

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 2021 г. составило 87,2 млрд кВт·ч, что на 5,1% больше объёма потребления за апрель 2020 г. Потребление электроэнергии в апреле 2021 г. в целом по России составило 88,5 млрд кВт·ч, что на 5,0% больше аналогичного показателя 2020 г. В апреле 2021 г. электростанции ЕЭС России выработали 88,6 млрд кВт·ч, что на 5,9% больше, чем в апреле 2020 г. Выработка электроэнергии в России в целом в апреле 2021 г. составила 90,0 млрд кВт·ч, что на 5,7% больше выработки в апреле прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в апреле 2021 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 47,9 млрд кВт·ч, что на 8,3% больше, чем в апреле 2020 г. Выработка ГЭС за четвёртый месяц 2021 г. составила 16,6 млрд кВт·ч (на 3,1% меньше уровня 2020 г.), АЭС – 18,1 млрд кВт·ч (на 9,5% больше уровня 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,6 млрд кВт·ч (на 2,5% больше уровня 2020 г.).

Максимум потребления мощности ЕЭС России в апреле 2021 г. зафиксирован 1 апреля в 10:00 по московскому времени и составил 132 775 МВт, что выше аналогичного показателя прошлого года на 9212 МВт (7,5%).

Среднемесячная температура воздуха в апреле текущего года составила 5,5°C что на 0,2°C ниже аналогичного показателя 2020 г.

Потребление электроэнергии за первые четыре месяца 2021 г. в целом по России составило 390,1 млрд кВт·ч, что на 4,1% больше, чем за такой же период 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 5,0%). В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 384,1 млрд кВт·ч, что на 4,2% больше, чем в январе – апреле 2020 г. (без учёта потребления 29 февраля високосного 2020 г. – больше на 5,1%).

С начала 2021 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 398,3 млрд кВт·ч, что на 5,1% больше объёма выработки в январе – апреле 2020 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за первые четыре месяца 2021 г. составила 392,3 млрд кВт·ч, что на 5,2% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния 29 февраля високосного 2020 г. рост выработки за январь – апрель 2021 г. составил по ЕЭС России 6,1%, по России в целом – 6,0%.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение четырёх месяцев 2021 г. несли ТЭС, выработка которых составила 227,9 млрд кВт·ч, что на 7,3% больше, чем в январе – апреле 2020 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 63,9 млрд кВт·ч (на 4,3% меньше, чем за первые четыре месяца 2020 г.), АЭС – 75,2 млрд кВт·ч (на 8,2% больше, чем в аналогичном периоде 2020 г.), электростанций промышленных предприятий – 23,5 млрд кВт·ч (на 1,0 % больше, чем за январь – апрель 2020 г.).

Данные за апрель и четыре месяца 2021 г. представлены в таблице.

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.

Всероссийское совещание по итогам ОЗП 2020/2021 г.

29 апреля на Всероссийском совещании «Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики отопительного сезона 2020/2021 г. и актуальных вопросах функционирования электроэнергетической отрасли» председатель правления АО «СО ЕЭС» Фёдор Опадчий

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Апрель 2021 г.	Январь – апрель 2021 г.	Апрель 2021 г.	Январь – апрель 2021 г.
Востока	3,7 (3,7)	17,0 (4,9)	3,4 (3,6)	16,2 (4,3)
Сибири	17,2 (6,4)	76,4 (3,7)	17,6 (6,6)	77,1 (3,7)
Урала	21,5 (7,2)	91,0 (2,4)	20,7 (1,1)	89,4 (0,2)
Средней Волги	9,5 (-5,1)	40,3 (3,1)	8,9 (7,4)	38,6 (5,3)
Центра	18,7 (9,9)	89,1 (11,3)	20,3 (6,8)	90,2 (7,2)
Северо-Запада	9,1 (5,6)	40,6 (2,3)	7,9 (3,3)	35,0 (4,6)
Юга	8,9 (8,0)	37,0 (7,0)	8,4 (8,8)	37,6 (6,8)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно прошлого года без учёта влияния 29 февраля 2020 г.

представил ключевые параметры функционирования и факторы, оказавшие влияние на работу ЕЭС России в 2020 – начале 2021 гг. Совещание прошло под председательством министра энергетики РФ Николая Шульгина.

Фёдор Опадчий представил информацию о динамике потребления электроэнергии в ЕЭС России и показателях баланса электроэнергии в 2020 г. и в период с января по апрель 2021 г., планируемых темпах ввода и вывода генерирующего оборудования, включая вводы энергообъектов, работающих на ВИЭ. К настоящему времени в ЕЭС России уже введено 2,6 ГВт из 5,4 ГВт таких объектов, отобранных по результатам конкурентных отборов ДПМ ВИЭ, а доля ВИЭ в структуре вводов новых генерирующих мощностей в 2020 г. составила 65%.

Руководитель Системного оператора обратил внимание на то, что режим работы электростанций на ВИЭ уже является значимым фактором для отдельных энергорайонов, а также на обширные планы ввода новых объектов, работающих на ВИЭ. В связи с этим он предложил инициировать внесение изменений в нормативно-правовую базу для установления очерёдности разгрузки солнечных и ветровых электростанций при возникновении технологических ограничений в энергосистеме. В том числе предложено определить порядок распределения объёмов снижения мощности между объектами, использующими ВИЭ, различных участников рынка с учётом установленных законодательством приоритетов поставки электроэнергии, вырабатываемой атомными и гидроэлектростанциями, а также ТЭЦ, работающими в режиме комбинированной выработки.

Для оптимизации территориального размещения энергообъектов, работающих на ВИЭ, в ЕЭС России Системным оператором предложено регулярно формировать перечни территорий, на которых по технологическим причинам вероятны ограничения режимов работы таких энергообъектов или их ввод возможен только при условии реализации компенсирующих технических мероприятий. Указанная информация должна учитываться инвесторами при принятии решения о размещении объектов, использующих ВИЭ.

Фёдор Опадчий предложил также определить сроки внедрения целевой модели управления спросом розничных потребителей с учётом необходимости внесения изменений в нормативную базу, в том числе в Федеральный закон “Об электроэнергетике”, а также принять решение о продлении пилотного проекта в 2022 г.

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

В паводок 2021 г. впервые автоматическое регулирование частоты электрического тока в первой синхронной зоне ЕЭС России производится гидроэлектростанциями, работающими в составе ОЭС Сибири, и тепловыми электростанциями, отобранными в рамках рынка системных услуг, – преимущественно без привлечения ГЭС Волжско-Камского каскада, что позволит снизить на них объёмы холостых водосбросов. Такая возможность появилась в ЕЭС России в конце 2020 г., когда Системный оператор реализовал взаимодействие Центральной координирующей системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России (ЦКС АРЧМ ЕЭС) и Централизованной системы АРЧМ Объединённой энергосистемы Сибири (ЦА РЧМ ОЭС Сибири). В результате значительно расширены возможности выбора источников и конфигураций обо-

рудования для регулирования частоты в зависимости от режимно-балансовой ситуации в Единой энергосистеме.

В паводок режимно-балансовая ситуация характеризуется изменением структуры выработки электроэнергии – увеличением базовой нагрузки гидроэлектростанций для максимального возможного использования гидроресурсов, что приводит к снижению объёмов автоматических резервов вторичного регулирования частоты, размещаемых на ГЭС.

ЦКС АРЧМ ЕЭС и ЦА РЧМ ОЭС – одни из первых цифровых систем, разработанных для повышения надёжности энергосистемы страны ещё в 1970-х годах. Изначально для этих целей использовались исключительно гидроэлектростанции как источники генерирования, имеющие наибольшую маневренность и способные оперативно увеличивать или снижать выработку под управлением системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, компенсируя возникающие в ЕЭС отклонения частоты. Для этого часть мощности гидроэлектростанций резервируется под выполнение задачи регулирования.

