

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 августе 2020 г. составило 77,3 млрд кВт·ч, что на 3,5% меньше объёма потребления за август 2019 г. Потребление электроэнергии в августе 2020 г. в целом по России составило 78,5 млрд кВт·ч, что на 3,3% меньше аналогичного показателя 2019 г. В августе 2020 г. электростанции ЕЭС России выработали 78,6 млрд кВт·ч, что на 4,1% меньше, чем в августе 2019 г. Выработка электроэнергии в России в целом в августе 2020 г. составила 79,8 млрд кВт·ч, что на 3,9% меньше выработки в августе прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в августе 2020 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 40,0 млрд кВт·ч, что на 4,2% меньше, чем в августе 2019 г. Выработка ГЭС составила 16,8 млрд кВт·ч (на 8,9% меньше уровня августа 2019 г.), АЭС – 16,6 млрд кВт·ч (на 0,9% меньше уровня августа 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 4,9 млрд кВт·ч (на 0,9% больше уровня августа 2019 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в августе 2020 г. зафиксирован 07.08.2020 в 14:00 по московскому времени и составил 115 639 МВт, что ниже максимума потребления мощности в августе 2019 г. на 3662 МВт (3,1%).

Среднемесячная температура воздуха в августе текущего года по ЕЭС России составила 17,6°C, что на 0,8°C выше её значения в том же месяце 2019 г.

Потребление электроэнергии за восемь месяцев 2020 г. в целом по России составило 683,0 млрд кВт·ч, что на 2,8% меньше, чем за такой же период 2019 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 672,1 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше, чем в январе – августе 2019 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России и по России в целом уменьшилось на 3,3 и 3,2% соответственно.

С начала 2020 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 691,1 млрд кВт·ч, что на 3,4% меньше объёма

выработки в январе – августе 2019 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за восемь месяцев 2020 г. составила 680,1 млрд кВт·ч, что на 3,6% меньше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года снижение выработки электроэнергии составило 4% по ЕЭС России и 3,9% по России в целом.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение восьми месяцев 2020 г. несли ТЭС, выработка которых составила 361,5 млрд кВт·ч, что на 10,9% меньше, чем в январе – августе 2019 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 138,4 млрд кВт·ч (на 14,3% больше, чем за восемь месяцев 2019 г.), АЭС – 135,6 млрд кВт·ч (на 0,8% меньше, чем в аналогичном периоде 2019 г.), электростанций промышленных предприятий – 42,5 млрд кВт·ч (на 4,5% больше показателя января – августа 2019 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.

Данные за август и восемь месяцев 2020 г. представлены в таблице.

Заседание Федерального штаба по вопросам подготовки к ОЗП 2020/2021 г.

4 августа в Чебоксарах под руководством заместителя министра энергетики Российской Федерации Евгения Грабчака прошло заседание Федерального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъектов Российской Федерации и субъектов электроэнергетики, посвящённое подготовке к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г. в Приволжском Федеральном округе (ПФО). В заседании участвовали руководители региональных штабов ПФО, руководство электроэнергетических компаний и представители региональных органов власти. В ме-

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Август 2020 г.	Январь – август 2020 г.	Август 2020 г.	Январь – август 2020 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,0 (–2,3)	28,6 (1,6)	2,7 (–1,5)	26,4 (2,5)
Сибири (с учётом изолированных систем)	15,3 (–1,4)	134,5 (–0,8)	15,6 (–0,5)	136,3 (–1,1)
Урала	19,1 (–6,8)	161,8 (–7,5)	18,5 (–8,1)	161,2 (–5,3)
Средней Волги	7,9 (–5,4)	72,3 (1,0)	8,0 (–4,7)	67,5 (–5,5)
Центра	17,7 (–2,4)	145,4 (–4,6)	17,9 (–1,2)	154,6 (–1,8)
Северо-Запада	7,2 (–12,5)	69,3 (–6,9)	6,6 (–4,1)	60,0 (–3,2)
Юга	8,4 (2,8)	68,3 (–0,1)	8,0 (–2,0)	66,0 (–2,0)

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

роприятия принял участие заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко, он выступил с докладом о прогнозируемой режимно-балансовой ситуации в объединённой энергосистеме Средней Волги (ОЭС Средней Волги) и ходе подготовки энергосистем ПФО к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г. По видеоконференцсвязи в заседании федерального штаба также участвовали генеральный директор ОДУ Средней Волги Олег Громов, генеральный директор ОДУ Урала Владимир Павлов.

В своём докладе Сергей Павлушко проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ОЭС Средней Волги и пяти энергосистемах ПФО, входящих в ОЭС Урала – Республики Башкортостан, Кировской и Оренбургской областей, Пермского края, Удмуртской Республики. По оперативным данным АО “СО ЕЭС”, по состоянию на 01.08.2020 нарастающим итогом с начала 2020 г. потребление электрической энергии ОЭС Средней Волги на 5,6% меньше показателя за такой же период прошлого года. При этом в первом квартале 2020 г. снижение потребления составило 1,8%, а за период апрель – июль – 7,3% относительно аналогичных периодов 2019 г. Отрицательная динамика за период апрель – июль связана с уменьшением потребления крупными промышленными потребителями, в частности, предприятиями химической промышленности и нефтепереработки – на 10,2%, нефтедобычи и нефтеперекачки – на 19,6%, ОАО “РЖД” – на 16,7%, металлургии – на 9,0%, машиностроения – на 6,2%. Тем не менее, по прогнозу Системного оператора, в ОЭС Средней Волги в осенне-зимний период 2020/2021 г. ожидается увеличение максимального уровня потребления мощности на 1,2% (до 16 291 МВт).

Сергей Павлушко сообщил, что в ПФО с начала 2020 г. в рамках ДПМ ВИЭ введены в работу Новосергиевская и Светлинская солнечные электростанции (СЭС) установленной мощностью 15 и 30 МВт соответственно. Во втором полугодии также в рамках ДПМ ВИЭ планируется ввод в работу ветровых электростанций Новая Майна, Карсун, Ишеевка, Аэропорт, Новосергиевская (по 15 МВт каждая), 25 МВт мощностей первой очереди Дергачевской СЭС, 25 МВт мощностей первой очереди Калмыкской СЭС, а также СЭС Сигма Дракона установленной мощностью 15 МВт. Строительство и ввод новых электростанций включены в проект Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020 – 2026 гг.

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” отдельно остановился на вопросах выполнения решений федерального штаба по созданию новых и модернизации существующих схем плавки гололёда (СПГ) на проводах и грозотросах линий электропередачи 110, 220 и 500 кВ на территории ПФО. В частности, он проанализировал ход работ по организации СПГ на проводах ВЛ 110 кВ, отходящих от Жигулевской ГЭС и модернизации СПГ на грозотросах ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Куйбышевская-1, ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Красноармейская № 2, ВЛ 500 кВ Красноармейская – Куйбышевская-2, а также подчеркнул необходимость обеспечения СПГ линий электропередачи 220 кВ Яйвинская ГРЭС – Калино-1, -2 и проведения модернизации этих энергообъектов с установкой дополнительных опор на гололёдоопасных участках.

В докладе Сергей Павлушко отметил, что в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 г. Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА энергообъектов в ОЭС Средней Волги. Новые цифровые технологии позволяют сократить время производства оперативных переключений, исключить риски ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличить скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, что является важным фактором поддержания стабильной работы энергосистемы.

