группа компаний”.

Принятые правительством решения охватывают период до конца 2030 г. и позволят в пилотном режиме отработать технические и экономические условия участия активных энергетических комплексов в обороте электрической энергии на розничных рынках электроэнергии. В частности, в ходе реализации пилотных проектов будет сформирована правовая и экономическая система взаимодействия участников АЭК, выявлены нормативные ограничения и административные барьеры, препятствующие реализации модели, апробированы инновационные решения, необходимые для организации АЭК.

В соответствии с документом, Системный оператор является ключевым участником пилотного проекта, к сфере его ответственности отнесены вопросы организационно-технического сопровождения проекта, а также формирования и ведения реестра пилотных площадок. Контроль за ходом проекта будет осуществляться Минэнерго России. Отбор участников проведёт специально созданная комиссия на основании поданных заявок.

Постановление предусматривает создание достаточного для реализации пилотного проекта количества разных АЭК с суммарной мощностью входящих в их состав генерирующих объектов до 250 МВт.

Совокупный экономический эффект для участников АЭК формируется за счёт того, что каждый субъект АЭК гарантирует, что его потребление из электрической сети в любой момент времени может быть ограничено до уровня индивидуально установленной величины разрешенной мощности. Взамен потребители – участники АЭК – получают возможность оплачивать тариф на содержание электрических сетей в пределах этой же величины разрешенной мощности, но не более своего фактического потребления из электрической сети сетевой организации. Такое ограничение позволяет оптимизировать внешнюю сетевую инфраструктуру, а в перспективе – значительно снижать затраты на технологическое присоединение таких объектов к сети.

“АЭК – экономически и технологически обоснованный способ интеграции объектов распределенной генерации в энергосистему. Потребители – участники АЭК – получают возможность оплачивать электроэнергию, а также иные сервисы, предоставляемые большой энергосистемой – непрерывность электроснабжения, поддержание нормативных уровней частоты и напряжения и др. – в заранее определённых объёмах. При этом исполнение взаимных обязательств сторон в рамках функционирования АЭК будет обеспечиваться в автоматическом режиме современными цифровыми техническими средствами. Кроме того, внедрение новой модели позволит повысить эффективность ЕЭС России за счёт снижения затрат на создание, а в некоторых случаях – поддержания резервов сетевой инфраструктуры, превышающих принятые АЭК максимальные объёмы потребления электроэнергии из энергосистемы”, – подчеркнул заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий.

Проект АЭК полностью отвечает идеям цифровой трансформации электроэнергетики в рамках программы “Цифровая экономика”. Он предполагает внедрение интеллектуальной системы управления, позволяющей осуществлять балансирование потоков и оператив-

но-технологическое управление активными энергетическими комплексами и организовывать финансовые расчёты между участниками АЭК, а также расчёты с внешними субъектами энергетики. Внедрение интеллектуальной системы создаёт возможность перехода к новым моделям цифровых энергетических рынков.

В настоящее время также уже реализуется ещё один цифровой пилотный проект, связанный с получением экономического эффекта потребителями розничного рынка электроэнергии. Проект по управлению спросом на электроэнергию, запущенный в 2019 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ № 287 от 20.03.2019, предусматривает создание 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 Системным оператором ежеквартально.

*АО “СО ЕЭС” и группа компаний “НТЦ ЕЭС” провели онлайн-брифинг, на котором отраслевым журналистам и аналитикам была представлена подробная информация о пилотном проекте по созданию в составе ЕЭС России активных энергетических комплексов (АЭК), призванных решить проблему интеграции в ЕЭС России растущего объёма объектов распределенного генерирования. Старт реализации пилотного проекта, рассчитанного на период до 2030 г., дано принятое 21 марта 2020 г. Постановление Правительства РФ № 320 “О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов”.*

Руководитель дирекции по развитию бизнеса АО “НТЦ ЕЭС Группа компаний” Ксения Дацко в ходе онлайн-брифинга рассказала о предпосылках для разработки концепции АЭК, ключевых аспектах и принципах проекта. “Физически АЭК – это микроэнергосистема, состоящая из собственных объектов генерирования, своей сетевой инфраструктуры и своего промышленного потребителя. Все это вместе объединено программно-аппаратным комплексом УИС (управляемое интеллектуальное соединение), с помощью которого осуществляется регулирование производства и потребления электроэнергии внутри комплекса, а также технологическое взаимодействие с сетью общего пользования”, – пояснила Ксения Дацко.

