

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным ОАО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в июне 2016 г. составило 73,2 млрд. кВт·ч, что на 1,6% больше объёма потребления за июнь 2015 г. Потребление электроэнергии в июне 2016 г. в целом по России составило 75,1 млрд. кВт·ч, что также на 1,6% больше, чем в июне 2015 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 изолированных энергосистемах (Таймырской, Камчатской, Сахалинской, Магаданской, Чукотской, энергосистеме Центральной и Западной Якутии, а также в Крымской энергосистеме). Фактические показатели работы энергосистем изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

В июне 2016 г. электростанции ЕЭС России выработали 75,0 млрд. кВт·ч, что на 2,4% больше, чем в июне 2015 г. Выработка электроэнергии в России в целом в июне 2016 г. составила 76,5 млрд. кВт·ч, что также на 2,4% больше выработки в июне прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в июне 2016 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 40,1 млрд. кВт·ч, что на 3,0% больше, чем в июне 2015 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 16,2 млрд. кВт·ч (на 2,2% больше уровня 2015 г.), выработка АЭС – 14,4 млрд. кВт·ч (на 0,9% больше уровня 2015 г.), выработка электростанций промышленных предприятий – 4,2 млрд. кВт·ч (на 3,1% больше уровня 2015 г.).

27 июня в Единой энергетической системе России зафиксирован новый летний максимальный уровень потребления электрической мощности, который составил 115 122 МВт. Основной причиной роста потребления электроэнергии и мощности стало влияние высокой температуры наружного воздуха, установившейся одновременно в большинстве регионов России. В июне её значение в среднем по ЕЭС России было выше климатической нормы на 1,4°C. Значение летнего исторического максимума на 2439 МВт больше показателя

предыдущего летнего исторического максимума, зафиксированного 15 августа 2014 г., и на 3746 МВт больше максимума июня прошлого года. В июне новые летние исторические максимумы потребления мощности также были пройдены Объединённой энергосистемой (ОЭС) Центра и ОЭС Юга, энергосистемами Белгородской обл., Москвы и Московской обл., Пензенской обл., Ростовской обл., Саратовской обл., Республики Татарстан.

Потребление электроэнергии за 6 мес 2016 г. в целом по России составило 524,2 млрд. кВт·ч, что на 0,6% больше, чем за тот же период 2015 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 509,9 млрд. кВт·ч, что на 0,7% больше, чем в январе – июне 2015 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года электропотребление по ЕЭС России увеличилось на 0,1%, а по России в целом осталось на уровне показателя прошлого года.

С начала 2016 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 532,3 млрд. кВт·ч, что на 0,9% больше объёма выработки в январе – июне 2015 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за 6 мес 2016 г. составила 519,8 млрд. кВт·ч, что на 0,8% больше показателя аналогичного периода прошлого года. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года выработка электроэнергии по ЕЭС России и по России в целом увеличилась на 0,2 и на 0,3% соответственно.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение 6 мес 2016 г. несли ТЭС, выработка которых составила 308,3 млрд. кВт·ч, что на 1,2% меньше, чем в январе – июне 2015 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 85,2 млрд. кВт·ч (на 10,4% больше, чем за 6 мес 2015 г.), выработка АЭС – 96,2 млрд. кВт·ч (на 2,0% меньше, чем в аналогичном периоде 2015 г.), выработка электростанций промышленных предприятий – 30,0 млрд. кВт·ч (на 5,4% больше показателя января – июня 2015 г.).

Данные за июнь и 6 мес 2016 г. приведены в таблице.

Развитие отраслевой стандартизации

Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии утверждён национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56969-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и потоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и

ОЭС	Выработка, млрд. кВт·ч		Потребление, млрд. кВт·ч	
	Июнь 2016 г.	Январь – июнь 2016 г.	Июнь 2016 г.	Январь – июнь 2016 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,1 (–3,5)	24,7 (1,3)	2,9 (1,9)	23,3 (2,4)
Сибири (с учётом изолированных систем)	15,1 (1,6)	108,6 (3,7)	15,2 (0,5)	109,2 (2,1)
Урала	19,3 (2,0)	128,1 (–0,4)	18,8 (0,0)	128,7 (–0,4)
Средней Волги	7,2 (–10,9)	54,2 (–1,4)	7,7 (0,7)	51,9 (–1,3)
Центра	16,9 (0,8)	114,1 (–3,6)	16,9 (2,6)	117,1 (0,8)
Северо-Запада	7,2 (10,6)	53,1 (2,4)	6,3 (1,9)	46,7 (1,8)
Юга	7,8 (20,5)	49,6 (11,2)	7,3 (6,1)	47,3 (0,0)

Примечание: В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2015 г.