В 2018 – 2019 гг. реализовано дистанционное управление оборудованием подстанции (ПС) 500 кВ Щёлоков, ПС 220 кВ Центральная, ПС 220 кВ Зеленодольская, принадлежащих ОАО “Сетевая компания”, ПС 500 кВ Преображенская ПАО “Россети”, а также дистанционное управление режимами работы Бирибаевской СЭС и Исянгуловская СЭС ООО “Авелар Солар Технолоджи”. При этом на ПС 220 кВ Зеленодольская впервые в России реализовано дистанционное управление не только оборудованием подстанции, но и устройствами релейной защиты и автоматики. В этот же период ПАО “РусГидро” совместно с АО “СО ЕЭС” реализовано автоматическое доведение и реализация плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд на трёх ГЭС. В 2020 – 2021 гг. планируется реализация дистанционного управления из диспетчерских центров оборудованием распределительных устройств 500, 220, 110 кВ Воткинской ГЭС, двух подстанций 500 кВ и семи подстанций 220 кВ ПАО “Россети”, а также дистанционного управления режимами работы Домбаровской, Чкаловской, Елшанской и Григорьевской СЭС ООО “Авелар Солар Технолоджи”. Сергей Павлушко подчеркнул, что для обеспечения дальнейшего внедрения цифровых технологий в электроэнергетике необходима разработка проекта изменений в законодательство РФ, а также разработка и принятие серии национальных стандартов, направленных на установление основополагающих обязательных требований по организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров.

В рамках программы цифровизации оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Средней Волги и ОЭС Урала идёт работа по внедрению системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Она позволяет выполнять автоматические расчёты значений допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях для текущей схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивает возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы, а также оптимальное управление её работы. В 2019 г. технология СМЗУ была внедрена в ОДУ Урала на трёх контролируемых сечениях (“Малахит”, “Калино”, “Урал – Тюмень”) и в Тюменском РДУ на одном контролируемом сечении (“Северный энергорайон”). В 2020 – 2022 гг. планируется ввод СМЗУ ещё на 16 контролируемых сечениях, расположенных на территории ПФО.

В завершение Сергей Павлушко сообщил, что по состоянию на 3 августа диспетчерскими центрами Системного оператора на территории Приволжского федерального округа выполняются все основные показатели готовности к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г.

13 августа в Иркутске под руководством заместителя министра энергетики Российской Федерации Евгения Грабчака прошло заседание Федерального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъектов Российской Федерации и субъектов электроэнергетики, посвященное подготовке к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г. в Сибирском Федеральном округе (СФО). В заседании участвовали руководители региональных штабов СФО, руководство электроэнергетических компаний и представители региональных органов власти. В мероприятии принял участие заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко, он выступил с докладом о прогнозируемой режимно-балансовой ситуации в ОЭС Сибири и ходе подготовки энергосистем СФО к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г. По видеоконференцсвязи в заседании Федерального штаба также участвовал генеральный директор ОДУ Сибири Алексей Хлебов.

В своём докладе Сергей Павлушко проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ОЭС Сибири. По оперативным данным АО “СО ЕЭС” по состоянию на 10.08.2020 нарастающим итогом с начала 2020 года по-

требление электрической энергии ОЭС Сибири на 1,2% меньше показателя за такой же период прошлого года. При этом в первом квартале 2020 г. отмечен рост потребления электроэнергии на 1,5%, во втором квартале и июле – снижение на 2,4 и 1,3% соответственно относительно аналогичных периодов 2019 г. Общая отрицательная динамика в основном связана с уменьшением потребления предприятиями нефтедобычи, а также на собственные нужды электростанций соответственно на 31,5 и 13,2%, а уменьшение отрицательной динамики в июле 2020 г. связано с ростом потребления предприятия деревообработки – на 10,1%, транспортировки нефти – на 6,7% и цветной металлургии – на 0,5%. По прогнозу Системного оператора, в ОЭС Сибири в осенне-зимний период 2020/2021 г. ожидается увеличение уровня максимального потребления мощности в осенне-зимний период на 3,0% (до 30 931 МВт).

Сергей Павлушко сообщил, что в СФО с начала 2020 г. введена в работу линия электропередачи (ВЛ) 220 кВ Таксимо – Мамакан (II цепь с отпайками), что обеспечивает возможность технологического присоединения к электрическим сетям новых потребителей в активно развивающемся Бодайбинском энергорайоне Иркутской энергосистемы. Ещё одним реализованным проектом стал ввод второго автотрансформатора (АТ) мощностью 501 МВ·А на ПС 500 кВ Озёрная для обеспечения возможности присоединения нагрузок Тайшетского алюминиевого завода. На 2020 г. в СФО запланирован ввод в работу Нововаршавской СЭС мощностью 30 МВт, ВЛ 220 кВ Озёрная – ТАЗ-1, -2, -3, -4, второй цепи транзита 220 кВ Минусинская опорная – Саянская тяговая – Камала-1, ПС 220 кВ Полимер с ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Полимер-1, -2.

В ходе выступления Сергей Павлушко затронул проблемы обеспечения надёжности электроснабжения потребителей по электропередаче Усть-Кут – Пеледуи – Таксимо. В частности, он отметил, что из-за отсутствия быстродействующей релейной защиты и автоматики на линиях электропередачи, проходящего вдоль Байкало-Амурской железнодорожной магистрали транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таксимо, в случае короткого замыкания возникают риски отключения потребителей с совокупной величиной потребления до 80 МВт действием противоаварийной автоматики. В связи с этим, заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” отметил, что ОАО “РЖД” необходимо обеспечить ввод в работу в 2020 г. быстродействующих защит на ВЛ 220 кВ этого транзита.

В докладе заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” отметил, что в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 г. Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА энергообъектов и обеспечивает развитие централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Сибири. В частности, реализован пилотный проект дистанционного управления режимами работы Майминской СЭС. До 2020 г. к ЦСПА ОЭС Сибири подключена локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) шести энергообъектов. В 2020 – 2021 гг. планируется реализация дистанционного управления из диспетчерских центров оборудованием ПС 500 кВ Озёрная, ПС 500 кВ Усть-Кут, а также дистанционного управления режимами работы Ининской, Усть-Коксинской и Чемальской СЭС. К ЦСПА ОЭС Сибири планируется подключить ЛАПНУ ПС 500 кВ Озёрная и Иркутская.

Новые цифровые технологии позволяют сократить время производства оперативных переключений, исключить риски ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличить скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, что является важным фактором поддержания стабильной работы энергосистемы. Сергей Павлушко подчеркнул, что для обеспечения дальнейшего внедрения цифровых технологий в электро-

энергетике необходима разработка проекта изменений в законодательство РФ, а также разработка и принятие серии национальных стандартов, направленных на установление основополагающих обязательных требований по организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров.

В рамках программы цифровизации оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Сибири идёт работа по внедрению системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Она позволяет выполнять автоматические расчёты значений допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях для текущей схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивает возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы, а также оптимальное управление режимами её работы. На сегодняшний день технология СМЗУ внедрена на 18 контролируемых сечениях в ОЭС Сибири. В 2020 – 2022 гг. планируется ввод СМЗУ ещё на 8 контролируемых сечениях, расположенных на территории СФО.

В завершение Сергей Павлушко сообщил, что по состоянию на 12 августа диспетчерскими центрами Системного оператора на территории Сибирского федерального округа выполняются все основные показатели готовности к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г.

18 августа в Челябинске под руководством заместителя министра энергетики Российской Федерации Евгения Грабчака прошло заседание Федерального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъектов Российской Федерации и субъектов электроэнергетики, посвящённое подготовке к проходу отопительного сезона 2020/2021 г. в Уральском Федеральном округе (УФО). В заседании участвовали руководители региональных штабов УФО, руководство электроэнергетических компаний и представители региональных органов власти. В мероприятии принял участие заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко. Он выступил с докладом о прогнозируемой режимно-балансовой ситуации в ОЭС Урала и ходе подготовки энергосистем УФО к проходу отопительного сезона 2020/2021 г. По видеоконференцсвязи в заседании федерального штаба также участвовал генеральный директор ОДУ Урала Владимир Павлов.