Предпосылками к разработке и внедрению концепции АЭК в ЕЭС России стали рост стоимости энергоснабжения предприятий, а также развитие распределённых объектов генерирования и цифровых технологий – за последние несколько лет появились современные цифровые решения, позволяющие управлять энергообъектами и балансировать производство и потребление электроэнергии, которые повышают эффективность и значительно удешевляют эти процессы.

Ксения Дацко отметила, что при разработке модели учитывались интересы всех участников: производителей и потребителей электроэнергии, сетевых организаций. Для этого было предложено два варианта расчётов с сетевой организацией. “Все потребители внутри од-

ного АЭК должны договориться между собой, по какой схеме они будут рассчитываться с сетевой компанией, достигая, таким образом, экономии, за счёт которой могут развивать свои профильные производства. Сетевая организация должна убедиться в том, что она не страдает от недополученной выручки”, – добавила руководитель дирекции по развитию бизнеса АО “НТЦ ЭЭС Группа компаний”.

Доклад директора по развитию и продвижению новых продуктов АО “НТЦ ЭЭС Группа компаний” Алексея Синельникова был посвящён экономической модели АЭК. Он представил подробную информацию об основах экономической эффективности активных энергокомплексов и привёл показатели для одного из потенциальных пилотных проектов. “Расчёты показали, что для потребителей АЭК стоимость электроэнергии будет как минимум на 30% ниже текущей стоимости электроэнергии, получаемой из внешней сети. Для инвесторов в строительство ТЭЦ при реализации схемы АЭК доходность на собственный капитал, в зависимости от сценария роста нагрузок, за восемь лет может достигать 37%. При условии, что доля собственного капитала инвестора составляет 30% необходимых инвестиций, остальные 70% – заёмные средства под 13%”, – пояснил Алексей Синельников.

Руководитель направления отраслевой экспертизы АО “НТЦ ЭЭС Управление энергоснабжением” Евгения Смирнова привела график реализации пилотного проекта и рассказала о его правовом обеспечении. “Следующий этап после старта проекта – утверждение Минэнерго требований к УИС. В соответствии с постановлением правительства РФ и дорожной картой “Энерджинет”, в рамках которой разрабатывался и реализуется пилотный проект, это должно произойти в мае 2020 г. Мы уже подготовили проект документа и направили его в Минэнерго. Само постановление правительства вступает в силу в октябре – с этого момента будут приниматься заявки от потенциальных участников. Это время будет потрачено на утверждение требований к УИС и проведение разъяснительной работы с потенциальными участниками пилотного проекта. В 2023 г. правительство должно принять решение о целесообразности перехода пилотного проекта в формат целевой модели”, – сказала Евгения Смирнова.

Она также отметила, что для потребителей – участников пилотного проекта – все условия нормативного регулирования, действующие на момент старта пилота, сохранятся до окончания пилота – до 2030 г.

Активные энергетические комплексы призваны предоставить развивающимся промышленным предприятиям инструмент оптимизации затрат на энергоснабжение, обеспечивающий возможность технологически и экономически эффективной интеграции в ЕЭС России объектов распределённого генерирования, подчеркнул директор по энергетическим рынкам АО “СО ЭЭС” Андрей Катаев. Он отметил, что в рамках технологической инициативы “Энерджинет” Системный оператор реализует два проекта, целевой аудиторией которых являются потребители, готовые к реализации новых технологий активного участия в управлении потреблением. Первый реализованный проект – создание агрегаторов услуг по управлению спросом на электро-

энергию – показал высокую заинтересованность потребителей. “Мы ожидаем, что модель АЭК также вызовет интерес потребителей, в первую очередь в среднем бизнесе – в индустриальных парках и промышленных кластерах”, – подчеркнул Андрей Катаев.