требования». Национальный стандарт ГОСТ Р 56969-2016 утверждён приказом Росстандарта от 16 июня 2016 г. № 647-ст. Стандарт был разработан ОАО «СО ЕЭС» по Программе национальной стандартизации 2015 г. в рамках деятельности технического комитета по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика».

Стандарт определяет требования к управляющим вычислительным комплексам централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе России и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, системам группового регулирования активной мощности гидравлических электростанций, гидроагрегатам гидравлических электростанций и их системам автоматического управления, каналам связи и передаче информации для функционирования централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности. Выполнение требований стандарта позволит обеспечить согласованную работу централизованных (центральной координирующей) систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций при их участии в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

ГОСТ Р 56969-2016 разработан с учётом рекомендаций по итогам технического расследования причин аварии, произошедшей 17 августа 2009 г. в филиале ОАО «РусГидро» – Саяно-Шушенской ГЭС им. П. С. Непорожного. Национальный стандарт разработан на базе стандарта СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», который принят в ряде субъектов электроэнергетики – ОАО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро», ПАО «Богучанская ГЭС», ПАО «Иркутскэнерго», ПАО «Красноярская ГЭС».

Применение стандарта обеспечивает возможность осуществления централизованного управления мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций в допустимых и безопасных режимах его работы, а также надёжное и безопасное функционирование ЕЭС России.

Стандарт вводится в действие с 1 января 2017 г.

Развитие ЕЭС

Директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Бурятия» (Бурятское РДУ) Сергей Ткачев выступил с докладом на Всероссийской научно-практической конференции «Электроэнергетика Байкальского региона: проблемы и перспективы», которая прошла 10 – 12 июня в Улан-Удэ. В конференции приняли участие представители крупных энергетических компаний: филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация», филиала ПАО «ТГК-14» – Улан-Удэнская ТЭЦ-1, филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – Забайкальское ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго». Организаторами мероприятия выступили Федеральное агентство научных организаций (ФАНО России), Бурятский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук, Министерство по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства Республики Бурятия, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук и Забайкальский государственный университет.

Основную часть выступления Сергей Ткачев посвятил вопросам обеспечения электроснабжения Республики Буря-

тия, Иркутской обл., Забайкальского края и Республики Саха (Якутия). Он отметил, что в ближайшее время в этой части сибирского региона планируется осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям большого количества крупных потребителей, в связи с чем ожидается значительный прирост электрической нагрузки. В частности, развитие предприятий золотодобывающей промышленности в Бодайбинском энергорайоне повлечёт рост потребления мощности. Кроме того, возрастёт потребление мощности, необходимой для работы нефтеперекачивающих станций нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», обеспечения потребностей строящегося Удоканского ГОК и газопровода «Сила Сибири». Также ожидается прирост потребления в связи с увеличением объёма перевозок на железнодорожном участке Коршуниха – Таксимо. Сергей Ткачев подчеркнул, что в настоящее время электросетевые ресурсы в этих энергосистемах исчерпаны, и технологическое присоединение новых потребителей без выполнения мероприятий по усилению электрической сети не представляется возможным.

Директор Бурятского РДУ представил сценарий развития электроэнергетики Байкальского региона в соответствии со схемой и программой перспективного развития ЕЭС России на 2016 – 2022 гг., а также инвестиционными программами ОАО «ФСК ЕЭС» и ЗАО «Витимэнерго». Он подчеркнул важность комплексного подхода при строительстве и модернизации объектов генерации и электросетевой инфраструктуры, учитывающего интересы и отдельных субъектов электроэнергетики и регионов в целом.

В ходе своего выступления Сергей Ткачев рассказал о ведущейся в отрасли работе по актуализации нормативно-технической базы. Он ознакомил участников пленарного заседания с проектом «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем» (ПТФ ЭЭС) – комплексного нормативного акта, определяющего технологические правила работы в электроэнергетике и устанавливающего технологические основы надёжного функционирования и развития ЕЭС России. Проект разработан рабочей группой под руководством Минэнерго России, в которую входили специалисты Системного оператора. Документ определяет минимально необходимые технические требования, правила, принципы и условия совместной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в составе энергосистемы. Правила призваны восполнить пробел в нормативно-техническом регулировании отрасли, возникший в последние годы из-за того, что значительная часть нормативно-технических документов устарела, либо после расформирования ОАО «РАО «ЕЭС России» приобрела неопределённый правовой статус.