В своём докладе Сергей Павлушко проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ОЭС Урала. По оперативным данным АО “СО ЕЭС”, по состоянию на 22.07.2020 нарастающим итогом с начала 2020 г. потребление электрической энергии ОЭС Урала на 4,7% меньше показателя за такой же период прошлого года. При этом в первом квартале 2020 г. отмечен незначительный рост потребления электроэнергии на 0,1%, а во втором квартале – снижение на 7,2% относительно аналогичных периодов 2019 г. Существенная отрицательная динамика связана с уменьшением потребления предприятиями металлургии и нефтегазового сектора. По прогнозу Системного оператора, в ОЭС Урала в осенне-зимний период 2020/2021 г. ожидается снижение максимального уровня потребления мощности на 1,7% (до 34 505 МВт).

Сергей Павлушко сообщил, что в начале 2020 г. к ЕЭС России подключены газотурбинные электростанции (ГТЭС) Усть-Тегусского и Тямкинское месторождений Тюменской области мощностью 95 и 24 МВт соответственно, а также подстанция (ПС) 220 кВ РММЗ трансформаторной мощностью 40 МВ·А и ПС 220 кВ Медная с двумя трансформаторами мощностью по 100 МВ·А для обеспечения технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств АО “НЛМК-Урал” и АО “Томинский ГОК”. На 2020 г. в УФО запланирован ввод в работу газопоршневой электростанции (ГПЭС) АО “Уральская фольга” мощностью 14 МВт, ГПЭС Томинская мощностью, ПС

220 кВ Шипеловская трансформаторной мощностью 50 МВ·А с заходами линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ Курчатовская – Каменская.

В ходе выступления Сергей Павлушко затронул проблемы, связанные с увеличением объёмов отклонений величины перетока электрической энергии между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана из-за аварий и проведения длительных неплановых ремонтов, в частности на ВЛ 500 кВ АО “КЕГОС”, в энергосистеме соседней республики. Он отметил, что допустимая величина отклонения сальдо перетоков ЕЭС Казахстана от планового значения в соответствии с Договором о параллельной работе энергосистем Республики Казахстан и РФ составляет 150 МВт. В 2020 г. длительность работы с превышением этого значения составляла в разные месяцы от 37,1 до 64,8 %. В 2020 г. в течение 70 дней на электростанциях РФ были включены энергоблоки как вынужденно необходимая мера для обеспечения допустимых параметров прогнозного режима в послеварийных схемах при выполнении ремонтных работ в ЕЭС Казахстана. В связи со сложившейся ситуацией, заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” предложил включить вопрос о соблюдении требований по организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России в повестку дня очередного заседания Совместной российско-казахстанской рабочей группы по урегулированию ситуации в вопросе увеличения объёмов отклонений сальдо перетоков электрической энергии между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

В докладе Сергей Павлушко отметил, что в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 г. Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА энергообъектов ОЭС Урала. В частности, реализованы проекты автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 500 кВ Тобол (Тюменская область) и ПС 220 кВ Анна (Свердловская область). В 2020 – 2021 гг. планируется реализация дистанционного управления из диспетчерских центров оборудованием ПС 500 кВ Емелино и Исеть в Свердловской области, ПС 220 кВ Факел и Средний Балык в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре.

Также в ОЭС Урала продолжается реализация пилотного проекта по организации информационного обмена данными между Системным оператором и АО “ЕЭСК” с использованием Общей информационной модели (СІМ – Common Information Model) по стандартам МЭК 61970 и МЭК 61968. В рамках пилотного проекта произведено сопоставление СІМ-моделей АО “СО ЕЭС” в операционной зоне Свердловского РДУ и АО “ЕЭСК”, организован информационный обмен с предварительной разработкой его регламента и профиля (технического описания перечня передаваемых данных). Новый формат обмена данными повысит качество информации, используемой в оперативно-диспетчерском управлении, снизит её разнородность и разновременность обновления, обеспечит “бесшовную” интеграцию автоматизированных систем разных производителей, в том числе используемых различными субъектами электроэнергетики. В свою очередь это позволит сократить сроки и стоимость внедрения новых автоматизированных систем и снизить зависимость от конкретного разработчика.

Сергей Павлушко подчеркнул, что для обеспечения дальнейшего внедрения цифровых технологий в электроэнергетике необходима разработка проекта изменений в законодательство РФ, а также разработка и принятие серии национальных стандартов, направленных на установление основополагающих обязательных требований по организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров. Новые цифровые технологии позволяют сократить время производства оперативных переключений, исключить риски ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличить скорость реализации управляющих воздей-

ствий по изменению топологии электрической сети, что является важным фактором поддержания стабильной работы энергосистемы.

В рамках программы цифровизации оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Урала идёт работа по внедрению системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Она позволяет выполнять автоматические расчёты значений допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях для текущей схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивает возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы, а также оптимальное управление режимами её работы. На сегодняшний день технология СМЗУ внедрена на трёх контролируемых сечениях в ОЭС Урала. В 2020 – 2023 гг. планируется ввод СМЗУ ещё на восьми контролируемых сечениях, расположенных на территории УФО.

В завершение Сергей Павлушко сообщил, что по состоянию на 17 августа диспетчерскими центрами Системного оператора на территории Уральского федерального округа выполняются все основные показатели готовности к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г.

26 августа в Калуге под руководством заместителя министра энергетики Российской Федерации Евгения Грабчака прошло заседание Федерального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъектов Российской Федерации и субъектов электроэнергетики, посвященное подготовке к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г. в Центральном Федеральном округе (ЦФО). В заседании участвовали руководители региональных штабов ЦФО, руководство электроэнергетических компаний и представители региональных органов власти. В мероприятии принял участие заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко. Он выступил с докладом о прогнозируемой режимно-балансовой ситуации в ОЭС Центра и ходе подготовки энергосистем ЦФО к прохождению отопительного сезона 2020 – 2021 гг. По видеоконференцсвязи в заседании Федерального штаба также участвовал заместитель генерального директора ОДУ Центра Владимир Литвинов.

В своём докладе Сергей Павлушко проанализировал динамику потребления электроэнергии и мощности в ОЭС Центра. По оперативным данным АО “СО ЕЭС”, по состоянию на 20.08.2020 нарастающим итогом с начала 2020 г. потребление электрической энергии ОЭС Центра на 1,8% меньше показателя за такой же период прошлого года. При этом в первом квартале 2020 г. отмечен незначительный рост потребления электроэнергии на 0,4%, а во втором квартале – снижение на 3,4% относительно аналогичных периодов 2019 г. Отрицательная динамика связана с уменьшением потребления крупными промышленными потребителями, в частности, предприятиями транспортировки нефти – на 22,3%, машиностроения – на 16,0% ОАО “РЖД” – на 13,4%, строительства – на 7,4%, производства минеральной продукции – на 4,3%.

В осенне-зимний период 2020/2021 г., согласно прогнозу Системного оператора, в ОЭС Центра прогнозируется максимум потребления мощности 38 383 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха –18,3°С (температурные условия прохождения максимума потребления мощности за последние десять ОЗП). Максимум ОЗП 2019/2020 г. зафиксирован 26.11.2019 в 17 – 00 московского времени и составил 35 773 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха – 5,8°С.