### Международное сотрудничество

*Ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем GO15 выступила с официальным заявлением в связи с пандемией COVID-19. Системные операторы мировых энергосистем, входящие в состав GO15, совместно разрабатывают и планомерно реализуют комплекс мероприятий, направленных на обеспечение надёжной работы энергосистем в сложных эпидемиологических условиях.* В официальном заявлении, опубликованном на сайте ассоциации, отмечается, что основной задачей энергокомпаний в условиях глобальной пандемии является обеспечение надёжного энергоснабжения потребителей. Члены GO15 объединили усилия в реализации мер по поддержанию бесперебойного энергоснабжения, обеспечивая при этом здоровье и безопасность сотрудников. Компании, входящие в состав GO15, находятся в постоянном контакте с органами власти и действуют в полном соответствии с официальными указами и рекомендациями. Члены ассоциации делятся между собой опытом, в том числе по чрезвычайным мерам, и решениями, реализуемыми для обеспечения надёжной работы электроэнергетических систем.

Более двух месяцев на профессиональной площадке GO15 руководители крупнейших системных и сетевых операторов мира обмениваются опытом организации оперативно-диспетчерского управления в условиях пандемии, обсуждают лучшие практики обеспечения безопасности работников компаний. Одними из первых компаний, объединивших свои практические усилия по борьбе с эпидемией в рамках GO15, стали АО “СО ЭЭС”, китайская SGCC, японская TEPSCO, южнокорейская KPX, итальянская Terna.

24 марта состоялось первое совместное мероприятие – совещание в веб-формате, на котором прозвучали отчёты представителей компаний – членов GO15 о текущей ситуации в энергосистемах и работе системных операторов в сложной эпидемиологической обстановке. С российской стороны в совещании принял участие представитель АО “СО ЭЭС” в Управляющем совете GO15 и вице-президент GO15 в 2020 г. заместитель председателя правления АО “СО ЭЭС” Фёдор Опадчий. Он рассказал о мерах, принимаемых российском системным оператором для обеспечения надёжной работы Единой энергосистемы России и организации оперативно-диспетчерского управления в условиях пандемии.

Для обмена опытом на сайте GO15 создан регулярно обновляемый раздел, в котором размещается информация о конкретных шагах по борьбе с COVID-19 и организации безопасной работы компаний.

22 – 23 апреля две стратегические группы GO15, в рамках которых проводятся основные исследования в области устойчивости энергосистем и изменений в структуре генерирования, организовали проведение вебинаров, посвящённых обеспечению устойчивой рабо-

ты энергосистем в условиях пандемии (Operational Resilience – Covid 19 Discussion) и влиянию эпидемии на прогнозирование и планирование в энергосистемах (Forecasting and Variability – Covid 19 Discussion). Вебинар по теме Operational Resilience – Covid 19 Discussion GO15 планирует сделать регулярным. Для этого создан и представлен участникам ассоциации для заполнения специальный опросный лист “Влияние пандемии COVID-19 на стратегические меры по снижению технических рисков при управлении энергосистемами”.

Опросник включает в себя шесть разделов по шести направлениям, выбранным для обмена опытом в условиях пандемии: организация работы диспетчерских центров и диспетчерского персонала; организация работы обслуживающего персонала; взаимодействие с другими компаниями и организациями отрасли, включая поставщиков и в сфере ИТ; влияние эпидемии на электроэнергетический рынок и график нагрузки электростанций; функционирование вспомогательной инфраструктуры и меры по обеспечению нормальной работы сотрудников. Результаты опроса после анализа будут представлены всем членам GO15 для ознакомления и использования в работе по планированию и управлению электроэнергетическим режимом энергосистем.

#### Назначения

*Директором представительства АО “СО ЕЭС” в Томской области с 8 апреля 2020 г. назначен Алексей Панкратов, ранее работавший в Инженерной школе энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета (ТПУ) в должности доцента отделения электроэнергетики и электротехники.* Алексей Владимирович Панкратов родился 28 декабря 1983 г. в городе Томске. В 2005 г. окончил Томский политехнический университет по специальности “Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем”. В 2009 г. защитил диссертацию на соискание учёной степени кандидата технических наук по теме “Контроль параметров схем замещения однофазных трансформаторов применительно к задаче мониторинга состояния их активных частей”.