Новые диспетчерские центры

9 июня Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемами Курской и Орловской областей» (Курское РДУ) успешно осуществил перевод оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими режимами энергосистем Курской и Орловской обл. в новый диспетчерский центр. Перевод оперативно-диспетчерского управления стал заключительным этапом первой очереди реконструкции здания по адресу ул. Дзержинского, 68, начавшейся в 2012 г. в рамках реализации территориального инвестиционного проекта ОАО «СО ЕЭС» по созданию инфраструктуры и технологическому переоснащению диспетчерского центра Курского РДУ. Работы в рамках второй очереди планируется завершить до декабря 2016 г.

С момента создания в 2003 г. и до июня 2016 г. диспетчерское управление в операционной зоне Курского РДУ осуществлялось из арендованных помещений, расположенных в здании Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Курскэнерго». Условия размещения диспетчерского центра не отвечали нор-

мам функционирования диспетчерских центров Системного оператора.

Реконструированное здание диспетчерского центра объединяет в себе передовые инженерно-строительные технологии и последние технологические достижения в области оперативно-диспетчерского управления. Управление режимами работы энергетическими системами Курской и Орловской обл. из нового диспетчерского центра позволит расширить наблюдаемость текущего состояния объектов диспетчеризации, ускорить принятие диспетчерами оперативных решений, добиться большей эффективности планирования и управления режимами.

В диспетчерском центре установлен современный диспетчерский щит на основе 12 видеопроекторных кубов, обеспечивающий большой объём, точность и оперативность информации о состоянии объектов электроэнергетики операционной зоны Курского РДУ. Диспетчерская связь организована на основе волоконно-оптических линий, обеспечивающих высокую скорость и надёжность передачи данных. Для непрерывного и надёжного управления энергосистемой в любых внештатных ситуациях в здании предусмотрено бесперебойное гарантированное энергоснабжение от автономного источника питания для технологического оборудования, средств диспетчерского и технологического управления и автоматизированной системы диспетчерского управления, включая диспетчерский щит. Здание оснащено интегрированной системой безопасности объекта и системой мониторинга функционирования инженерного оборудования.

Новое реконструированное пятиэтажное здание, снабжённое современным технологическими системами и оборудованием, позволит обеспечить необходимые условия для дальнейшего развития инфраструктуры регионального диспетчерского управления в операционной зоне Курского РДУ.

Рынки

Системный оператор провёл конкурентный отбор исполнителей услуг по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) на второе полугодие 2016 г. в рамках рынка услуг по обеспечению системной надёжности. Решения комиссии по проведению отборов по итогам процедуры отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по НПРЧ, опубликованы на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС».

Для оказания услуг по НПРЧ отобрано 62 энергоблока и один гидроагрегат на 24 тепловых и одной гидроэлектростанции. Отобранный объём резервов первичного регулирования составил +1210,43 МВт, что на 0,93% больше, чем во втором полугодии 2015 г.

По итогам отбора услуги по НПРЧ во второй половине 2016 г. будут оказывать те же 11 субъектов электроэнергетики, что и в первом полугодии: ООО «Башкирская генерирующая компания», ОАО «Генерирующая компания», АО «ЕвроСибЭнерго», АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «Мосэнерго», ЗАО «Нижевартовская ГРЭС», ПАО «ОГК-2», ПАО «Т Плюс», ОАО «Фортум», ОАО «Э. ОН Россия» и ПАО «Энел Россия».

Объём резерва первичного регулирования, предложенный субъектами электроэнергетики на отбор, превысил установленный спрос на +45,32 МВт. Превышение объёма предложения по отношению к спросу подтверждает эффективность конкурентных механизмов рынка системных услуг. Расширился и состав генерирующего оборудования, с использованием которого оказываются услуги по НПРЧ, – с 11 до 13-и увеличилось число используемых для оказания услуг парогазовых установок.

Механизмы рынка системных услуг создают предпосылки к модернизации генерирующего оборудования, необходимой для участия в НПРЧ, с применением передовых техниче-

ских решений и оптимизации технологических режимов работы оборудования, тем самым повышая надёжность работы ЕЭС России в целом.