Сергей Павлушко сообщил, что в ЦФО с начала 2020 г. введены в работу парогазовая установка (ПГУ) Воронежской ТЭЦ-1 установленной мощностью 219,6 МВт и ПГУ ТЭЦ в г. Тутаев Ярославской области установленной мощностью 44,9 МВт, завершена комплексная реконструкция и осуществлён ввод ПС 330 кВ Губкин и Белгород. Кроме того, для обеспечения технологического присоединения к электриче-

ским сетям тепличного комплекса АПК “Тулский” планируемой потребляемой мощностью 150 МВт введена ПС 220 кВ Тепличная. Сергей Павлушко отметил, что с вводом ПГУ Воронежской ТЭЦ-1 завершена программа строительства генерирующих объектов по программе ДПМ.

На 2020 г. в ЦФО запланирован ввод в работу турбоагрегата ст. № 4 Губкинской ТЭЦ мощностью 12 МВт, линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ Белобережская – Брянская и ПС 220 кВ Цементная после реконструкции. Сергей Павлушко отметил, что в настоящее время на Нововоронежской АЭС и подстанциях 220 – 500 кВ в энергосистемах Воронежской, Липецкой и Волгоградской областей проводятся работы по установке и наладке устройств противоаварийной автоматики района Нововоронежской АЭС. Запланированный на сентябрь этого года ввод в работу полного комплекса устройств позволит осуществлять ремонты линий электропередачи 220 – 500 кВ, обеспечивающих выдачу мощности АЭС, без предварительной разгрузки энергоблоков на величину до 1000 МВт.

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” отметил, что в рамках реализации Энергетической стратегии РФ до 2035 г. Системный оператор совместно с субъектами электроэнергетики внедряет дистанционное управление оборудованием и устройствами РЗА энергообъектов ОЭС Центра. В частности, реализованы проекты автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 330 кВ Белгород (новая площадка), Губкин (новая площадка), ПС 220 кВ Спутник, Мирная и Бутурлиновка. В 2020 – 2021 гг. планируется реализация дистанционного управления из диспетчерских центров оборудованием расположенных в Московской области ПС 220 кВ Слобода, Сколково, Союз, расположенных в Белгородской области ПС 330 кВ Лебеди, ПС 110 кВ Майская, а также ПС 220 кВ Пушино (Рязанская область), распределительного пункта (РП) 220 кВ Станы и ПС 110 кВ Угольная (Тулская область). В рамках реализации совместного пилотного проекта Системного оператора и ПАО “Россети Московский регион” по организации цифрового дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА электрических распределительных устройств подстанций распределительных электрических сетей в 2021 г. планируется внедрение дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА ПС 220 кВ Белорусская, ПС 220 кВ Кожевническая, ПС 110 кВ Люблино.

Продолжается реализация совместного с ПАО “РусГидро” проекта по подключению гидроэлектростанций к системе доведения плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд через каналы связи ГРАМ – ЦС (ЦКС) АРЧМ (СДПМ). В частности, в третьем квартале 2020 г. выполнена модернизация и внедрена в эксплуатацию система ГРАМ Рыбинской ГЭС и Угличской ГЭС для автоматического доведения и реализации плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд. Реализация проекта позволит повысить оперативность управления режимами работы генерирующих объектов.

В рамках программы цифровизации оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Центра идёт работа по внедрению системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Она позволяет выполнять автоматические расчёты значений допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях для текущей схемно-режимной ситуации и тем самым обеспечивает возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы, а также оптимальное управление режимами её работы. Во 2 квартале 2020 г. технология СМЗУ внедрена на трёх контролируемых сечениях в ОЭС Центра.

Новые цифровые технологии позволяют сократить время производства оперативных переключений, исключить риски ошибочных действий диспетчерского и оперативного персо-

нала, увеличить скорость реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, что является важным фактором поддержания стабильной работы энергосистемы. Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” подчеркнул, что для обеспечения дальнейшего внедрения цифровых технологий в электроэнергетике необходима разработка проекта изменений в законодательство РФ, а также разработка и принятие серии национальных стандартов, в частности, направленных на установление основополагающих обязательных требований по организации и осуществлению дистанционного управления из диспетчерских центров.

В завершение Сергей Павлушко сообщил, что по состоянию на 25 августа диспетчерскими центрами Системного оператора на территории Центрального федерального округа выполняются все основные показатели готовности к работе в осенне-зимний период 2020/2021 г.

Развитие ЕЭС

24 августа в Зеленодольске (Республика Татарстан) состоялась торжественная церемония ввода в работу после реконструкции подстанции (ПС) 220 кВ Зеленодольская имени 100-летия ТАССР. В мероприятии принял участие Президент Республики Татарстан Рустам Минниханов. Системный оператор представлял директор РДУ Татарстана Андрей Большаков.

ПС 220 кВ Зеленодольская ОАО “Сетевая компания” обеспечивает транзит электроэнергии и является основным центром питания четвёртого в республике по численности населения города Зеленодольска, а также крупных промышленных потребителей, среди которых АО “Зеленодольский завод имени А. М. Горького” и АО “ПОЗИС”.

В рамках комплексной реконструкции была существенно изменена электрическая схема подстанции, проведена полная замена оборудования и устройств РЗА на передовые образцы российского производства, введена в эксплуатацию новейшая автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП), которая обеспечивает автоматизированное дистанционное управление не только оборудованием, но и устройствами РЗА.

Подстанция стала одним из первых энергообъектов в ЕЭС России, где реализовано дистанционное управление устройствами РЗА, что обеспечивает выполнение автоматизированных программ переключений (АПП) без перерывов на необходимые операции во вторичных цепях. Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием подстанции и устройствами РЗА из РДУ Татарстана и ЦУС ОАО “Сетевая компания” является важным шагом в развитии цифровых технологий в российской электроэнергетике.

Президент Республики Татарстан Рустам Минниханов высоко оценил проделанную энергетиками, строительными и подрядными организациями работу. В рамках торжественного мероприятия состоялось награждение работников, принимавших участие в реконструкции ПС 220 кВ Зеленодольская. Среди награждённых заместитель начальника службы релейной защиты и автоматики РДУ Татарстана Валерий Басаркин, который получил Благодарность Кабинета Министров Республики Татарстан.

В ходе своего выступления на церемонии открытия подстанции, директор РДУ Татарстана Андрей Большаков подчеркнул, что реализация проектов дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА является важным шагом в решении задач, определённых в Энергетической стратегии РФ до 2035 г., среди которых переход оперативно-диспетчерского управления на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы ЕЭС России.

“Системный оператор является одним из инициаторов внедрения дистанционного управления в электроэнергетике и активно участвует в создании и внедрении принципов дистанционного управления путём разработки как нормативной

базы, определяющей правила реализации и использования дистанционного управления, так и программного обеспечения, необходимого для выполнения переключений из диспетчерских центров и центров управления сетями. Внедрение автоматизированного дистанционного управления повышает надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы за счёт значительного сокращения времени на производство оперативных переключений, уменьшения объёма оперативных переговоров, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, сокращения сроков ликвидации технологических нарушений. Благодаря пристальному вниманию руководства Республики Татарстан к внедрению новейших цифровых технологий, профессионализму энергетиков Татарстана в республике успешно реализуются инновационные проекты, а сама республика находится в авангарде цифровизации”, – отметил Андрей Большаков.

Цифровизация отрасли

Специалисты филиалов АО “СО ЕЭС” – ОДУ Центра, Воронежского РДУ и Липецкого РДУ – реализовали комплекс технических и организационных мероприятий для обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию цифровых систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) в ОЭС Центра и энергосистемах Воронежской и Липецкой областей. СМЗУ – разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с АО “СО ЕЭС” программный комплекс, выводящий процесс расчёта максимально допустимых перетоков (МДП) в электрической сети на принципиально новый уровень. Система предназначена для расчёта величин МДП в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме и тем самым обеспечивать дополнительные возможности по использованию пропускной способности электрической сети и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности.