С 2008 по 2010 г. работал в Филиале ОАО “ФСК ЕЭС” Магистральные электрические сети Сибири (г. Томск) диспетчером диспетчерской службы Кузбасского центра управления сетями. Затем перешел в Филиал ПАО “ФСК ЕЭС” Томское предприятие магистральных электрических сетей, где до 2016 г. работал диспетчером Отдела диспетчерского управления центра управления сетями. В 2016 г. был переведён на должность диспетчера Службы оперативно-технологического управления Центра управления сетями в Филиал ПАО “ФСК ЕЭС” Кузбасское предприятие магистральных электрических сетей (г. Томск). С 2016 г. занимал должность доцента кафедры электрических сетей и электротехники Энергетического института ТПУ, в 2018 г. преобразованного в Инженерную школу энергетики ТПУ. За время трудовой деятельности Алексей Панкратов неоднократно повышал квалификацию.

Прежний директор Представительства АО “СО ЕЭС” в Томской области Олег Пятков вышел на заслуженный отдых.

#### Награждения

*АО “СО ЕЭС” и Группа компаний НТЦ ЕЭС стали лауреатами Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей, а работы сотрудников компаний были отмечены дипломами первой и второй премий конкурса.* Ежегодный Международный конкурс проводится с 2012 г. при поддержке Министерства энергетики РФ. Цели конкурса – инновационное развитие топливно-энергетической и добывающей отраслей, поиск талантливой молодёжи и раскрытие её творческого потенциала, внедрение в производство разработок молодых учёных, изобретателей, рационализаторов организаций и учащихся образовательных учреждений, повышение качества подготовки специалистов и создание кадрового резерва.

В этом году на рассмотрение экспертной комиссии было представлено 198 работ от 86 организаций электроэнергетики, нефтегазовой, горнодобывающей, угольной и торфяной промышленности, трубопроводного транспорта.

Авторский коллектив АО “НТЦ ЕЭС (Московское отделение)” в составе ведущего специалиста отдела развития энергетических систем Дмитрия Дворкина, ведущих экспертов Андрея Лихачева и Игоря Супрунова за работу “Внедрение асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АСЭМПЧ) для ограничения токов короткого замыкания на примере мегаполиса” был удостоен диплома лауреата первой премии конкурса.

Работа показывает, что традиционные подходы к ограничению уровней токов короткого замыкания являются вынужденными и сужают допустимую область, внутри которой энергосистема может нормально функционировать. Альтернативой им предложено применение технологии АСЭМПЧ, которая способна решить задачу ограничения токов короткого замыкания. Проведённые исследования показали техническую и экономическую эффективность применения технологии АСЭМПЧ не только в среднесрочной перспективе, но и в долгосрочной, что является её ключевым преимуществом по сравнению с традиционными подходами.

Наряду с этой возможностью, гибкость технологии АСЭМПЧ позволяет решать целый спектр задач по разделению отдельных крупных частей энергосистемы, обеспечивая их полную гальваническую развязку, что в свою очередь позволяет исключить трансформацию и передачу токов высших гармоник, нулевой и обратной последовательности из одной части в другую, локализовать различные возмущения внутри обозначенных частей энергосистемы, независимо регулировать уровни напряжения в них и демпфировать колебания активной мощности между развязанными частями. Иными словами, потенциальные предельные возможности этой технологии значительно шире обозначенных в работе, и дальнейшие исследования в этой области видятся крайне перспективными.

Ещё одним преимуществом этой технологии является возможность её применения согласно принципу “здесь и сейчас”, поскольку она экономически оправдана, а современная производственная база Российской

Федерации готова к бесперебойной поставке необходимых компонентов.