Долгое время автоматическое вторичное регулирование частоты осуществлялось только гидроэлектростанциями Волжско-Камского каскада. По мере расширения ЕЭС России и совершенствования оборудования система многократно дорабатывалась. Так, с запуском в 2011 г. рынка системных услуг для регулирования частоты в автоматическом режиме стали использоваться ресурсы тепловых электростанций (ТЭС), отбираемых Системным оператором в рамках рынка системных услуг. С 2013 г. именно ТЭС преимущественно привлекаются к регулированию частоты в ЕЭС в условиях обильных паводков, поскольку в это время объём притока воды может превышать пропускную способность турбин ГЭС, что в условиях наполненности водохранилищ приводит к необходимости открытия холостых водосбросов. Привлечение энергоблоков ТЭС к АРЧМ позволяет на время паводка минимизировать величину размещаемых на ГЭС резервов вторичного регулирования частоты и за счёт этого сокращать объёмы холостых водосбросов. На 2021 г. для оказания услуг по АРЧМ отобрано 22 тепловых энергоблока с совокупной величиной резервов вторичного регулирования ± 368 МВт.

Таким образом, в последние годы автоматические резервы вторичного регулирования в паводок размещались на энергоблоках ТЭС и на ГЭС Волжско-Камского каскада с открытием холостых водосбросов при особенно обильном паводке. С включением в 2020 г. в систему АРЧМ сибирских ГЭС использование гидроресурсов стало более оптимальным.

Цифровизация отрасли

На ежегодной международной конференции NextGen SCADA Global 2021 Системный оператор Единой энергетической системы России представил свой опыт создания, сопровождения и развития Единой информационной модели ЕЭС России и интеграции множества информационных систем, эксплуатируемых в диспетчерских центрах по всей стране. Традиционная конференция NextGen SCADA Global 2021 прошла 24 – 25 марта в онлайн формате. Специалисты со всего мира обсуждали вопросы развития систем SCADA, подсистем EMS и технологий информационного обмена между ними в ходе дискуссий, круглых столов и на нетворкинг-сессиях. В общей сложности представлено 35 докладов о передовых мировых разработках.

Доклад от российского системного оператора “СІМ for Data Integration” представил начальник отдела сопровождения оперативно-информационного комплекса нового поколения и информационной модели Николай Беляев. Он рассказал об опыте разработки Единой информационной модели в 2012 – 2016 гг., её сопровождении в последующие годы, включавшем создание систем верификации, технологического анализа и актуализации информации, а также о перспективах развития модели. Докладчик подробно остановился на особенностях интеграции множества информационных систем, эксплуатируемых в процессе управления ЕЭС России во всех 57 диспетчерских центрах Системного оператора и использовании Единой информационной модели для оперативно-информационного комплекса нового поколения.

В докладе были затронуты вопросы реорганизации информационного обмена между энергокомпаниями в соответствии с разрабатываемой серией национальных стандартов ГОСТ Р 58651 “Информационная модель электроэнергетики”, адаптирующих к использованию в ЕЭС России нормы стандартов Международной электротехнической комиссии, которые описывают общую информационную модель (СІМ – Common Information Model).

Участники конференции оценили высокую сложность решаемых Системным оператором задач по стандартизации информационного обмена. Эксперты – постоянные участники конференции отметили, что Системному оператору за последние годы удалось добиться существенных успехов в этом амбициозном проекте.

“В ходе обсуждений на конференции отмечалось, что в мире внедрение и распространение СІМ оказалось не таким быстрым, как ожидалось изначально. СІМ предоставляет широкие возможности для стандартизации информационного обмена, однако требует тесного взаимодействия как между энергокомпаниями, так и между вендорами, разрабатывающими программные решения с поддержкой СІМ. Цель такого взаимодействия – определение методик и подходов к моделированию, обеспечивающих однозначную трактовку стандартов и всестороннюю поддержку СІМ на уровне программных решений. Тем ценнее становится опыт Системного оператора по созданию Единой информационной модели ЕЭС России на базе СІМ, и её интеграции с информационными системами компании, позволяющий существенно ускорить стандартизацию информационного обмена”, – подчеркнул Николай Беляев.

“Системный оператор регулярно участвует в конференциях NextGen SCADA Global, что позволяет быть в курсе передовых разработок и технологий, а также получать экспертную оценку применяемых в Системном операторе подходов при создании, развитии и интеграции информационных систем”, – говорит директор по автоматизированным системам диспетчерского управления АО “СО ЕЭС” Роман Богомолов.

Первый день конференции был преимущественно посвящён техническим и организационным вопросам разработки SCADA-систем нового поколения, их взаимной интеграции, а также интеграции с другими информационными системами энергетических предприятий. В рамках круглых столов рассматривались актуальные вопросы, связанные с интеграцией SCADA-систем, создания мастер-модели, развития Demand Response, а также вопросы необходимого и достаточного количества телеметрической информации. Последние особенно актуальны в разрезе ключевых трендов развития энергетических систем, поскольку для управления энергосистемами требуется всё

большее количество информации, в том числе и об энергообъектах низкого класса напряжения.

Во второй день поднимались вопросы применения искусственного интеллекта, а также машинного обучения для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы. Отдельная секция докладов была посвящена вопросам, связанным с информационной безопасностью SCADA-систем. Большая часть докладов второго дня касалась вопросов применения СІМ для SCADA-систем. В их числе был и доклад Системного оператора.

В рамках “Татарстанского международного форума по энергоресурсоэффективности и экологии – 2021” дочерняя компания Системного оператора АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление” (г. Санкт-Петербург, входит в Группу компаний НТЦ ЕЭС) провела круглый стол “Современные программно-технические средства автоматизации выбора уставок устройств РЗА, управления режимами энергосистем и мониторинга состояния электротехнического оборудования”. В мероприятии приняли участие эксперты научного центра АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”, руководители и специалисты крупнейших энергокомпаний Республики Татарстан, а также представители отраслевого экспертного сообщества.

Участники круглого стола обсудили основные тенденции в развитии программного обеспечения для расчётов токов короткого замыкания и выбора параметров настройки (уставок) РЗА в энергосистемах, вопросы автоматизации выбора уставок устройств РЗА, организации онлайн-мониторинга функционирования систем регулирования основного электротехнического оборудования в энергосистемах, а также вопросы применения современного оборудования для управления режимами работы энергосистем. Модераторами выступили генеральный директор АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление” Виктор Крицкий и заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”, кандидат технических наук, доцент Андрей Герасимов.

В ходе круглого стола заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”, кандидат технических наук, доцент Алексей Виштитеев представил доклад о разработанном в научном центре и введённом в эксплуатацию в АО “СО ЕЭС” в феврале 2021 г. Программно-вычислительном комплексе для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики (ПВК “АРУ РЗА”). В основе ПВК “АРУ РЗА” лежит разработанная специалистами “НТЦ ЕЭС” платформа для построения систем автоматизированного проектирования (САПР) в сфере энергетики. Комплекс имеет множество новшеств по сравнению с предыдущим программным обеспечением. В частности, он позволяет моделировать ВИЭ и управляемые системы передачи переменного тока – различные устройства FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System). Комплекс имеет модульную архитектуру и состоит из более 20 функциональных модулей.

Новый отечественный программно-вычислительный комплекс обеспечивает решение прикладных задач по расчёту токов короткого замыкания и выбору параметров настройки РЗА с учётом текущей схемно-режимной ситуации в энергосистеме, а также позволяет анализировать действия устройств РЗА. Использование ПВК “АРУ РЗА” позволяет максимально автоматизировать, сократить время выполнения и повысить качество расчётов РЗА.