Введённые в эксплуатацию программные комплексы СМЗУ используются для расчётов МДП на четырёх контролируемых сечениях: “Воронежское-2 на север”, “Воронежское-2 на юг”, “Донское” и “Воронежское-1”.

В рамках внедрения программно-технических комплексов СМЗУ в ОДУ Центра, Воронежском и Липецком РДУ установлено и настроено серверное оборудование, системное и технологическое программное обеспечение, разработана инструкторная документация и проведено обучение диспетчерского персонала по применению СМЗУ при управлении режимом работы ОЭС Центра, Воронежской и Липецкой энергосистем.

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

Внедрение СМЗУ – это реальный шаг к цифровизации энергетики, наряду с такими проектами, как ввод централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в объединённых энергосистемах и систем дистанционного управления оборудованием подстанций. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный положительный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами. В частности, обеспечение максимального использования пропускной спо-

собности магистральных ЛЭП за счёт применения СМЗУ даёт дополнительные возможности оптимизации загрузки генерирующих мощностей.

Сейчас, помимо ОЭС Центра, цифровые системы мониторинга запасов устойчивости используются в ОЭС Сибири, ОЭС Юга, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала, Кольской и Тюменской энергосистемах, в энергосистеме Республики Крым и Севастополя. В опытной эксплуатации находятся СМЗУ в ОЭС Средней Волги и Нижегородской энергосистеме.

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистем Свердловской и Курганской областей” (Свердловское РДУ) совместно с филиалом компании “Россети Урал” – “Свердловэнерго” успешно провели комплексные испытания и ввели в работу автоматизированную систему дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ Анна из диспетчерского центра и Центра управления сетями (ЦУС) “Свердловэнерго”. После ввода системы в промышленную эксплуатацию диспетчерский персонал Свердловского РДУ и оперативный персонал ЦУС свердловского филиала компании “Россети Урал” получили возможность дистанционного управления коммутационным оборудованием и заземляющими разрядниками подстанции с использованием автоматизированных программ переключений (АПП), которые позволяют существенно, в 5–10 раз, сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением по командам диспетчерского персонала.

АПП – это представленная в виде компьютерного алгоритма последовательность операций при переключениях. Она обеспечивает выполнение переключений, посылая команды непосредственно в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУТП) управляемого энергетического объекта с контролем поступления информации о предыдущих выполненных операциях.

Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Анна позволяет повысить надёжность работы энергосистемы Свердловской области и качество управления её электроэнергетическим режимом за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети.

В ходе реализации проекта специалисты Свердловского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей технические решения по созданию автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Анна, а также участвовали в разработке программы комплексных испытаний новой системы.

При подготовке к комплексным испытаниям специалисты АО “СО ЕЭС” и компании “Россети Урал” распределили функции дистанционного управления между Системным оператором и электросетевой компанией, провели необходимую настройку АСУТП подстанции и оперативно-информационного комплекса (ОИК) в Свердловском РДУ и ЦУС “Свердловэнерго”, протестировали телеметрические системы обмена информацией с диспетчерским центром Системного оператора и ЦУС “Свердловэнерго”.

Специалисты Свердловского РДУ и филиала “Свердловэнерго” совместно разработали типовые программы переключений для ЛЭП и оборудования подстанции с использованием дистанционного управления, на основе которых были подготовлены АПП и типовые бланки переключений. Кроме того, были реализованы дополнительные меры по обеспечению информационной безопасности Свердловского РДУ, ПС 220 кВ Анна и задействованных каналов связи. При подготовке к испытаниям пересмотрена и введена в действие необходимая

нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала. Свердловским РДУ также реализован комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний автоматизированной системы дистанционного управления.

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края” (Приморское РДУ) совместно с филиалом “Россети ФСК ЕЭС” (ПАО “ФСК ЕЭС”) – Приморское ПМЭС успешно провели комплексные испытания автоматизированной системы дистанционного управления оборудованием подстанции (ПС) 220 кВ Аэропорт в энергосистеме Приморского края, по итогам которых филиал Системного оператора с 29 августа 2020 г. приступил к выполнению функции телеуправления оборудованием питающего центра. После ввода системы дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Аэропорт в промышленную эксплуатацию диспетчеры Приморского РДУ получили возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами 220 кВ подстанции с использованием автоматизированных программ переключений (АПП), которые позволяют существенно, в 5 – 10 раз, сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с их выполнением по командам диспетчерского персонала. Приморское ПМЭС также приступило к осуществлению дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Аэропорт из центра управления сетями (ЦУС) в соответствии с согласованным с Системным оператором перечнем распределения функций дистанционного управления.

“Внедрение автоматизированного дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Аэропорт позволило повысить надёжность работы и качество управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Приморского края за счёт сокращения времени производства оперативных переключений, снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети”, – прокомментировал успешное завершение проекта генеральный директор ОДУ Востока Виталий Сунгуров.

В ходе реализации проекта специалисты Приморского РДУ принимали участие в подготовке и согласовании технического задания на проектирование, рассмотрении и согласовании проектной документации, включающей в себя технические решения по созданию системы дистанционного управления оборудованием ПС 220 кВ Аэропорт, а также участвовали в разработке программ комплексных испытаний системы.

Совместно со специалистами ПАО “ФСК ЕЭС” выполнено распределение функций дистанционного управления между Системным оператором и сетевой компанией, проведена необходимая настройка АСУТП подстанции, оперативно-информационного комплекса в диспетчерском центре и программно-технического комплекса ЦУС Приморского ПМЭС, протестированы телеметрические системы сбора и передачи информации в диспетчерский центр Системного оператора. В рамках проекта реализованы меры по обеспечению информационной безопасности ПС 220 кВ Аэропорт и каналов связи, пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала. Приморским РДУ также разработаны типовые программы переключений для оборудования подстанции с использованием дистанционного управления, на основе которых подготовлены АПП и типовые бланки переключений. Приморским РДУ также реализован комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний автоматизированной системы дистанционного управления.

В рамках цифровизации оперативно-диспетчерского управления Системный оператор уже несколько лет поэтапно

внедряет автоматизированную систему производства переключений во всех своих филиалах, что позволит организовать автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем двухсот объектов электроэнергетики в соответствии с согласованными с сетевыми организациями планами-графиками.

Оснащение диспетчерских центров Системного оператора автоматизированными системами производства переключений, а подстанций – современными АСУТП, поддерживающими автоматизированное дистанционное управление, является важным практическим шагом к цифровой трансформации энергетики. Использование передовых цифровых технологий в энергетической отрасли позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом.

АО “Атомэнергомаш”

ПАО “ЗиО-Подольск” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш”) запустил в опытно-промышленную эксплуатацию специальный технологический комплекс с двумя горизонтально-фрезерными обрабатывающими центрами, с выдвигным ползуном, универсальной автоматической головкой и вертикальным перемещением шпиндельной бабки фирмы TOS KURIM (Чехия). Аналогов данного оборудования в России нет. Комплекс имеет модульную конструкцию. Он состоит из двух отдельных станков, которые могут быть соединены между собой специальной Т-образной головкой, что позволяет обрабатывать труднодоступные места на крупных корпусных деталях. В разведиленном состоянии могут работать два независимых станка, выполняя две задачи одновременно.