В 2016 г. Системный оператор продолжил привлечение тепловых электростанций к автоматическому вторичному регулированию частоты в период весеннего паводка. Это позволяет повысить эффективность использования гидроресурсов при производстве электроэнергии. С 13 апреля по 6 июня 2016 г. задачи по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) в ЕЭС России решались в том числе отдельными энергоблоками ТЭС в рамках работы рынка услуг по обеспечению системной надёжности.

В АВРЧМ в паводковый период участвовали энергоблоки ТЭС генерирующих компаний ПАО «ОГК-2» и ОАО «Генерирующая компания», с которыми Системный оператор заключил договоры оказания услуг по АВРЧМ в 2016 г. в рамках функционирования рынка услуг по обеспечению системной надёжности. Договоры с ПАО «ОГК-2» и ОАО «Генерирующая компания», заключённые по результатам конкурентного отбора поставщиков системных услуг, позволяют использовать в АВРЧМ 17 энергоблоков ТЭС. По итогам паводкового периода максимальная величина фактически размещённых вторичных резервов на этих энергоблоках достигла +103 МВт.

Привлечение энергоблоков ТЭС к АВРЧМ позволило на время паводка минимизировать величину размещаемых на ГЭС резервов вторичного регулирования частоты в ЕЭС России. В частности, за счёт минимизации привлечения к АВРЧМ Жигулевской ГЭС сокращены объёмы холостых водосбросов.

Частичный перенос резерва вторичного регулирования с ГЭС на ТЭС позволил более рационально использовать имеющиеся гидроресурсы гидроэлектростанций первой ценовой зоны с увеличением выработки электроэнергии (оценочно) более чем на 98 млн. кВт·ч. Таким образом, рост выработки ГЭС, вызванный переносом резерва вторичного регулирования на ТЭС в паводок 2016 г., на 40% превысил аналогичный показатель паводка прошлого года.

В основном для целей АВРЧМ используются ГЭС, являющиеся высокоманёвренными объектами, способными оперативно увеличивать или снижать выработку под управлением системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности или по команде Системного оператора, компенсируя возникающие в ЕЭС отклонения частоты. Для этого часть мощности гидроэлектростанций резервируется под выполнение задачи регулирования и не участвует в плановой выработке электроэнергии. В течение года резервирование части мощности чаще всего не влияет на объём выработки электроэнергии на ГЭС, так как указанный объём в большей степени зависит от приточности и запасов гидроресурсов. В период паводка объём притока воды может превышать пропускную способность турбин, что в условиях наполненности водохранилищ приводит к необходимости увеличения объёма холостых водосбросов.

Дистанционное управление энергетическим оборудованием

ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан) совместно с филиалами ОАО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Средней Волги» (далее – ОДУ Средней Волги) и «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан» (далее – РДУ Татарстана) реализовало пилотные проекты по организации дистанционного управления оборудованием подстанций 500 кВ Шёлоков и 220 кВ Центральная из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» и центра управления сетями ОАО «Сетевая компания». 16 июня по итогам комплексных испытаний и опытной эксплуатации

системы телеуправления оборудованием подстанций приняты в промышленную эксплуатацию. Проект дистанционного управления (телеуправления) оборудованием подстанции напряжением 500 кВ в Единой энергосистеме России реализован впервые. Ранее по аналогичным проектам выполнялось дистанционное управление на подстанциях классов напряжения 220 и 330 кВ.

ПС 500 кВ Щёлоков и ПС 220 кВ Центральная, принадлежащие ОАО “Сетевая компания”, были отобраны для реализации проектов телеуправления, поскольку по своим характеристикам являются подстанциями нового поколения – на них установлены современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие выполнять функцию дистанционного управления.

Системы телеуправления обеспечивают возможность дистанционного управления всеми выключателями 500 кВ подстанции Щёлоков из диспетчерского центра ОДУ Средней Волги и выключателями 220 кВ этой подстанции – из диспетчерского центра РДУ Татарстана, а также всеми выключателями 220 кВ подстанции Центральная – из диспетчерского центра РДУ Татарстана. При этом центр управления сетями (ЦУС) ОАО “Сетевая компания” получил функции телеуправления всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями 110 кВ, а также разъединителями и заземляющими разъединителями распределительного устройства 220 кВ на подстанции 220 кВ Центральная.