Дополнил выступление Алексея Виштибева ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление” Дмитрий Саввин. Он подробно рассказал об особенностях и работе входящих в состав ПВК “АРУ РЗА” модулей, которые обеспечивают автоматизацию процесса выбора уставок срабатывания устройств РЗА, – модуля автоматизированного расчёта уставок ступенчатых защит, модуля определения минимального состава генерирующего оборудования и модуля анализа срабатывания устройств РЗА – а также представил примеры выполняемых ПВК “АРУ РЗА” расчётов.

В ходе мероприятия Андрей Герасимов выступил с докладом о разработанной в 2012 г. АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление” и используемой в ЕЭС России с 2014 г. Системе непрерывного мониторинга технического состояния синхронных генераторов, систем возбуждения, систем автоматического регулирования частоты вращения и активной мощности. Система предназначена для аналитической обработки данных синхронизированных векторных измерений и осуществления в режиме реального времени мониторинга режимов работы и состояния основного электротехнического оборудования (синхронных генераторов и силовых трансформаторов), регистрации фактов некорректной работы устройств автоматического управления – автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ), а также систем группового регулирования активной и реактивной мощности (систем ГРАМ). Кроме того, она позволяет выявить источник некорректной работы, указывая на конкретные агрегаты, некорректная или неэффективная работа которых приводит к недопустимому изменению параметров электроэнергетического режима.

Внедрение системы мониторинга обеспечивает поступление объективных данных о работе систем управления и регулирования генерирующих объектов, упрощает процедуры анализа работы АРВ, АРЧВ, систем блочного/станционного регулирования, позволяет предупреждать аварии в энергосистеме по причине некорректной работы устройств автоматического управления и минимизировать вероятность штрафных санкций за отклонения в работе электростанций со стороны надзорных организаций.

Заведующий отделом проектирования и развития энергосистем АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”, кандидат технических наук Андрей Брилинский посвятил свой доклад успешному проекту по внедрению в схему выдачи мощности Волжской ГЭС фазоповоротного трансформатора (ФПТ). Ввод в работу уникального электросетевого объекта, позволяющего перераспределять мощность в наименее загруженные ЛЭП напряжением 500 кВ, обеспечит выдачу в энергосистему мощности Волжской ГЭС, которую планируется увеличить в результате комплексной модернизации гидроэлектростанции. Применение ФТП повышает надёжность работы энергосистемы и качество энергоснабжения потребителей за счёт повышения эффективности использования ЛЭП, снижения перегрузки электросетевого оборудования и уменьшения потерь активной мощности. Установка ФТП также является альтернативой дорогостоящим реконструкциям действующих и строительству новых сетевых объектов.

В завершение мероприятия участники обменялись опытом эксплуатации программно-технических средств в области противоаварийного управления и обсудили основные тенденции в развитии прикладного программного обеспечения. Эксперты АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное

управление” также ответили на вопросы участников круглого стола.

Цифровое дистанционное управление

22 апреля в Санкт-Петербурге в рамках Российского международного энергетического форума АО “СО ЕЭС” представило перспективные технологии цифровизации электроэнергетики. На круглом столе, организованном АО “НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление”, заместитель генерального директора Филиала АО “СО ЕЭС” ОДУ Северо-Запада Евгений Сиротенко рассказал о планах Системного оператора по внедрению дистанционного управления (ДУ) оборудованием энергообъектов ЕЭС России. Евгений Сиротенко подчеркнул, что организация дистанционного управления является одной из ключевых мер повышения надёжности функционирования ЕЭС России и электроснабжения потребителей. Он напомнил, что положение о повсеместном применении дистанционного управления включено в новую Энергетическую стратегию России, которая принята правительством в июне 2020 года. Она предусматривает переход на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы сетевых объектов 220 кВ и выше и генерирующих объектов 25 МВт и выше в ЕЭС России к 2035 г.

В октябре прошлого года на Всероссийском видеоселекторном совещании “О ходе подготовки субъектов электроэнергетики и объектов ЖКХ к прохождению отопительного сезона 2020/2021 г.” субъектам электроэнергетики было дано поручение поэтапно включать в свои инвестиционные программы проекты по дистанционному управлению, а руководству субъектов Российской Федерации рекомендовано обеспечить ежегодный контроль за этим процессом при рассмотрении и утверждении инвестиционных программ.

“Системный оператор имеет практический опыт реализации проектов дистанционного управления оборудованием энергообъектов из диспетчерских центров СО ЕЭС, в том числе в разработке типовых документов и апробированных решений, – сказал Евгений Сиротенко. – Сегодня мы активно взаимодействуем с субъектами электроэнергетики и делимся опытом с теми, кому только предстоит перейти на новую технологию”.

По состоянию на начало 2021 г. из диспетчерских центров Системного оператора осуществляется дистанционное управление оборудованием более 40 подстанций классом напряжения 110 – 500 кВ. Всего, в соответствии с согласованными с сетевыми компаниями планами-графиками, до 2025 г. предполагается организовать цифровое дистанционное управление оборудованием более чем 200 подстанций.

Представитель Системного оператора отметил, что поэтапное повсеместное внедрение технологий ДУ позволит многократно сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с “традиционным” способом, когда переключения выполняются оперативным персоналом объектов электроэнергетики по устным командам диспетчерского персонала.

Также сократится период отклонения режима работы электростанций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений, что позволит сократить длительность неоптимальных режимов энергосистемы до нескольких минут. “Речь идёт о времени использования менее эффективного оборудования, которое не было отобрано в рамках

рыночных процедур. Применение дистанционного управления даёт возможность не допустить неоправданного повышения стоимости электроэнергии на рынке. Следовательно – налицо экономический эффект для потребителя”, – подчеркнул Евгений Сиротенко.

Среди эффектов внедрения дистанционного управления – минимизация человеческого фактора при производстве переключений, возможность оптимизации схем оперативного обслуживания объектов электроэнергетики, сокращение времени ликвидации аварий и длительности обесточения потребителей.

Заместитель генерального директора ОДУ Северо-Запада также остановился на других проектах цифровизации электроэнергетики, реализуемых Системным оператором. Среди них – внедрение централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения с обеспечением оптимизации управляющих воздействий по критерию сохранения динамической устойчивости энергосистем, системы мониторинга запасов устойчивости на основе векторных измерений, системы доведения плановой мощности и др.

“Проекты внедрения цифровых решений, реализуемых Системным оператором как самостоятельно, так и в партнерстве с энергокомпаниями – это реальные шаги к цифровой трансформации энергетики, поскольку позволяют получить значительный системный эффект за счёт построения на базе новых цифровых технологий более эффективных моделей управления технологическими процессами объектов электроэнергетики и ЕЭС России в целом”, – сказал Евгений Сиротенко.

Делегация Системного оператора под руководством директора РДУ Татарстана Андрея Большакова приняла участие в работе состоявшегося в Казани “Татарстанского международного форума по энергоресурсоэффективности и экологии – 2021”. На организованном АО “Сетевая компания” круглом столе “Цифровизация энергетического комплекса” директор по управлению режимами – главный диспетчер ОДУ Средней Волги Алексей Гушин, первый заместитель директора – главный диспетчер РДУ Татарстана Валерий Кандалинцев и начальник Оперативно-диспетчерской службы РДУ Татарстана Рустем Альтапов поделились информацией о цифровых решениях, используемых при управлении режимами работы энергосистемы Республики Татарстан. В мероприятии приняли участие руководители и специалисты крупнейших энергокомпаний страны, а также представители экспертного сообщества.