Новый обрабатывающий центр позволяет производить фрезерование, сверление, растачивание, резьбонарезание и другие виды механической обработки с высокими качествами точности. Уникальная установка позволит с точностью до нескольких микрон обрабатывать крупногабаритные детали длиной до 14 и шириной до 4 м.

“Такого оборудования нет ни у кого в стране. Имеющиеся компетенции и производственные мощности дают нам возможности для производства уникальной продукции”, – отметил директор по производству ПАО “ЗиО-Подольск” Алексей Стрюков.

Внедрение нового оборудования стало ещё одним этапом по формированию на площадке “ЗиО-Подольск” самого современного производственного комплекса по производству оборудования для ТЭК страны.

В Волгодонском филиале АО “АЭМ-технологии” “Атоммаш” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) успешно завершились гидравлические испытания первого парогенератора, изготовли-

ваемого для строящейся Курской АЭС-2. Испытанный аппарат относится к новому типу парогенераторов, предназначенных для работы в составе реакторной установки с реакторами ВВЭР ТОИ (типизированный, оптимизированный информативный). Испытания проводились на специально подготовленном участке в соответствии с технологией, которая предусматривает создание давления в трубном и межтрубном пространстве выше рабочего на 25%. При этом температура воды внутри парогенератора достигала 100°C.



Успешно проведённые гидравлические испытания отражают высокое качество изготовленного изделия. В процессе изготовления оборудование проходит несколько видов испытаний и контролей. Помимо гидравлических парогенератор проходит также вакуумные испытания с помощью гелия, а также ультразвуковой, магнитно-порошковый, вихре-токовый контроли и рентгено-гаммаграфирование. Всего к концу цикла изготовления парогенератора специалисты по качеству проведут 415 контрольных операций.

Парогенератор относится к изделиям первого класса безопасности. Диаметр его более 4 м, длина аппарата составляет порядка 15 м, масса оборудования – 340 т. В состав оборудования одного энергоблока входят четыре парогенератора.

Специалисты АО «НПО «ЦНИИТМАШ» (входит в машиностроительный дивизион «Росатома» – АО «Атомэнергомаш») и Калининской АЭС завершили работы по комплексному обследованию геометрии шпилечных гнёзд корпуса реактора и инженерно-консультационное сопровождение уникального ремонта уплотняющих поверхностей главного разъёма реактора ВВЭР-1000 энергоблока ст. № 1 Калининской АЭС. Работа на станции велась в период планово-предупредительного ремонта (ППР), ключевыми задачами которого были оценка возможности продления срока службы реактора Калининской АЭС на 30 лет и проведение необходимых для этого ремонтно-восстановительных работ.

«Главный разъём корпуса реактора отвечает за герметичность всей конструкции и является одним из наиболее ответственных узлов. Его рабочее состояние критически важно для безопасности эксплуатации атомной станции. Операции ремонта уплотняющих поверхностей крышки верхнего блока и главного разъёма корпуса реактора являются уникальными, потому что производятся без демонтажа основного оборудования с помощью специального станка. То есть снималась только крышка верхнего блока, и крупногабаритный станок устанавливался непосредственно на сам корпус реактора и крышку. В мире не так много организаций, способных провести работы такого рода», – рассказал Александр Пономарев, заместитель заведующего отделом – главный конструктор отдела технологии холодной обработки металлов и зубчатых передач ЦНИИТМАШ, курировавший работу на площадке АЭС.

Планово-предупредительный ремонт проводится регулярно для поддержания технического состояния и надёжно-

сти блоков на нужном уровне, а также для восстановления ресурсных характеристик и обеспечения соответствия АЭС требованиям безопасности в течение всего срока эксплуатации. В рамках ППР сотрудники института сварки ЦНИИТМАШ разработали ремонтные чертежи и технологию, по которым на Калининской АЭС шёл ремонт уплотнительных поверхностей крышки верхнего блока и главного разъёма реактора, отвечающих за герметичность конструкции. Работа на специальном оборудовании выполнялась с использованием наплавки автоматической аргодуговой сваркой и механической обработки до проектных размеров.

Специалисты института металлургии и машиностроения и института материаловедения ЦНИИТМАШ провели обследование геометрии шпилечных гнёзд и материаловедческий контроль состояния металла фланца главного разъёма корпуса реактора. Необходимые измерения проводились непосредственно в шахте реактора, в условиях ионизирующего излучения (с обязательным соблюдением всех требований безопасности). Измерения возможных изменений геометрии резьбы в результате эксплуатации шпилечных гнёзд и материаловедческое заключение о состоянии поверхности металла были переданы в АО ОКБ «Гидропресс». На основании этих данных ОКБ приняло положительное решение о возможности дальнейшей безопасной эксплуатации корпуса реактора энергоблока ст. № 1.

На заводе «Атомаш» в Волгодонске (филиал АО «АЭМ-технологии», входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отгрузили парогенераторы для энергоблока № 1 АЭС «Аккую» (Турция). В ближайшие дни четыре парогенератора массой 355 т каждый уйдут в дальнее плавание. Им предстоит преодолеть по воде 3000 км на пути к строительной площадке «Аккую» – первой атомной электростанции в Турции. Парогенераторы – важнейшее оборудование первого контура реактора. Проект АЭС включает в себя четыре энергоблока с российскими реакторными установками типа ВВЭР поколения 3+. Мощность каждого энергоблока – 1200 МВт. АЭС «Аккую» – первый проект в мировой атомной отрасли, реализуемый по модели Build-Own-Operate – «Строй-Владей-Эксплуатируй».

Петрозаводский филиал компании «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – Атомэнергомаш; является членом Карельского регионального отделения СоюзМаш России) изготовил цилиндрические детали – обечайки – для сборки корпусов гидрёмкостей системы пассивного залива активной зоны (СПАЗ) для первого энергоблока АЭС «Аккую». Каждая ёмкость СПАЗ состоит из трёх обечайек и двух днищ. Обечайки изготавливаются из листового проката нержавеющей стали толщиной 60 мм.



Для одной детали из заготовки шириной 2,5 м и длиной 13 м на листогибочной машине формируется цилиндр с внутренним диаметром 4,1 м. Петрозаводскмаш изготовил все 24 обечайки для комплекта ёмкостей СПАЗ АЭС «Аккую». По-

сле механической обработки из обечаек будет произведена сборка корпусов ёмкостей СПЗАЗ.

СПЗАЗ относится ко второй ступени пассивных систем безопасности АЭС и предназначена для отвода остаточных тепловыделений теплоносителя первого контура реактора. Система включает в себя 8 гидроёмкостей объёмом по 120 м³. Во время эксплуатации на станции в ёмкостях хранится водный раствор борной кислоты, подогретый до температуры около 60°C. При падении давления в первом контуре ниже определённого уровня происходит автоматическая подача жидкости в реактор и охлаждение активной зоны.

АО «Центральное конструкторское бюро машиностроения» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) заключило контракты на поставку насосного оборудования для четырех энергоблоков строящейся АЭС «Аккую». В рамках договоров ЦКБМ разрабатывает и изготовит шестнадцать диагональных и шестнадцать вертикальных центробежных насосов.

Центробежные диагональные насосные агрегаты предназначены для подачи охлаждающей воды на конденсаторы турбины. Задача вертикальных центробежных насосов – подача морской воды на всех режимах работы энергоблока. Они обеспечивают бесперебойную эксплуатацию систем, отвечающих за безопасность АЭС – своевременное подведение охлаждающей воды и отвод тепла. На каждый энергоблок АЭС будет поставлено четыре диагональных и четыре вертикальных насоса.

ЦКБМ также является поставщиком основного насосного оборудования для АЭС «Аккую». В январе 2018 г. предприятие успешно прошло аудит Турецкого агентства по атомной энергии (ТАЕК) и получило сертификат изготовителя.