Телеуправление подстанциями позволяет повысить надёжность работы единой национальной электрической сети за счёт сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов. Кроме того, в результате дистанционного управления повышается качество управления электроэнергетическим режимом объединённых и региональных энергосистем за счёт увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети и сокращения времени отклонения режима работы электростанций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений.

В процессе реализации проекта модернизированы автоматизированные системы управления технологическими процессами обеих подстанций, выполнена настройка программно-технического комплекса в ЦУС ОАО “Сетевая компания” и оперативно-информационного комплекса в диспетчерских центрах Системного оператора, пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация. Приняты необходимые меры по обеспечению информационной безопасности объектов энергетики.

Обеспечение вводов новых энергообъектов и проведения испытаний оборудования

Специалисты ОАО “СО ЕЭС” разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний и ввода в работу объектов сетевой инфраструктуры в рамках первого этапа строительства схемы выдачи мощности Ярославской ТЭС (Хуадянь-Тенинской ТЭЦ). В обеспечении режимных условий участвовали специалисты филиалов ОАО “СО ЕЭС” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Центра” (ОДУ Центра) и “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Ярославской области” (Ярославское РДУ). Испытания нового оборудования схемы выдачи мощности станции успешно завершились 16 июня, после испытаний оборудование было включено в работу по нормальной схеме.

Первый этап строительства предусматривал сооружение на электростанции комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) напряжением 220 кВ и реконструкцию воздушной линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ Ярославская – Тутаев с образованием двух кабель-

но-воздушных линий (КВЛ) 220 кВ Ярославская ТЭС – Ярославская № 1 и КВЛ 220 кВ Ярославская ТЭС – Тутаев с заменой устройств релейной защиты и автоматики на этих КВЛ на подстанциях (ПС) 220 кВ Ярославская и Тутаев.

Проект строительства схемы выдачи мощности выполняется ПАО “ФСК ЕЭС” с 2014 г. Реализация первого этапа строительства схемы выдачи мощности является важным этапом строительства самой электростанции, так как позволяет подать напряжение на КРУЭ 220 кВ Ярославской ТЭС для осуществления пусконаладочных работ энергетического оборудования и проведения комплексных испытаний газовых турбин мощностью 160 МВт каждая.

В процессе проектирования, реконструкции и строительства объектов схемы выдачи мощности Ярославской ТЭС специалисты Системного оператора принимали участие в согласовании технического задания, проектной документации, технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, проектной и рабочей документации новых электросетевых объектов, а также в разработке программ опробования напряжением и ввода оборудования в эксплуатацию.

При подготовке к испытаниям специалисты ОДУ Центра и Ярославского РДУ выполнили расчёты электроэнергетических режимов Объединённой энергосистемы Центра и энергосистемы Ярославской области с учётом включения в работу нового оборудования. Специалистами Системного оператора проведены расчёты статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания и параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты новых электросетевых объектов и прилегающей сети, протестированы системы сбора и передачи телеметрической информации в диспетчерский центр Ярославского РДУ.

Выполненные специалистами ОАО “СО ЕЭС” расчёты электрических режимов, учитывающие особенности первого этапа строительства схемы выдачи мощности Ярославской ТЭС, позволили осуществить весь комплекс работ без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

Строительство Ярославской ТЭС установленной электрической мощностью 470 МВт – совместный проект ОАО “ТГК-2” и китайской компании “Хуадянь”.

Специалисты филиалов ОАО “СО ЕЭС” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Юга” (ОДУ Юга) и “Региональное диспетчерское управление энергосистемами Ростовской области и Республики Калмыкия” (Ростовское РДУ) разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний и ввода в работу 30 июня девятого энергоблока Новочеркасской ГРЭС (филиал ПАО “ОГК-2”) мощностью 330 МВт. Комплексные испытания энергоблока стали заключительным этапом реализации проекта модернизации Новочеркасской ГРЭС, проводившейся в рамках договора о предоставлении мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ДПМ). В результате реализации проекта установленная электрическая мощность Новочеркасской ГРЭС увеличилась до 2229 МВт.

Проект модернизации Новочеркасской ГРЭС включал строительство на свободной площадке электростанции нового энергоблока мощностью 330 МВт с установкой котла с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) производства ОАО “ТКЗ “Красный котельщик” (г. Таганрог Ростовской обл.). Это первый в России энергоблок отечественного производства с применением технологии ЦКС, которая позволяет существенно улучшить экономические и экологические показатели электростанции. Новая технология за счёт наиболее полного сжигания топлива обеспечивает высокий КПД и соответствие объекта генерации современным требованиям евро-

пейских стандартов по выбросам вредных веществ в атмосферу.