Как сообщил Алексей Гушин, на сегодняшний день Республика Татарстан входит в число лидирующих регионов России по внедрению инновационных технологий в электроэнергетическом комплексе. В частности, на территории республики успешно реализуются масштабные проекты дистанционного управления энергообъектами из диспетчерских центров Системного оператора и Центров управления сетями АО “Сетевая компания”. В настоящее время эта технология внедрена уже на семи подстанциях. Среди них подстанция 500 кВ Щелоков, ставшая первым в ЕЭС России объектом электроэнергетики такого класса напряжения, оснащённым автоматизированной системой дистанционного управления.

Ещё одним новаторским совместным проектом Системного оператора и АО “Сетевая компания”, реализованным в энергосистеме Республики Татарстан, стал ввод в работу автоматизированной системы дистанционного управления как электросетевым оборудованием, так и уст-

ройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанции 220 кВ Зеленодольская имени 100-летия ТАССР, осуществленный в мае 2020 г. На сегодняшний день это единственный проект, где реализовано дистанционное управление устройствами РЗА в ЕЭС России.

В дальнейших планах АО “Сетевая компания” – поэтапное распространение технологии дистанционного управления на другие объекты электросетевого комплекса региона. Кроме того, совместно с субъектами отрасли Системный оператор разрабатывает проекты дистанционного управления нагрузкой объектов генерирования с помощью внедрения цифровых систем доведения заданий плановой мощности (СДПМ), обеспечивающих доведение до электростанций значений планового диспетчерского графика в режиме реального времени. Первыми объектами региональной энергосистемы, на которых планируется ввод в работу новой системы, стали Нижнекамская ГЭС и Нижнекамская ТЭЦ-2.

Представители Системного оператора рассказали о ключевых эффектах массового внедрения дистанционного управления в энергосистеме. Так, цифровые технологии позволят существенно расширить возможности управления технологическими процессами, связанными с изменением эксплуатационного состояния оборудования и устройств на объектах электроэнергетики. В свою очередь это значительно повышает оперативность реализации действий по приведению параметров электроэнергетического режима энергосистемы Республики Татарстан в допустимые пределы при предотвращении развития и ликвидации аварий, минимизирует вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала энергообъектов, снижает уровень аварийности и травматизма на предприятиях энергетики.

Внедрение технологий дистанционного управления в ЕЭС России осуществляется Системным оператором совместно с субъектами электроэнергетики в рамках реализации новой Энергетической стратегии Российской Федерации.

Помимо внедрения дистанционного управления к числу ключевых направлений деятельности по цифровизации региональной энергетики и ЕЭС России в целом относятся организация информационного обмена с субъектами отрасли на базе международных стандартов CIM (Открытая информационная модель, Common Information Model), развитие технологий управления спросом розничных потребителей и механизмов интеграции в большую энергосистему распределённых генерирующих объектов при помощи активных энергетических комплексов – пилотный проект по отработке этой технологии стартовал в 2020 г. Также цифровизация предполагает внедрение систем, позволяющих более эффективно использовать существующую электроэнергетическую инфраструктуру. В их числе – мониторинг запасов устойчивости энергосистемы, мониторинг переходных режимов, автоматизированный мониторинг устройств релейной защиты и автоматики на энергообъектах.

Как подчеркнул Андрей Большаков, в настоящее время энергосистема Республики Татарстан входит в число ключевых испытательных полигонов для “обкатки” важнейших инновационных решений, имеющих цифровую основу и предусматривающих определение оптимальных экономических и технологических условий для их успешного тиражирования в ЕЭС России.

27 апреля в Пятигорске на базе ОДУ Юга состоялась совещание технических руководителей филиалов

АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, РДУ операционной зоны ОДУ Юга и субъектов электроэнергетики Южного и Северо-кавказского Федеральных округов Российской Федерации. Заместитель генерального директора ОДУ Юга Вячеслав Афанасьев и директор Волгоградского РДУ Алексей Корешков выступили с совместным докладом о достигнутых результатах внедрения инновационной технологии дистанционного управления оборудованием и устройствами на энергообъектах в Объединённой энергосистеме Юга, а также перспективах и основных технологических условиях её тиражирования.

Развитие дистанционного управления из диспетчерских центров является одним из ключевых направлений цифровизации электроэнергетики и важнейшей составляющей технической политики Системного оператора, отметил Вячеслав Афанасьев. Для координации работ по данному направлению в компании действует специальная рабочая группа, включающая в себя в том числе руководителей ряда региональных диспетчерских управлений.

Алексей Корешков, являющийся членом рабочей группы Системного оператора по развитию дистанционного управления в ЕЭС России, представил основные результаты работ по внедрению дистанционного управления. Он подчеркнул, что ОЭС Юга занимает лидирующие позиции среди территориальных энергосистем по развитию этой технологии. На текущий момент в регионе осуществляется управление из диспетчерских центров Системного оператора оборудованием 14 энергообъектов: четырех подстанций 220 кВ, одной подстанции 110 кВ и девяти ВИЭ-электростанций – солнечных и ветровых. В 2021 г. в ОЭС Юга совместно с энергокомпаниями планируется внедрить технологию дистанционного управления ещё на 15 энергообъектах, в том числе на четырёх подстанциях 110 – 220 кВ и 11 объектах, использующих ВИЭ. Таким образом, количество энергетических объектов с автоматизированным дистанционным управлением в ОЭС Юга увеличится более чем в 2 раза.

Докладчик отметил, что данная цифровая технология может быть внедрена только на технически готовых для этого энергообъектах с необходимым уровнем технологической оснащённости и автоматизации. Он ознакомил собравшихся с основными требованиями, которым должны соответствовать распределительные устройства и устройства РЗА энергообъектов для организации дистанционного управления, а также представил критерии подключения генерирующих объектов к системе доведения заданий плановой мощности (плановых диспетчерских графиков) из диспетчерских центров Системного оператора.

Алексей Корешков подчеркнул, что ключевое значение для развития технологии дистанционного управления имеет наличие на объектах электроэнергетики современных автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУТП). Представитель Системного оператора перечислил технические и функциональные требования к АСУТП в части наличия автоматизированного рабочего места, организации независимых каналов передачи данных и обеспечения информационной безопасности.

В настоящее время к числу основных направлений деятельности рабочей группы Системного оператора относится создание унифицированной методики сертификации АСУТП энергообъектов для целей дистанционного управления электросетевым оборудованием и устройствами РЗА. В дальнейшем на её основе будет разработан на-

циональный стандарт, регламентирующий проведение испытаний автоматизированных систем управления.

В краткосрочной перспективе одним из ключевых результатов деятельности рабочей группы станет определение перечня энергообъектов, обладающих высоким потенциалом для внедрения инновационной технологии в горизонте 2 – 3 лет, а также формирование согласованных с субъектами электроэнергетики планов-графиков по реализации этих проектов в ЕЭС России.

Вячеслав Афанасьев подчеркнул, что внедрение данной цифровой технологии направлено на повышение эффективности управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы за счёт существенного сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий диспетчерского и оперативного персонала. Кроме того, дистанционное управление формирует дополнительную экономическую выгоду для участников энергорынка за счёт увеличения времени работы энергосистемы по плановому графику и, как следствие, сокращения использования неэффективной генерации. Собственникам энергообъектов новый механизм дает возможность оптимизировать схему оперативно-обслуживания принадлежащих им объектов.

В завершении выступления заместитель генерального директора ОДУ Юга отметил, что деятельность Системного оператора по развитию дистанционного управления направлена на достижение целевых показателей, заложенных в новой Энергетической стратегии России. Вячеслав Афанасьев напомнил, что в соответствии с основными положениями документа до 2035 г. в ЕЭС России должен быть осуществлен переход на 100%-ное автоматическое дистанционное управление режимами работы сетевых объектов 220 кВ и выше и объектов генерирования 25 МВт и выше. В связи с этим субъектам электроэнергетики ОЭС Юга дана рекомендация рассмотреть возможность включения в свои инвестиционные программы мероприятий по реализации дистанционного управления из диспетчерских центров Системного оператора.