Петрозаводский филиал компании «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Госкорпорации «Росатом» – Атомэнергомаш) собрал комплект корпусов главных циркуляционных насосов (ГЦН) для первого энергоблока АЭС «Аккую». После завершения сборочно-сварочных работ изделия прошли термическую обработку для снятия остаточных последеварочных напряжений. В термической печи последовательно проводится промежуточный и окончательный отпуск. Корпуса ГЦН нагреваются сначала до температуры 620°C и выдерживаются в течение 4,5 – 5 ч, после этого температуру поднимают до 640°C и выдерживают изделия ещё 7 – 8 ч. Затем нагрев постепенно снижают до 300°C и оставляют корпуса ГЦН остывать при температуре окружающей среды.

Корпуса ГЦН – изделия первого класса безопасности. На атомной станции главный циркуляционный насосный агрегат обеспечивает циркуляцию теплоносителя в первом контуре и работает под давлением теплоносителя около 16 МПа при температуре 300°C.

В Волгодонском филиале АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) специалисты приступили к финальному этапу изготовления реактора для строящейся АЭС «Аккую» – контрольной сборке корпуса реактора с внутрикорпусными устройствами (ВКУ) и крышкой. Контрольная сборка – ключевая операция, в ходе которой проверяется собираемость всех изготовленных внутрикорпусных устройств и крышки реактора к корпусом реактора. Данная операция проводится в специальном подземном стенде-кессоне.

Внутри корпуса реактора размещена внутрикорпусная шахта массой 73 т. Поочерёдно производится установка выгородки (38 т), блока защитных труб (68 т) и крышки реактора (90 т). В ходе сборки будут установлены соответствующие шпонки крепления, которые зафиксируют приспособление для центровки крышки реактора. Будет проверена соосность отверстий в патрубках системы управления защиты крышки с опорными элементами шахты и фланцами блока защитных труб. В дальнейшем контрольная сборка существенно сокра-

тит сроки монтажа реактора с ВКУ на площадке строящейся АЭС.



Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим дном, внутри которого размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органов регулирования и защиты реакторов, а также патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля.

Компания «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – АО «Атомэнергомаш») объявила об отгрузке первых ключевых элементов реакторного отделения первого блока АЭС «Руппур» – первой в истории Бангладеш атомной электростанции. На стройплощадку АЭС отправились корпус реактора ВВЭР-1200 и парогенератор, изготовленные на заводе «Атоммаш» в Волгодонске – крупнейшей на постсоветском пространстве производственной площадке атомного машиностроения. АЭС «Руппур» в составе двух энергоблоков мощностью 1200 МВт каждый будет введена в эксплуатацию последовательно: первый блок начнёт работу в 2023 г., а второй – в 2024 г.

Транспортировка массивного оборудования (масса корпуса реактора 333,6 т, парогенератора – 340 т) представляет собой сложную логистическую операцию. С площадки «Атоммаша» корпус реактора и парогенератор по отдельности были доставлены на специализированной автомобильной технике на причал Цимлянского водохранилища в Волгодонске, чтобы затем отправиться водным путём в Новороссийск, а оттуда, через Чёрное море и Суэцкий канал – на строительную площадку в Бангладеш.

ПАО «РусГидро»

Выравнивание здания Загорской ГАЭС-2. На площадке строительства Загорской ГАЭС-2 начал основной этап работ по выравниваю здания станции после произошедшей в 2013 г. непроектной осадки. К настоящему времени подрядная организация завершила подготовительные работы, включающие усиление конструкций здания станции, и приступила к основной стадии – бурению более 350 скважин длиной от 140 до 186 м под фундаментной плитой здания и нагнетанию затвердевающих составов. Эти работы проводятся в несколько этапов, их завершение запланировано на 2022 г. Решение о дальнейших действиях в отношении проекта строительства Загорской ГАЭС-2 будет принято по итогам оценки результатов работ по выравниванию здания станции.

Проект по выравниванию здания строящейся Загорской ГАЭС-2 разработан входящим в Группу «РусГидро» институтом «Гидропроект». Он предусматривает использование метода компенсационного нагнетания специальных затвердеваю-

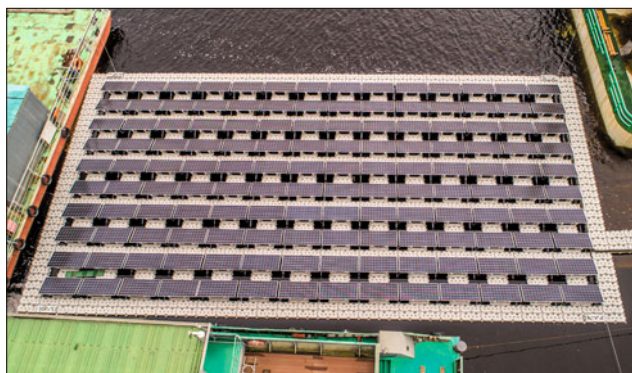
щих составов под фундаментную плиту здания. Учитывая сложность и уникальность проекта, институт провёл углублённые научно-технические работы по апробированию и обоснованию принятой технологии, включая создание опытного участка, моделирующего часть фундаментной плиты здания станционного узла и нагрузки от сооружения.



Решение о начале работ по выравниванию здания станции было принято советом директоров РусГидро в декабре 2018 г. Работы по выравниванию здания Загорской ГАЭС-2 осуществляет ООО «ТоннельГеоСтрой», строительная организация, специализирующаяся на строительстве инженерных сетей и подземных сооружений, имеющая значительный опыт работ в области укрепления грунтов и обладающая современным оборудованием.

Загорская ГАЭС-2 мощностью 840 МВ находится в Московской области, вблизи действующей Загорской ГАЭС. В сентябре 2013 г. произошла непроектная осадка грунтов под зданием строящейся станции. Сейчас здание Загорской ГАЭС-2 стабилизировано, проведённые обследования показали отсутствие повреждений, которые могли бы препятствовать его выравниванию и последующей достройке.

Первая в России наплавная солнечная электростанция. В водохранилище входящей в Группу «РусГидро» Нижне-Бурейской ГЭС смонтирована первая в России мобильная наплавная солнечная электростанция. Она представляет собой понтонный модуль со 140 фотоэлементами производства компании «Хевел», общей площадью 475 м². СЭС предназначена для обеспечения электроэнергией собственных нужд Нижне-Бурейской ГЭС.



В настоящее время солнечная электростанция мощностью 54 кВт работает в режиме опытной эксплуатации. Специалисты тестируют её как в режиме автономной работы, так и в совместной эксплуатации с ГЭС и резервными дизель-генераторами. После завершения испытаний наплавная СЭС будет располагаться в верхнем бьефе Нижне-Бурейской ГЭС и частично обеспечивать собственные нужды станции, что позволит увеличить полезный отпуск электроэнергии. В случае необходимости мобильная солнечная энергоустановка мо-

жет быть оперативно перебазирована, что существенно расширяет возможности её использования.

Это уже второй проект по созданию гибридной генерирующего объекта, реализованный на Нижне-Бурейской ГЭС. В декабре 2019 г. на пристанционной площадке ГЭС так же впервые в нашей стране были смонтированы солнечные панели общей мощностью 1275 кВт. Они позволили обеспечить значительную долю потребности гидростанции в электроэнергии на собственные нужды.

Подобные проекты сегодня активно реализуются на гидроузлах во многих странах. Преимущество строительства таких объектов – возможность использования существующей электросетевой и транспортной инфраструктуры, высококвалифицированных специалистов, а также отсутствие необходимости использования новых земель на нужды энергетики.