Испытания девятого энергоблока Новочеркасской ГРЭС с включением на параллельную работу с Единой энергосистемой России проводились с целью проверки готовности генерирующего оборудования к промышленной эксплуатации. В соответствии с программой испытаний была проверена работа энергоблока в различных эксплуатационных режимах. Во время испытаний оборудование непрерывно работало с максимальной нагрузкой в течение 72 ч и с минимально возможной нагрузкой в течение 8 ч подряд. Также были проверены параметры его регулировочного диапазона.

В процессе проектирования и строительства энергоблока специалисты Системного оператора принимали участие в согласовании задания на проектирование, проектной и рабочей документации, технических условий на технологическое присоединение объекта к электрическим сетям. На завершающем этапе строительства специалисты ОДУ Юга и Ростовского РДУ приняли участие в контроле выполнения технических условий, испытаниях и приёмке в эксплуатацию системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора.

В ходе подготовки к испытаниям специалисты ОДУ Юга и Ростовского РДУ провели расчёты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики Новочеркасской ГРЭС и связанных с ней электросетевых объектов Ростовской энергосистемы с учётом ввода нового генерирующего оборудования.

Во время испытаний с включением девятого энергоблока Новочеркасской ГРЭС на параллельную работу с Единой энергосистемой России специалисты Системного оператора обеспечили поддержание параметров электроэнергетического режима Объединённой энергосистемы Юга в области допустимых значений.

Ввод в эксплуатацию нового энергоблока Новочеркасской ГРЭС позволит улучшить режимно-балансовую ситуацию в энергосистеме Ростовской обл. и обеспечить дополнительные возможности по управлению электроэнергетическим режимом Ростовской энергосистемы, в том числе в период проведения ремонтной кампании на объектах энергетики.

Предотвращение и ликвидация аварий

7 июня в 17 ч 55 мин Филиалом ОАО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Коми” (Коми РДУ) объявлен режим с высокими рисками нарушения электроснабжения (РВР) в Воркутинском и Интинском энергорайонах. РВР объявлен в соответствии с “Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике”, утверждёнными Правительством РФ (постановление от 27.12.2004 г. № 854). Причина ввода РВР – аварийное отключение котельного и генерирующего оборудования на Воркутинской ТЭЦ-2 (ПАО “Т Плюс”) и угроза полного погашения потребителей Воркутинского и Интинского энергорайонов в случае аварийного отключения линий электропередачи 220 кВ в сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута.

Аварии на Воркутинской ТЭЦ-2 из-за неудовлетворительного состояния котельного оборудования происходили на протяжении всего осенне-зимнего периода (ОЗП) и продолжаются в настоящее время. С ноября 2015 г. по настоящее время на Воркутинской ТЭЦ-2 – основном источнике генерирующей мощности Воркутинского энергорайона – произошло 46 аварий, что в 2 раза больше, чем за аналогичный предыдущий период – с ноября 2014 г. по 8 июня 2015 г. По состоянию на 9 ч 00 мин 09.06.2016 г. на станции в работе находятся 2 из 9 котлов, что позволяет обеспечить лишь 50 МВт мощности из необходимых 120 – 140 МВт. Такая картина была ха-

рактерна как на протяжении прошедшего ОЗП, так и в настоящее время.

Аварии на Воркутинской ТЭЦ-2 приводят к превышению значения максимально допустимого перетока в контролируемом сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута, которое составляет 49 МВт. За период с ноября по июнь в результате высокой аварийности на ТЭЦ максимально допустимый переток мощности в сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута превышался 43 раза. В такой ситуации любая авария в этом сечении вызовет отключение потребителей, включая социально значимые объекты, предприятия угледобычи и переработки, частный сектор.

Повышенная аварийность Воркутинской ТЭЦ-2 создаёт препятствия для своевременного проведения ремонтной кампании на линиях транзита Печорская ГРЭС – Инта – Воркута. С учётом текущего критического технического состояния оборудования Воркутинской ТЭЦ-2 и природных условий, не позволяющих проводить ремонты на ВЛ 220 кВ Инта – Воркута в весенне-летний период, полная реализация ремонтных мероприятий на сетях до наступления осенне-зимнего периода 2016/17 г. поставлена под угрозу. Срыв реализации ремонтной кампании значительно повышает риски нарушения электроснабжения и ограничения потребителей при прохождении ОЗП 2016/17 г. На 08.06.2016 г. из запланированных к переустановке на новые фундаменты особо опасных 34 опор установлено на новые фундаменты 26 опор, осталось переустановить 8 опор.