Дипломом лауреата второй премии конкурса отмечена работа заместителя начальника Службы релейной защиты и автоматики АО “СО ЕЭС” Михаила Савватина “Локализация источников низкочастотных колебаний с использованием синхронизированных векторных измерений и разработка методов демпфирования низкочастотных колебаний”. В ней представлены реальные данные синхронизированных векторных измерений, рассмотрены основные характеристики возникающих в энергосистеме высокоамплитудных колебаний параметров электрического режима при возмущениях различных типов, предложены методы определения источника низкочастотных колебаний и способы их демпфирования. “Применение разработанных методов позволит повысить надёжность энергосистемы за счёт улучшения демпфирующих свойств автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов к высокоамплитудным низкочастотным колебаниям. Проблема высокоамплитудных низкочастотных колебаний присуща многим большим энергосистемам, над решением этой задачи сейчас работают коллеги из разных стран мира, поэтому можно сказать, что данная работа носит глобальный характер”, – пояснил лауреат премии конкурса Михаил Савватин.

Специалисты отдела электроэнергетических систем АО “НТЦ ЕЭС” – старшие научные сотрудники Олег Гуриков и Александр Зеленин, заведующий сектором Дмитрий Кабанов, научный сотрудник Кирилл Прохоров – представили на конкурс работу “Технология выбора и проверки параметров настройки системных стабилизаторов синхронных генераторов”. Они описали методы повышения надёжности работы электростанций и ЕЭС России в целом за счёт снижения вероятности возникновения незатухающих синхронных колебаний параметров электрического режима, которые могут привести к возникновению или развитию аварийного процесса. Описанные методы исключают существующую зависимость от зарубежных компаний при выполнении работ по выбору параметров настройки системных стабилизаторов в составе автоматических регуляторов возбуждения синхронных. Работа специалистов АО “НТЦ ЕЭС” получила диплом лауреатов второй премии конкурса.

Исследование инженера отдела противоаварийной автоматики АО “НТЦ ЕЭС” Евгения Белова “Применение сингулярного анализа матрицы Якоби для повышения надёжности функционирования электроэнергетических систем” также была отмечена дипломом лауреата второй премии конкурса. В работе представлен новый подход к анализу свойств электроэнергетических систем, позволяющий существенно сократить трудозатраты за счёт отсутствия необходимости производить большое количество расчётов режимов работы электрических сетей. Кроме того, исследованный в работе метод позволяет получить критически важную информацию о поведении электроэнергетических систем, которую сложно выявить с помощью традиционных способов анализа. Применение рассмотренной в работе методики позволяет повысить надёжность и эффективность функционирования энергосистем, а также является

важным вкладом в реализацию национального проекта “Цифровая экономика”.

## ПАО “Российские сети”

*Группа “Россети” третий год подряд, даже на фоне роста числа опасных метеорологических явлений на 48%, качественно улучшает показатели надёжности и безопасности электроснабжения потребителей в осенне-зимний период.* В период ОЗП 2019/2020 г. суммарно по всем регионам присутствия компании “Россети” число технологических нарушений в сетях всех классов напряжения, включая 0,4 кВ, сокращено в сравнении с сезоном 2018/2019 г. на 5%. Причём даже в сложных метеоусловиях “Россети” возвращали потребителям электроэнергию в среднем менее чем за 1,5 ч, что на 54% быстрее, чем ещё 5 лет назад.

“Новые подходы к подготовке и риск-ориентированное управление объектами сетевой инфраструктуры в период пиковых нагрузок позволили “Россетям”, невзирая на рост числа опасных метеоявлений, третий год подряд качественно улучшать показатели надёжности – на сегодня одни из самых высоких в мире. В этом, прежде всего, заслуга наших сотрудников, которые готовы меняться, осваивать новые навыки в рамках реализации цифровой трансформации, постоянно повышать собственный профессионализм. Благодарен всему коллективу нашей компании и призываю так же ответственно подойти к подготовке к очередному осенне-зимнему сезону, чтобы пройти его ещё лучше”, – отметил генеральный директор компании “Россети” Павел Ливинский.

Несмотря на изменения климата, приводящие к ухудшению погодных условий функционирования сетевых компаний, “Россети” на 9% по сравнению с периодом с 15 октября 2018 г. по 15 апреля 2019 г. улучшили показатель SAIDI (средняя продолжительность технологического нарушения на точку поставки) до 0,61 ч и на 2% показатель SAIFI (средняя частота прекращения передачи электроэнергии на точку поставки) до 0,41 шт.