Международное сотрудничество

В рамках ведущейся Системным оператором подготовки к юбилейной сессии CIGRE, посвященной 100-летию Ассоциации, главный специалист Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС» Станислав Утц принял участие в работе международного практического вебинара «Умные города», организованного национальными комитетами СИГРЭ Германии и Великобритании. Он выступил с докладом, посвящённым важнейшим технологическим трендам в развитии энергосистем мегаполисов разных стран мира.

Станислав Утц – соруководитель созданной в 2017 г. рабочей группы Исследовательского комитета СИГРЭ С1 «Планирование развития энергосистем и экономика», в состав которой входят 29 экспертов из 19 стран мира. Задача рабочей группы – анализ актуального состояния и основных векторов развития энергосистем крупнейших мегаполисов мира в условиях глобальной трансформации мировой экономики и энергетики.

В докладе представитель Системного оператора ознакомил собравшихся с предварительными результатами исследования, в основу которого были положены данные крупнейших зарубежных электросетевых и консалтинговых компаний, системных операторов и научно-исследовательских институтов.

Станислав Утц сообщил, что основным предметом анализа стали ключевые изменения современной энергетической инфраструктуры, связанные с реализацией концепции создания “умных городов” (smart city). Он ознакомил собравшихся с важнейшими составляющими концепции “умный город” и основными вызовами, которые готовит для энергосистемы мегаполиса переход на новую модель городского развития.

Кроме того, в рамках доклада были представлены лучшие мировые практики построения интеллектуальной энергетической инфраструктуры, отвечающей задачам нового этапа социально-экономического развития, а также результаты анализа применения инновационных технологий, позволяющих повысить эффективность электроснабжения потребителей. К числу наиболее перспективных и востребованных в мире решений относятся развитие производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии, а также распределённых генерирующих объектов, создание гибридных систем энергоснабжения, систем прогнозирования производства и потребления электрической энергии и мощности, установка накопителей электроэнергии, внедрение активно-адаптивных сетей (smart grid), развитие новых потребительских сервисов, обеспечивающих участие потребителей в формировании энергобаланса и эффективную интеграцию объектов распределённой генерации в состав централизованных энергосистем.

Также Станислав Утц рассказал о внедрении в мире технологий управления спросом (demand response) и формировании микроэнергосистем (microgrid) – локальных энергетических комплексов, объединяющих в своем составе автономные источники генерации и непосредственно присоединённых к ним промышленных потребителей.

В России основным идеологом и координатором развития этих технологий выступает Системный оператор Единой энергетической системы. В частности, совместно с Группой компаний “НТЦ ЕЭС” разработана новая организационно-правовая модель активных энергетических комплексов, в 2020 г. стартовал пилотный проект для отработки целевой модели и формирования нормативно-правовой базы нового потребительского сервиса. С 2019 г. с аналогичными целями реализуется пилотный проект по управлению спросом розничных потребителей, который уже близок к завершению.

В качестве одного из предварительных выводов исследования Станислав Утц отметил необходимость разработки комплексной стратегии развития энергосистем мегаполисов с учетом позиции отраслевых регуляторов, органов исполнительной власти, генерирующих и электросетевых компаний, а также инвестиционного сообщества и потребителей. Кроме того, при подготовке документа необходимо учитывать планы по развитию других систем жизнеобеспечения города.

Окончательные результаты исследования планируется опубликовать в специальной технической брошюре CIGRE, а также представить в рамках юбилейной сессии CIGRE, которая пройдет с 20 по 24 августа 2021 г.

Назначения

Первым заместителем председателя правления АО “СО ЕЭС” назначен Сергей Павлушко, с 2015 г. занимавший пост заместителя председателя правления компании. Сергей Павлушко родился 1 мая 1974 г. в Пятигорске Ставропольского края. Имеет два высших образования: в 1996 г. окончил Ставропольский политехнический инсти-

тут (сейчас – Северо-Кавказский федеральный университет) по специальности “Электроэнергетические системы и сети”, а в 2003 г. в этом же вузе получил квалификацию экономиста. После окончания института в 1996 г. работал в Пятигорске на предприятии Центральные электросети электромонтером-релейщиком. В 1998 г., пройдя службу в Вооруженных силах России, пришёл на работу в Филиал РАО “ЕЭС России” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северного Кавказа”, где работал диспетчером.

В 2002 г. при образовании Филиала ОАО “Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга” (ОДУ Юга) Сергей Павлушко принят на должность диспетчера Оперативно-диспетчерской службы, в 2003 г. назначен начальником Оперативно-диспетчерской службы, а в 2005-м – заместителем главного диспетчера ОДУ Юга. В 2007 г. стал заместителем главного диспетчера ОАО “Системный оператор Единой энергетической системы”. С июля 2010 года Сергей Павлушко работал в должности директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера ОАО “СО ЕЭС”, в марте 2011 г. избран в состав Правления. В должности заместителя председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Анатольевич работал с сентября 2015 г.

ПАО “Россети”

Глава “Россетей” Андрей Рюмин на итоговой Коллегии Минэнерго России рассказал о приоритетных направлениях работы компании. Заседание прошло под председательством заместителя Председателя Правительства РФ Александра Новака и министра энергетики РФ Николая Шульгина. Основные результаты “Россетей” в 2020 г.:

на фоне изменения экономической конъюнктуры и снижения полезного отпуска на 4% компания обеспечила положительный финансовый результат;

в 2020 г. введено в работу более 25 000 км ЛЭП и 9000 МВ·А трансформаторной мощности. Объём финансирования инвестпрограммы составил 283,3 млрд руб.

“Совместная с Минэнерго России работа по изменению нормативно-правовой базы является для нас приоритетом. Основные вопросы, на которых хотелось сконцентрироваться, – совершенствование порядка льготного доступа к инфраструктуре, сокращение перекрестного субсидирования и обеспечение долгосрочности принимаемых тарифных решений. Отдельно отмечу необходимость создания действенного механизма консолидации электросетевых объектов и совершенствование критериев ТСО”, – отметил Андрей Рюмин.

Основные задачи “Россетей” на 2021 г. и перспективу: реализация программы ТОиР – завершение основных мероприятий планируется до 1 октября 2021 г.; “Россети” направят на финансирование программы 71,4 млрд руб.;

исполнение инвестпрограммы в соответствии с корректировкой, утвержденной Минэнерго России в декабре 2020 г.; плановый объём финансирования на пятилетний инвестиционный цикл (2020 – 2024 гг.) превышает 1,5 трлн руб.;

выполнение мероприятий Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры (нацпроект): в 2021 – 2022 гг. планируется ввод шести объектов электроснабжения БАМ и Транссиба (996 МВ·А и 736 км ЛЭП), строительство новых линий электропередачи 330 кВ для расширения пропускной способности Кольско-Карельского транзита (849 км);

электроснабжение объектов Универсиады-2023 в Екатеринбурге, переустройство сетей для строительства скоростной автодороги “Москва – Нижний Новгород – Казань”, ряд комплексных проектов для системного повышения надёжности электроснабжения потребителей Северного Кавказа и Центра.

АО “Атомэнергомаш”

Представители российских и зарубежных АЭС приняли участие в ревизии главного циркуляционного насосного агрегата ГЦНА-1753 с водяной смазкой подшипников и электродвигателя, который отработал первую тысячу часов на испытательном стенде АО “ЦКБМ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш). Модель ГЦНА-1753, разработанная в Центральном конструкторском бюро машиностроения, не имеет аналогов в мире: в конструкции насоса полностью отсутствует маслосистема, что значительно повышает пожаробезопасность реакторной установки. После успешных испытаний опытного прототипа ГЦНА-1753, которые состоялись в 2014 г., ЦКБМ заключило контракты на поставку сразу на несколько строящихся энергоблоков российских и зарубежных АЭС и агрегат был запущен в серийное производство. Первыми будут укомплектованы реакторные отделения первого и второго энергоблоков второй очереди Курской атомной электростанции.