По словам директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера ОАО “СО ЕЭС” Михаила Говоруна, ввод РВР в операционной зоне Коми РДУ – закономерное следствие постоянно ухудшавшейся ситуации на Воркутинской ТЭЦ-2.

Сразу после объявления РВР прошло экстренное заседание штаба по обеспечению безопасности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Коми, на котором директор Коми РДУ Сергей Гребез представил информацию о сложившейся ситуации в Воркутинском и Интинском энергорайонах, причинах объявления РВР и предложил комплекс неотложных мероприятий по восстановлению нормального режима работы энергосистемы. В перечне мероприятий: запрет на проведение ремонтных работ на сетевых объектах 110 и 220 кВ, перевод части тепловой нагрузки на Воркутинскую ТЭЦ-1 для увеличения её загрузки по активной мощности, повышенная готовность оперативных бригад по ликвидации возможных аварий на объектах электроэнергетики и коммунального хозяйства, круглосуточное дежурство оперативного персонала, безотлагательное завершение ремонтных работ. Региональный штаб утвердил предложенный перечень мероприятий.

Филиал ОАО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Владимирской области” (Владимирское РДУ) более часа успешно осуществлял свои функции по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы региона в условиях полного прекращения внешнего электроснабжения диспетчерского центра. Причиной нарушения электроснабжения Владимирского РДУ стала произошедшая в энергосистеме 18 июня авария, в результате которой отключились обеспечивающие электроснабжение диспетчерского центра линии электропередачи, в том числе кабельные.

В ходе аварии из-за повреждения масляного выключателя с возгоранием были полностью обесточены две подстанции 110 кВ, отключились несколько отходящих от них линий электропередачи 110 кВ. Развитие аварии привело к обесточению второй очереди ОРУ 110 кВ, снижению электрической нагрузки до нуля и отключению генерирующего оборудования на Владимирской ТЭЦ-2. В результате отключений без электроэнергии остались бытовые потребители и предприятия промышленности г. Владимира в объёме 8,5 МВт, около

9 тыс. жителей, несколько объектов жилищно-коммунальной сферы.

После прекращения внешнего электроснабжения в 21 ч 14 мин энергоснабжение диспетчерского центра Владимирского РДУ успешно автоматически перешло на источник резервного питания – дизель-генераторную установку (ДГУ). Безаварийное функционирование в таком режиме продолжалось в течение почти полутора часов до восстановления нормального внешнего электроснабжения диспетчерского центра Владимирского РДУ.

Таким образом, был реализован один из основных принципов безаварийного функционирования энергосистемы региона – непрерывность оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики. В период энергоснабжения диспетчерского центра Владимирского РДУ от автономного источника питания дежурный персонал Владимирского РДУ обеспечил четкое взаимодействие и штатный режим работы оборудования инженерных систем и информационных технологий.

Системный оператор уделяет особое внимание вопросам надёжного и непрерывного энергоснабжения своих диспетчерских центров, системам бесперебойного и гарантированного электроснабжения, позволяющим сохранить непрерывность управления электроэнергетическим режимом энергосистем в случае аварий, связанных с прекращением внешнего электроснабжения диспетчерских центров.

Подготовка кадрового резерва

В Москве прошёл финал Международного инженерного чемпионата “Case-in”. Магистранты – участники специализированной программы обучения ОАО “Системный оператор Единой энергосистемы” в составе команд своих вузов стали победителями и призёрами чемпионата Лиги по электроэнергетике. Высокий уровень профессиональной подготовки, ранняя специализация и практический опыт позволили магистрантам – стажёрам Системного оператора добиться успеха в соревнованиях Международного инженерного чемпионата “Case-in”: в составе команд своих вузов они вышли в финал Лиги по электроэнергетике и заняли все призовые места чемпионата.

По решению экспертной комиссии, победителем Лиги по электроэнергетике Международного инженерного чемпионата “Case-in” стала команда “Звезда – треугольник” из Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б. Н. Ельцина: Сергей Шевчук, Антон Куликов, Мария Булатникова, Эдуард Балах.

Второе место в Лиге заняла команда “50 Герц” из Ивановского государственного энергетического университета в составе Натальи Фоменко, Александра Комухова, Антона Брындина и Павла Фирстова.