Модернизация гидроэлектростанций РусГидро. В рамках Программы комплексной модернизации (ПКМ) гидроэлектростанций РусГидро проведены работы по обновлению гидросилового оборудования.

На Рыбинской ГЭС заменён гидроагрегат ст. № 3, это пятый из шести гидроагрегатов станции, получивший новое оборудование. Замена последнего гидроагрегата ст. № 5 уже начата и будет завершена в 2021 г. С заменой гидроагрегата ст. № 3 установленная мощность Рыбинской ГЭС возросла на 10 МВт и составляет 376,4 МВт.



Гидроагрегат ст. № 3, введённый в эксплуатацию 30 декабря 1950 г., отработал нормативный срок службы и достиг высокой степени износа, в связи с чем было принято решение о его замене. Новый гидроагрегат, изготовленный предприятиями российского концерна «Силовые машины», отличается повышенными КПД и мощностью, улучшенными рабочими характеристиками и высокой степенью экологической безопасности.

На Волжской ГЭС после замены оборудования введён в эксплуатацию гидроагрегат ст. № 18. Это уже 21-й гидроагрегат станции, на котором заменена гидротурбина, и 14-й, на котором заменён гидрогенератор. Всего на Волжской ГЭС установлены 23 гидроагрегата.

Сегодня на Волжской ГЭС продолжается модернизация гидроагрегатов ст. № 10 (замена турбины и генератора) и 19 (замена генератора). Программа комплексной модернизации станции предусматривает полное обновление гидроагрегатов, после чего мощность Волжской ГЭС планируется увеличить до 2744,5 МВт. Также в рамках ПКМ будет заменено оборудование открытого распределительного устройства 500 кВ на современное элегазовое оборудование (КРУЭ), обновлены затворы водосливной плотины и другое гидромеханическое оборудование.

На Саратовской ГЭС РусГидро приступили к модернизации гидроагрегата ст. № 2. Он станет 16-м по счёту обновлённым гидроагрегатом из 24, эксплуатируемых на электростанции. В ходе работ, которые планируется завершить в

декабре 2021 г., отработавшую нормативный срок службы гидротурбину заменят на новую, с улучшенными техническими характеристиками. Модернизация позволит увеличить мощность гидроагрегата на 10% – до 66 МВт. Помимо гидроагрегата ст. № 2, в настоящее время ведётся замена гидротурбин на гидроагрегатах ст. № 3 и 7, их модернизация также будет завершена в 2021 г.

Новая гидротурбина изготовлена на производственных мощностях фирмы Voith Hydro, которые находятся в 10 странах, включая Россию. Монтаж оборудования выполняют сотрудники дочернего общества РусГидро – АО “Гидроремонт-ВКК”.

Инвестиционный проект по замене гидротурбин Саратовской ГЭС – один из крупнейших в ПКМ. В результате модернизации станции её мощность уже увеличилась на 67 МВт, до 1427 МВт. В перспективе в результате замены всех гидротурбин мощность станции возрастёт до 1505 МВт.

НПО “ЭЛСИБ”

В Хабаровском крае в г. Советская Гавань запущена новая ТЭЦ. В состав основного оборудования станции входят два турбогенератора производства НПО “ЭЛСИБ” мощностью по 63 МВт каждый. ТЭЦ успешно прошла комплексные испытания и готова к работе в осенне-зимний период. Новая станция электрической мощностью 126 МВт и тепловой мощностью 200 Гкал/ч построена на смену изношенной Майской ГРЭС, введённой в эксплуатацию ещё в 1936 г. В год ТЭЦ в Советской Гавани будет вырабатывать 630 млн кВт·ч, что в 3 раза превышает выработку Майской ГРЭС.



Новая электростанция станет надёжной основой для развития перспективного Советско-Гаванского промышленно-транспортного узла и свободного порта Ванино, где уже реализуются и планируются к реализации целый ряд проектов в области портовой инфраструктуры, переработки рыбы и морепродуктов.

Пуск станции улучшит качество жизни жителей Советской Гавани, обеспечив их надёжным теплоснабжением и круглогодичным горячим водоснабжением – ранее горячая вода подавалась жителям города только в отопительный период.

В качестве топлива станция будет использовать каменный уголь Ургальского месторождения. Благодаря использованию высокоэффективных электрофильтров новая ТЭЦ соответствует высоким экологическим стандартам – электрофильтры улавливают не менее 99,6% частиц золы. Благодаря замещению Майской ГРЭС и коммунальных котельных с высокими уровнями выбросов ввод станции в эксплуатацию позволит улучшить экологическую ситуацию в Советской Гавани.

Уральский турбинный завод

Уральский турбинный завод и АО “СибЭР” (дочерняя компания Сибирской генерирующей компании) заключили договор на поставку основного технологического оборудования для строительства нового энергоблока на Красноярской ТЭЦ-3. Срок поставки – апрель 2022 г., предполагаемый срок ввода блока в эксплуатацию – 2024 г. В объём поставки входит турбина Т-185/220-12,8-NG, конденсаторная группа и комплект запчастей. Турбина Т-185/220-12,8-NG относится к новому поколению мощных трёхцилиндровых теплофикационных турбин (более десяти подобных машин уже работают на электростанциях России, Казахстана и Китая). Она имеет улучшенные характеристики для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Красноярская ТЭЦ-3 построена в 1992 г. В 2012 г. был введён в эксплуатацию энергоблок мощностью 208 МВт. Строительство второго энергоблока номинальной мощностью 185 МВт и тепловой мощностью более 270 Гкал/ч обеспечит надёжное снабжение электроэнергией и теплом потребителей. В настоящее время в пиковые периоды станция работает на максимуме нагрузок. ТЭЦ-3 обеспечивает теплом большую часть Советского района Красноярска, в частности, микрорайоны “Северный”, “Взлетка”, “Иннокентьевский”, а также микрорайон “Покровский” Центрального района краевого центра.

“Глобальная энергия”

Газовая генерация надёжнее и дешевле возобновляемых источников энергии, заявил регент-профессор университета Миннесоты, номинант премии “Глобальная энергия” Ричард Джейм Голдштейн в интервью президенту одноименной ассоциации Сергею Брилеву. “Я большой поклонник возобновляемых источников энергии, но проблема в том, что начать производство энергии на возобновляемых источниках очень трудно из-за их большой капиталоемкости. Кроме того, они не столь надёжны и стабильны. Я имею в виду, что возобновляемые источники энергии за исключением, возможно, гидроэнергии и некоторых видов энергии ветра, непостоянны. Но газовые, угольные или атомные электростанции могут работать 24 часа в сутки”, – отметил Голдштейн.

По его словам, газовая энергетика сейчас развивается очень активно, постепенно вытесняя угольные ТЭС. “Когда я был студентом много лет назад, если у вас была электростанция, которая имела 35% тепловой КПД, все были счастливы, теперь он достигает 65%, это просто удивительно. Но сейчас это в основном парогазовые установки, использующие газ в качестве топлива”, – отметил Голдштейн.

Учёный внёс большой вклад в развитие и повышение эффективности газовых ТЭС. Он разработал систему профилированных отверстий для плёночного охлаждения лопаток, которые улучшают обтекание и охлаждение их поверхности. Это позволило газотурбинным установкам выйти за установленные температурные пределы, что значительно повысило их эффективность.

“Плёночное охлаждение – это всего лишь техника, которую мы разработали несколько лет назад, и она используется практически в каждом двигателе на коммерческом или военном корабле. Я как-то слышал разговор, в котором один из изобретателей газовых турбин Фрэнк Уитл сказал, что его поразили современные газовые турбины тем, что они могут работать тысячи часов без основного техобслуживания”, – рассказал Голдштейн.