Ресурсные испытания серийного ГЦНА-1753 проводятся на производственной площадке “ЦКБМ 2” в г. Сосновый Бор. На полномасштабном стенде, имитирующем условия работы реакторной установки, агрегат должен отработать 5000 ч в условиях, полностью соот-

ветствующих реальным условиям эксплуатации АЭС, перекачивая теплоноситель при температуре до +300° С и давлении до 200 атм.

“Первая тысяча часов – это одна из контрольных точек в графике испытаний. Агрегат демонтируется со стенда, проводится его полная ревизия, чтобы подтвердить, что все узлы находятся в исправном состоянии. С помощью архива данных системы компьютерной диагностики инженеры могут выяснить, в каких режимах и при каких параметрах работал ГЦНА. После ревизии и сборки насос снова устанавливается на стенд для продолжения испытаний”, – пояснил директор филиала “ЦКБМ 2” Александр Пархоменко.

В работе комиссии по проведению ревизии принимали участие представители предприятий машиностроительного дивизиона АО “Атомэнергомаш”, представители АО ИК “АСЭ”, АО “Концерн Росэнергоатом”, ООО “Русэлпром-ЛЭЗ” и АО АККУЮ НУКЛЕАР. Также в качестве наблюдателей в ЦКБМ присутствовали специалисты АО “РАОС Проект” и Fennovoima Oy.

“Комиссия произвела ревизию согласно программе испытаний и подтвердила отсутствие отклонений в работе ГЦНА от требуемых параметров. Уровни вибрации находились в пределах допустимых значений, износ узлов выемной части и электродвигателя после тысячи часов работы и нескольких десятков пусков агрегата соответствует запроектированному. По заключению комиссии результаты ресурсных испытаний ГЦНА-1753 применимы в том числе и для проектов АЭС Аккую (Турция), АЭС Ханхикиви-1 (Финляндия) и АЭС Пакш-2 (Венгрия)”, – отметил главный конструктор по насосному оборудованию ЦКБМ Родион Казанцев.

Волгодонский филиал АЭМ-технологии (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) приступил к отгрузке оборудования реакторной установки. В адрес заказчика отправятся – корпус атомного реактора ВВЭР-1200 и первые два парогенератора для второго энергоблока строящейся в Республике Бангладеш АЭС “Руппур”. Атомный реактор изготавливали два года; процесс состоит из 768 операций, включая 143 контрольных точки. Специалисты завода провели весь комплекс контролей, в том числе гидравлические испытания корпуса со штатной крышкой верхнего блока. В ходе испытаний внутри реактора создали максимальное давление (24,5 МПа), что выше рабочего давления в 1,4 раза.

Завершающий этап изготовления оборудования – контрольная сборка с внутрикорпусными устройствами. В корпус реактора в проектное положение установили шахту, выгородку, блок защитных труб. Специалисты завода совместно с представителями заказчика выполнили необходимые контрольные операции. В результате были проверены все геометрические параметры, соосность элементов и подтверждено качество изготовленного изделия.



Реактор массой 320 т, длиной 12 м и два 340-тонных парогенератора длиной 14 м привезут на заводской спецпричале и погрузят на баржу. По воде оборудование доставят в Новороссийск, затем изделие отправится по морю в Республику Бангладеш. Морской путь составит порядка 14 000 км.

Генеральный директор АО «АЭМ-технологии» Игорь Котов, комментируя прошедшую отгрузку отметил: «АЭС Руппур – первый ядерный объект для Бангладеш, и мы в процессе работы очень внимательно относимся к любым вопросам и обращениям наших бенгальских партнеров. Именно благодаря эффективному взаимодействию с заказчиками сегодня мы, точно соблюдая все контрактные обязательства, отгружаем ключевое оборудование уже для второго блока АЭС. На сегодняшний день это последняя отгрузка такого объема для Бангладеш, но я уверен, что наше плодотворное сотрудничество с представителями Республики, делающей первые шаги в атомной энергетике, в той или иной форме будет продолжаться».

Изготовление реакторной установки – уникальная высокотехнологичная компетенция, которой обладают лишь несколько стран в мире. АО «АЭМ-технологии» – единственная в России компания, выпускающая полный комплект ядерной паропроизводящей установки (ЯППУ) АЭС. Производственные мощности «Атоммаша» позволяют выпускать до четырех комплектов оборудования в год. Напомним, для двух энергоблоков атомной станции в Республике Бангладеш АО «АЭМ-технологии» изготовил свыше 50 видов оборудования: корпуса реакторов, верхний блок, шахту, выгородку, блок защитных труб, комплекты парогенераторов, главные циркуляционные трубопроводы, главные циркуляционные насосы и другое оборудование. В общей сложности будет отгружено свыше 4000 т оборудования.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, 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 и патрубками для вывода кабелей датчиков внутриреакторного контроля. Крепление крышки к корпусу осуществляется шпильками. В верхней части корпуса имеются патрубки для подвода и отвода теплоносителя, а также патрубки для аварийного подвода теплоносителя.

Волгодонский филиал АО «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовил и отгрузил внутрикорпусные устройства (ВКУ) первого атомного реакто-

ра для энергоблока №1 АЭС Аккую, строящейся в Турецкой Республике. ВКУ включают в себя 11-метровую шахту внутрикорпусную, выгородку и блок защитных труб. Общая масса внутрикорпусных устройств превышает 210 т.



С площадки Волгодонского филиала «АЭМ-технологии» оборудование отправлено автомобильным транспортом до заводского спецпричала. Затем изделия были погружены на баржу с помощью козловых кранов грузоподъемностью 650 т и направлены на площадку строительства АЭС Аккую. Водный путь составит порядка 3000 км.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, внутри которого размещается активная зона и внутрикорпусные устройства. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с помощью шпилек главного разъема.

АЭС Аккую – первая атомная электростанция, строящаяся в Турецкой Республике. Проект АЭС Аккую включает в себя четыре энергоблока с реакторами российского дизайна ВВЭР поколения 3+. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1200 МВт. На сегодняшний день проект полностью финансируется российской стороной. Сооружение этой АЭС – первый проект в мировой атомной отрасли, реализуемый по модели Build-Own-Operate – «Строй-Владей-Эксплуатируй».

ПАО «РусГидро»

Строительство Красногорских МГЭС

На строительной площадке Красногорских малых ГЭС-1 и ГЭС-2, которые РусГидро возводит в Карачаево-Черкесской Республике, состоялось перекрытие русла реки Кубань – важнейший этап в строительстве любой гидроэлектростанции. Теперь река Кубань течёт через уже построенные гидротехнические сооружения – водосброс малых ГЭС, что даёт возможность развернуть строительство здания с машинным залом второй малой гидроэлектростанции. Гидрологический режим реки Кубани после перекрытия не изменится, наполнение водохранилища не производится.

В церемонии перекрытия приняли участие председатель правления – генеральный директор РусГидро Виктор Хмарин и глава Карачаево-Черкесской Республики Рашид Темрезов.