В период подготовки к ОЗП 2019/2020 г. предприятиями группы “Россети” была выполнена масштабная ремонтная программа. В среднем по основным позициям перевыполнение плановых показателей составило 116%. Всего было расчищено почти 140 000 км трасс воздушных линий и проведён ремонт более 163 000 км воздушных линий электропередачи классов напряжения 35 кВ и выше. Также отремонтировано более 583 силовых трансформаторов и более 38 900 трансформаторных подстанций. Кроме того, был организован и проведён ремонт 41 500 единиц коммутационного оборудования.

“Россети” традиционное внимание уделили подготовке персонала. Накануне ОЗП 2019/2020 г. было проведено 169 совместных учений по ликвидации технологических нарушений, в том числе с участием МЧС России, органов местного самоуправления, организаций ЖКХ.

## ПАО “РусГидро”

### Модернизация гидроэлектростанций

В рамках реализуемой РусГидро Программы комплексной модернизации (ПКМ) гидроэлектростанций реализуются проекты по замене оборудования на нескольких ГЭС и ГАЭС Северного Кавказа. Все шесть гидроагрегатов первой в России гидроаккумулирующей электростанции – Кубанской ГАЭС в результате реализации ПКМ будут заменены на новое, высокоэффективное оборудование, что позволит увеличить мощность станции и выработку электроэнергии.

В новом здании Кубанской ГАЭС будут смонтированы современные насос-турбинные гидроагрегаты с переменной частотой вращения, изготовленные с учётом современных достижений в области энергетического машиностроения. Шесть новых двигателей-генераторов будут произведены в Пермском крае на заводе “Электротяжмаш-Привод”. Насос-турбины будут изготовлены в Словении, на предприятии Kolektor Turboinstitut, имеющем большой опыт по созданию высокоэффективных гидротурбин. Поставщики оборудования были определены по итогам закупочных процедур.

Кубанская ГАЭС была введена в эксплуатацию более 50 лет назад, в 1968 г. За это время оборудование станции достигло высокой степени износа. Кроме того, насос-турбины станции, созданные на основе серийных насосов, имели сниженный КПД и ограничения по режимам работы.

Модернизация ГАЭС Каскада Кубанских ГЭС не ограничивается заменой гидроагрегатов. Уже сейчас ведутся работы по замене силовых трансформаторов, а также оборудования открытого распределительного устройства на современное элегазовое распределительное устройство закрытого типа (КРУЭ). Поскольку компоновка существующего здания станции, расположенного на дне водохранилища, затрудняет его реконструкцию, принято решение о строительстве нового здания ГАЭС.



Кубанская гидроаккумулирующая электростанция мощностью 15,9 МВт в турбинном режиме и 14,4 МВт в насосном режиме является головной электростанцией Каскада Кубанских ГЭС и работает в режиме сезонного регулирования. В летний паводковый период станция функционирует в турбинном режиме, заполняя Кубанское водохранилище водой, подступающей из Большо-

го Ставропольского канала, и вырабатывая при этом электроэнергию. В зимний меженьный период Кубанская ГАЭС переключается в насосный режим, подавая воду из водохранилища в канал и обеспечивая тем самым работу остальных девяти гидроэлектростанций каскада.

Также начаты работы по полному обновлению оборудования и сооружений Сенгилеевской ГЭС – одной из старейших гидроэлектростанций Каскада Кубанских ГЭС. Станция мощностью 15 МВт была введена в эксплуатацию ещё в 1953 г., её оборудование и сооружения достигли высокой степени износа.



На первом этапе будет заменено оборудование открытого распределительного устройства на современное элегазовое оборудование закрытой компоновки. Эти работы, направленные на повышение надёжности связи станции с энергосистемой, уже ведутся и будут завершены в текущем году.

На втором этапе, в 2020 – 2021 гг. заменят уравнительный резервуар, напорные трубопроводы и дисковые аварийно-ремонтные затворы. После этого гидроэнергетики приступят к реконструкции здания станции с заменой турбин и генераторов, а также обновят сооружения водоподводящего тракта. Использование современного высокоэффективного оборудования позволит увеличить мощность станции на 20% – до 18 МВт.