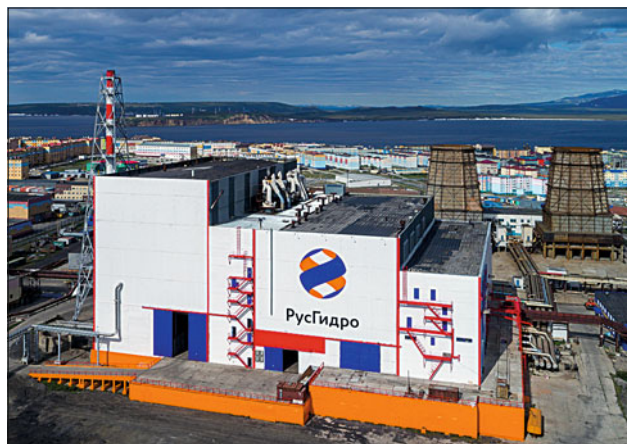
Реализуемый РусГидро гидроэнергетический проект предусматривает строительство на реке Кубань ниже действующей Зеленчукской ГЭС-ГАЭС двух малых гидроэлектростанций: Красногорских МГЭС-1 и МГЭС-2. Мощность каждой составит 24,9 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 83,8 млн кВт·ч. Строительство началось в 2019 г. и ведётся в соответствии с утверждённым графиком. В правобережном котловане возводятся водосброс, здание МГЭС-2, две секции плотины и правобережное примыкание. Начат монтаж закладных частей гидротурбин. На строительстве задействовано порядка 600 человек и 120 единиц техники. Завершение строительства и ввод в эксплуатацию одной Красногорской малой ГЭС запланировано на конец этого года, второй – на конец следующего. Генеральный подрядчик строительства – АО “Чиркейгэсстрой”, входящее в Группу “РусГидро”.

Красногорские малые ГЭС будут не только вырабатывать электроэнергию, но и выравнивать 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 реки Кубани, что позволит увеличить выработку электроэнергии на существующих станциях Каскада Кубанских ГЭС на 250 млн кВт·ч ежегодно.

Газификация Анадырской ТЭЦ

АО “Чукотэнерго” Группы “РусГидро” завершило перевод Анадырской ТЭЦ с угля на газ. Теперь оба котла станции будут работать на этом наиболее экологичном топливе, что повысит эффективность ТЭЦ и значительно снизит воздействие на окружающую среду. Первый котёл ТЭЦ на газовом топливе был запущен в марте 2018 г. Соглашение о реализации проекта газификации Анадырской ТЭЦ РусГидро и

Правительство Чукотского автономного округа подписали в мае 2017 г. Документ предусматривал масштабную реконструкцию оборудования электростанции и строительство газопроводной системы. Источник природного газа – Западно-Озерное месторождение “Сибнефть-Чукотки”.



На станции проведена реконструкция котлоагрегатов для использования газа в качестве топлива с внедрением автоматической системы управления, построены внутростанционный газопровод и газораспределительный пункт, смонтированы основные подводящие коммуникации и новая дымовая труба. Все установленное газовое оборудование успешно прошло пусконаладочные испытания.

При этом возможность сжигания угля сохранена, уголь для станции теперь является резервным топливом.

Газификация Анадырской ТЭЦ, ранее работавшей исключительно на угле, позволяет повысить эффективность работы станции, снизить удельные расходы топлива на производство электроэнергии и тепла. Итоги работы первого переведённого на газ котла говорят о высокой эффективности газификации: расход условного топлива на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии снизился с 590 до менее чем 400 г. Значительно сократились затраты электроэнергии на собственные нужды станции за счёт исключения из технологического процесса мельниц угля и системы его подачи. В перспективе также ожидается значительное сокращение затрат на ремонт оборудования.

Полный переход на газ улучшит и экологическую ситуацию: во много раз сократятся выбросы окислов азота и серы, прекратится накопление образующейся при сжигании угля золы. Проект полностью отвечает целям экологической политики Группы “РусГидро”.

Анадырская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1986 г. и является самой крупной тепловой электростанцией на Чукотке. Её электрическая мощность составляет 50 МВт, тепловая – 140 Гкал/ч. В состав основного оборудования станции входят два турбоагрегата и два котла. Станция снабжает теплом и электроэнергией столицу Чукотки – город Анадырь, а также обеспечивает электроэнергией населенные пункты и предприятия изолированного Анадырского энергоузла.

Модернизация гидроэлектростанций РусГидро

На Нижегородской ГЭС завершена замена гидроагрегата ст. № 2. Это первый из восьми гидроагрегатов электростанции, который был заменён в рамках Программы комплексной модернизации гидроэлектростанций РусГидро (ПКМ). В ходе модернизации гидроагрегата были заменены гидротурбина и маслonaпорная установка, гидрогенератор, релейная защита и автоматика, генераторный выключатель и токопроводы. Смонтирована новая система сжатого воздуха давлением 70 атм. Новый гидроагрегат оборудован современными системами автоматического управления, виброконтроля. Монтаж гидроагрегата выполнен АО “Гидроремонт-ВКК”, дочерней организацией РусГидро.

Гидроагрегат ст. № 2 был введен в эксплуатацию в 1955 г., отработал нормативный срок службы и достиг высокой степени износа. Новый гидроагрегат, изготовленный на предприятиях российского концерна “Силовые машины”, обладает улучшенными техническими характеристиками и отвечает современным требованиям экологической безопасности. Также гидроагрегат отличается более высокой эффективностью, что после проведения запланированной процедуры перемаркировки оборудования позволит увеличить его мощность на 7,5 МВт.

Программа комплексной модернизации Нижегородской ГЭС предусматривает замену всех гидроагрегатов станции, в результате чего установленная мощность ГЭС возрастет на 57 МВт (с 523 до 580 МВт). К замене следующего гидроагрегата ст. № 1 планируется приступить в текущем году. Модернизация станции не ограничивается обновлением гидроагрегатов – уже заменены силовые трансформаторы, оборудование распределительных устройств, затворы водосливной плотины, ведётся реконструкция автодорожного моста через сооружения ГЭС и дренажного канала пойменной плотины.



Также в апреле 2021 г. на Сенгилеевской ГЭС, входящей в состав Каскада Кубанских ГЭС, начата реконструкция гидротехнических сооружений. На данном этапе гидроэнергетики заменят напорные трубопроводы, уравнительную башню и дисковые аварийно-ремонтные затворы.

На сегодняшний день начат демонтаж напорных трубопроводов, который ведёт АО “ЧиркейГЭСстрой”, дочерняя организация РусГидро. Напорные трубопроводы Сенгилеевской ГЭС предназначены для подачи воды на гидротурбины станции, длина каждого из трех

трубопроводов составляет 125 м, диаметр – 2,6 м. Они эксплуатируются с момента ввода ГЭС в эксплуатацию в 1953 г., т.е. почти 70 лет, и достигли высокой степени износа. Также будут демонтированы и заменены на новые уравнительная башня высотой 33 м, предназначенная для защиты оборудования станции от гидроударов, и аварийно-ремонтные затворы, обеспечивающие быстрое перекрытие тока воды в нестандартных ситуациях.

Проект комплексной модернизации Сенгилеевской ГЭС предусматривает замену всего устаревшего и изношенного оборудования, а также реконструкцию гидротехнических сооружений. В текущем году планируется завершить замену оборудования открытого распределительного устройства на современное элегазовое оборудование закрытой компоновки (КРУЭ 110 кВ) и перенос силовых трансформаторов с пристанционной площадки на площадку распределительного устройства. На следующем этапе будет проведена реконструкция здания Сенгилеевской ГЭС, а также гидротехнических сооружений водоподводящего тракта. Использование более эффективного оборудования позволит повысить мощность станции на 20%, до 18 МВт.

Сенгилеевская ГЭС расположена на территории Шпаковского района Ставропольского края, на 55-м километре Невинномысского канала. Мощность станции составляет 15 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии – 71 млн кВт·ч. Особенностью Сенгилеевской ГЭС является отсутствие плотины, напор на турбинах создаётся при помощи деривационного канала и трубопровода.

ПАО “Мосэнерго”

30 декабря 2020 г. на ТЭЦ-25 введён в эксплуатацию новый щит постоянного тока (ЩПТ) № 5, а 9 января 2021 г. введены сразу два ЩПТ – № 1 и 2 – на ТЭЦ-23. Проектирование, изготовление оборудования, монтаж, пусконаладка и ввод объектов, были выполнены в сжатые сроки и с высоким качеством. Пилотным проектом программы модернизации щитов постоянного тока и аккумуляторных батарей в филиалах компании стал щит постоянного тока № 1 на ТЭЦ-12, введённый в декабре 2018 г. Программа инициирована службой электротехнического оборудования (СЭТО) и курируется на всех этапах реализации службой экспертизы и технического развития (СЭТР) ПАО “Мосэнерго”. Перед запуском процесса реализации программы СЭТО был выработан ряд требований к оборудованию и схемотехнике, используемой в системах оперативного постоянного тока (СОПТ), ранее не применяемых на объектах электроэнергетики. Также была проведена работа с основными производителями оборудования.

В объём модернизации СОПТ на ТЭЦ-12, ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 вошли замена аккумуляторных батарей, установка взаиморезервируемых зарядно-подзарядных устройств и стабилизаторов выходного напряжения, установка современных стационарных систем поиска замыканий на землю без отключения электроприёмников и без инъекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики, внедрение систем локализации замыканий на

землю выбранных присоединений в цепях постоянного тока, реконструкция систем аварийного освещения, установка систем кондиционирования и др.



Ключевым и наиболее инновационным из объёма модернизации оборудования на указанных электростанциях стало внедрение системы локализации замыканий на землю выбранных присоединений. В каждом из них после защитного аппарата устанавливаются переключатели, не имеющие бестоковой паузы, для возможности переключения потребителей с повреждённой изоляцией на сторонний источник постоянного напряжения 220 В с DC/DC-преобразователями (гальваническая развязка).



Устанавливаемые сейчас в Мосэнерго системы локализации замыканий на землю выбранных присоединений не имеют аналогов в других генерирующих компаниях России. Стационарные системы поиска замыканий на землю без отключения электроприёмников могут работать при очень больших емкостях сети, с высокой скоростью, с современной степенью автоматизации и легко интегрируются в системы АСУ филиалов компании.

Внедрение новых СОПТ с современными стационарными и переносными системами поиска мест замыкания на землю без отключения электроприёмников, а также системами локализации потребителей с повреждённой изоляцией должно не только положительно сказаться на работе самих СОПТ и обслуживающего их

персонала, но и снизить показатели аварийности основного оборудования филиалов.

В ближайшее время планируется замена оборудования СОПТ на ТЭЦ-21 (две аккумуляторные батареи), на ТЭЦ-22 (две аккумуляторные батареи) и на ТЭЦ-26 (одна аккумуляторная батарея) – по этим объектам уже выполнены проектные работы.

НПО “ЭЛСИБ”

На НПО “ЭЛСИБ” началась отгрузка турбогенератора ТВФ-225-2У3 для блока ст. № 7 Томь-Усинской ГРЭС СГК. В марте автомобильным транспортом была отгружена резервная система тиристорного возбуждения, а в апреле на железнодорожной платформе – ротор массой 50 т. Отгрузка остальных узлов турбогенератора и вспомогательных систем продолжается.

Отгрузка статора запланирована на август, монтаж турбогенератора под техническим руководством заводского шеф-инженера начнётся в сентябре. Генподрядчиком в данном проекте выступает АО “СибЭР”, специализирующееся на ремонтах электростанций и теплосетей.

Ранее в рамках программы модернизации теплоэнергетики НПО “ЭЛСИБ” поставляло на Томь-Усинскую ГРЭС два турбогенератора типа ТВФ-125-2У3 для блоков ст. №4 и 5. Новый турбогенератор ТВФ-225-2У3 был изготовлен по программе модернизации генерирующих объектов ДПМ-2 для замены отработавшего свой ресурс турбогенератора ТВВ-200-2АУ3.



Томь-Усинская ГРЭС является самой крупной по установленной электрической мощности (1345,4 МВт) станцией Кемеровской области, тепловая установленная мощность – 194 кал/ч.

ООО “Сименс Энергетика”

Предприятие “Сименс Технологии Газовых Турбин” (СТГТ) завершило инспекцию горячего тракта энергоблока ст. №12 Верхнетагильской ГРЭС (филиал “Верхнетагильская ГРЭС” АО “Интер РАО – Электрогенерация”). Специалисты СТГТ провели первую инспекцию горячего тракта газовой турбины SGT5-4000F, а также первую среднюю инспекцию генератора SGen5-1200A.



Валентину Ивановичу Денисову исполняется 95 лет

Валентин Иванович Денисов – крупный учёный в области экономики энергетики, доктор экономических наук, работая в ЭНИН имени Г. М. Кржижановского (с 1954 г.) и будучи с 1987 г. членом редакционной коллегии нашего журнала, последовательно стремился к тому, чтобы действовавшие в экономике энергетики порядки соответствовали здравому смыслу, интересам страны и её населения. Высокоинтеллигентный, доброжелательный и мудрый человек Валентин Иванович пользуется нашим глубоким уважением и любовью.

Дорогой Валентин Иванович! Поздравляем вас с юбилеем и желаем крепкого здоровья, благополучия и радости ещё на долгие годы.

Ваши редколлегия и редакция журнала «Электрические станции»

Была произведена замена рабочих и направляющих лопаток первой, второй и третьей ступеней газовой турбины, выполнено комплексное обследование вспомогательного оборудования, заказчику выданы рекомендации по дальнейшей эксплуатации газотурбинного оборудования блока ПГУ. Работы были выполнены в соответствии с утверждённым графиком ремонтов оборудования электростанции. При проведении работ использовались передовые технологии компании “Сименс Энергетика”, предлагаемые российским заказчикам. Благодаря таким технологиям, имеющимся в распоряжении СТГТ, весь необходимый объём работ выполнен в соответствии с требованиями завода-изготовителя в кратчайшие сроки.



Подавляющий объём работ выполнялся локальной сервисной командой СТГТ с использованием цифровых технологий удалённого полевого сервиса с привлечением экспертов “Сименс Энергетика” из Германии.

“Несмотря на сложную эпидемиологическую обстановку, все работы на Верхнетагильской ГРЭС были выполнены в полном объёме и с опережением графика.

Это стало возможным благодаря наличию локальной профессиональной команды и присутствию критически необходимых запчастей на нашем стратегическом складе, – отметил директор департамента сервиса и технического обслуживания СТГТ Хольгер Раабе. – Наши заказчики доверяют нам не только благодаря нашему высококвалифицированному персоналу и качественной работе, но также и потому, что мы держим свое слово, и потому, что мы всегда на связи со своими заказчиками”.

Предприятие “Сименс Энергетика Трансформаторы” произведет и поставит два трехфазных силовых трансформатора для Разданской ГЭС (Армения). Разданская ГЭС эксплуатируется ЗАО “Международной энергетической корпорацией” (входит в Группу компаний “Ташир”). Данная ГЭС является второй ступенью Севано-Разданского каскада, куда входят ещё семь гидроэлектростанций. В настоящий момент на комплексе ГЭС проводится долгосрочная программа модернизации. В рамках этой программы на Разданской ГЭС будут заменены шесть устаревших однофазных силовых трансформаторов. Новое оборудование будет отвечать всем современным требованиям энергоэффективности и безопасности.

“Трансформаторы будут работать на высоте 1700 м над уровнем моря, поэтому к ряду параметров их работы и конструкции предъявлялись особые требования. К тому же данный регион характеризуется высокой сейсмической активностью, поэтому мы усовершенствовали конструкцию трансформатора, чтобы он не только выдерживал возможные землетрясения магнитудой 9,0 баллов, но и обеспечивал необходимые температурные условия во всех режимах эксплуатации”, – прокомментировал технический директор ООО “Сименс Энергетика Трансформаторы” Андрей Мозуль.