Программа комплексной модернизации Каскада Кубанских ГЭС предусматривает поэтапное масштабное обновление всех входящих в него станций, кроме введённой в эксплуатацию в 2011 г. Егорлыкской ГЭС-2. В первую очередь будет проведена полная модернизация Кубанской ГАЭС и Сенгилеевской ГЭС, а также замена силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств на других станциях каскада.

Гидросиловое оборудование будет заменено и на Эзминской ГЭС. Три новых гидрогенератора мощностью 19,5 МВт каждый будут произведены в Пермском крае на заводе “Электротяжмаш-Привод”. Три гидротурбины радиально-осевого типа изготовлены на предприятии “Уралгидромаш” в г. Сысерть Свердловской области. Обновленное гидросиловое оборудование Эзминской ГЭС будет отличаться высокой эффективностью и экологичностью.





Эзминская ГЭС – вторая по мощности электростанция Северной Осетии – была введена в эксплуатацию в 1954 г. Её оборудование достигло высокой степени износа, в связи с чем в рамках Программы комплексной модернизации (ПКМ) РусГидро приняло решение о полном обновлении станции. В течение нескольких лет будет заменено всё оборудование станции: гидросиловое, гидромеханическое, электротехническое, крановое. Гидротехнические сооружения будут капитально отремонтированы и усилены. В результате модернизации мощность станции возрастет на 30% – с 45 до 58,5 МВт. К работам на Эзминской ГЭС планируется приступить летом 2020 г.

### Строительство Красногорских МГЭС

На строительной площадке Красногорских малых ГЭС, которые возводит РусГидро на реке Кубань в Карачаево-Черкесии, начата укладка бетона в основание сооружений станции. Работы по строительству гидроэлектростанций, старт которым был дан в июне 2019 г., ведутся в соответствии с утверждённым графиком и при соблюдении всех необходимых мер безопасности, связанных с распространением коронавирусной инфекции.

К настоящему времени устроены перемычки правобережного котлована, в котором будут возводиться сооружения гидроэлектростанций, включая водосброс, здание ГЭС-2 и две секции плотины. Завершено устройство буросекущих свай, которые обеспечили водопроницаемость перемычки. В котловане ведутся работы по разработке скального грунта в основании будущих основных сооружений ГЭС. Уже извлечено порядка 75 тыс. м<sup>3</sup> грунта из необходимых 193 тыс. Продолжается строительство правобережной ограждающей дамбы и цементационные работы. Все объекты строительства в полном объёме готовы к прохождению паводкового периода.

По результатам закупочных процедур определены поставщики гидротурбин и генераторов станций. Четыре гидрогенератора мощностью по 12,45 МВт будут изготовлены в Пермском крае на заводе “Электротяжмаш-Привод”. Четыре гидротурбины поворотного типа – на заводе “Фойт Гидро” в г. Балаково Саратовской области. Гидросиловое оборудование Красногорских МГЭС создается с учётом последних достижений в области энергетического машиностроения и

будет характеризоваться высокой эффективностью и экологичностью.



Реализуемый РусГидро новый гидроэнергетический проект предусматривает строительство на реке Кубань ниже действующей Зеленчукской ГЭС-ГАЭС двух малых гидроэлектростанций: Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2. Мощность каждой малой ГЭС составит 24,9 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 83,8 млн кВт·ч. Ввод новых гидроэлектростанций в эксплуатацию намечен на 2021 – 2022 гг.

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

Красногорские малые ГЭС прошли конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии с заключением договоров о предоставлении мощности, что обеспечивает окупаемость их строительства.

### НПО “ЭЛСИБ”

*В рамках комплексного обновления кранового хозяйства и инвестиционной программы 2019 – 2020 гг. на НПО “ЭЛСИБ” ПАО запущен новый электромостовой кран грузоподъемностью 75/20 т, изготовленный на Сухолужском крановом заводе. Благодаря современным технологиям, общая масса крана снижена почти в 2 раза, что значительно уменьшило нагрузку на подкрановые пути, колонны и стены производственного корпуса. Кабина с антивибрационным креслом-пультом спроектирована и выполнена с максимально возможным остеклением для увеличения угла обзора оператора. Кран оснащён плавным пуском двигателя и стабилизацией скорости подъёма. Новое оборудование установлено взамен устаревшего на участке*

механической обработки крупных узлов турбо- и гидрогенераторов.

В этом году запланировано приобретение и монтаж нового мостового крана грузоподъемностью 50/10 т на участок сборки крупных узлов гидрогенераторов.



Всего крановое хозяйство НПО “ЭЛСИБ” насчитывает 58 кранов. Максимальная грузоподъемность оборудования 250 т.

## ООО “Сименс”

*Компания “Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи” (СГРЭ) произвела первую отгрузку деталей для Азовской ВЭС (заказчик – “Энел Винд Рус Азов”). Из порта Бронка (Санкт-Петербург) были отправлены в Ростов-на-Дону шесть гондол и девять ступиц, изготовленных на производстве “Сименс Технологии Газовых Турбин” (СТГТ).*

Сборка осуществляется в рамках соглашения на поставку 26 турбин SG 3.4 – 132 для Азовской ВЭС в Ростовской области. Сборка ветрогенераторов является важным шагом в реализации стратегии локализации и расширении возможностей многофункционального производственного комплекса в Ленинградской обл.

“Сименс Гамеса Реньюэбл Энерджи” приступила к локализации бизнеса в 2017 г., а в 2018 г. подписала соглашение с СТГТ на сборку модулей ветровых турбин для российского рынка. Совместно с СГРЭ специалисты СТГТ создали сборочную линию для производства гондол под Санкт-Петербургом.

“Сименс Технологии Газовых Турбин” завершает капитальный ремонт газотурбинной установки для Южной ТЭЦ-22.

*Предприятие “Сименс Технологии Газовых Турбин” (СТГТ) доставило на Южную ТЭЦ-22 в Санкт-Петербурге отремонтированный ротор газовой турбины ГТЭ-160. Это стало одним из заключительных этапов капитального ремонта второй газотурбинной установки ГТЭ-160 станции. Ранее, в марте 2020 г., специалисты департамента сервиса СТГТ успешно завершили капитальный ремонт первой ГТУ.*

Разборка, дефектация, восстановительный ремонт и последующая обратная сборка ротора ГТУ были проведены на производственной площадке СТГТ. Решение о привлечении заводских мощностей СТГТ было продиктовано отсутствием необходимых площадей на территории Южной ТЭЦ-22 для осуществления подъема ротора в вертикальное положение с целью его последующей разборки и ремонта. Ремонт в заводских условиях позволяет уменьшить сроки выполнения работ по сравнению с ремонтом на станции, а также снижает длительность дополнительных работ в случае обнаружения дефектов.



Впервые в мировой практике СТГТ установит опорно-упорный подшипник компрессора нового поколения в существующую конструкцию ГТУ типоразмера ГТЭ-160/SGT5-2000E. Такой подшипник нового типа устанавливается в ГТУ SGT5-2000E последних версий и обеспечивает восприятие большего осевого усилия от ротора. Для выполнения работ по установке нового подшипника передняя концевая часть ротора была доработана в производственном комплексе СТГТ в зоне посадки на подшипник, а непосредственно на объекте был механически доработан корпус подшипника компрессора при помощи специального высокотехнологичного оборудования.

Капитальный ремонт на объекте продолжится сборкой ГТУ с укладкой отремонтированного ротора в проточную часть с его последующей балансировкой внутри ГТУ и завершится проведением пусконаладочных работ, которые компания СТГТ проведёт в запланированные и согласованные ранее сроки.

Предприятие СТГТ выполняет все обязательства перед своими заказчиками. Компания продолжает производственную и сервисную деятельность с соблюдением всех предписанных мер безопасности и привлечением минимального числа работников в строгом соответствии с действующим законодательством.

Генеральный директор СТГТ Нико Петцольд отметил: “Компания гордится доверием российских генерирующих компаний и даже в сложные времена продолжает поддерживать работоспособность и надёжность энергосистемы России”.