Бронзовым призёром стала команда магистрантов “Стражи сетей”, представляющая Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М. И. Платова: Антон Зубов, Иван Морозов, Владимир Лукьянов, Андрей Пилипенко.

Победители Лиги по электроэнергетике Международного инженерного чемпионата “Case-in”, завоевавшие звание лучшей студенческой инженерной команды 2016 г., включены в кадровый резерв топливно-энергетического комплекса России и получили право на участие в крупнейшем мероприятии для молодых работников электроэнергетического сектора – Международном летнем образовательном форуме “Энергия молодости”, который в 2016 г. пройдёт в Свердловской обл.

ОАО “СО ЕЭС” выступило стратегическим партнёром чемпионата. Отборочный и финальный кейсы Лиги по электроэнергетике были разработаны при участии специалистов Системного оператора, а представители компании выступили экспертами как отборочных этапов в профильных вузах, так и финала Лиги.

80 отборочных этапов Международного инженерного чемпионата “Case-in” на площадках 39 ведущих технических вузов объединили топливно-энергетический и минерально-сырьевой комплексы России, Казахстана и Монголии. Участие в чемпионате приняли более 3200 будущих инженеров, которые решали кейсы по пяти направлениям: “Электроэнергетика”, “Горное дело”, “Геологоразведка”, “Нефтегазовое дело” и “Металлургия”. Экспертами, оценивающими решения участников, стали более 500 руководителей и специалистов отраслевых компаний. В экспертную комиссию Лиги по электроэнергетике вошли специалисты ведущих энергокомпаний и отраслевых организаций России: ОАО “СО ЕЭС”, ПАО “ФСК ЕЭС”, ПАО “Россети”, Филиала “Свердловский” ПАО “Т Плюс”, ПАО “МРСК Центра”, ОАО “НТЦ ЕЭС”, НП “Научно-технический совет Единой энергетической системы” и др.

ПАО “Российские сети”

ПАО “Россети”, ООО “АББ” и ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы” подписали соглашение о намерениях сотрудничать по вопросам локализации производства и внедрения систем связи, автоматизированных систем управления и мониторинга электрооборудования на подстанциях. Документ завизирован в рамках Петербургского международного экономического форума. Подписи под соглашением поставили генеральный директор ПАО “Россети” Олег Бударгин, президент ООО “АББ” Анатолий Попов и президент ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы” Максим Фильшин.

Соглашение позволит обеспечить необходимый уровень импортозамещения, а в конечном итоге повысить надёжность и эффективность электросетевого комплекса. “Россети” и “АББ” договорились проводить совместные испытания оборудования. Технические специалисты “АББ” будут выполнять сервисное обслуживание систем связи, автоматизированных систем управления на подстанциях и консультировать сотрудников “Россетей” по вопросам работы новых устройств. Стороны договорились составить дорожную карту по размещению оборудования и его аттестации.

Группа компаний “ВИС” и Группа компаний “ТЕКОН”

Группа строительных компаний “ВИС” и Группа компаний по промышленной автоматизации “ТЕКОН” с участием ряда партнёров завершили строительство энергоблока № 9 мощностью 330 МВт Новочеркасской ГРЭС, позволяющего сжигать уголь в котле по технологии ЦКС. Предварительно проведённые тестовые подключения к сети сроком от нескольких часов до суток, а также комплексные испытания строящегося энергоблока с номинальной нагрузкой в течение 72 ч и выдчей электроэнергии в энергетическую сеть показали стабильную работу энергоблока в различных эксплуатационных режимах, надёжность и требуемую работоспособность основных и вспомогательных систем. При этом была налажена система управления уникальной технологией циркулирующего кипящего слоя (ЦКС), которая впервые в нашей стране была реализована на энергоблоке № 9 Новочеркасской ГРЭС. Данная технология позволяет стабильно сжигать высокосольные и низкокалорийные угли в одном и том же котле с высокой экономичностью и малыми выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, что существенно повышает экономические показатели ТЭС.

Весомый вклад в достижение этого успеха внесли специалисты компаний “ТЕКОН – СИБИРЬ” и “ТеконАвтоматика”, которые выполнили комплекс инженеринговых работ по проектированию, поставке, шеф-монтажу, пусконаладке АСУТП и участию в комплексном опробовании энергоблока.



Объект автоматизации – паросиловой энергоблок номинальной мощностью 330 МВт, в состав которого входят однокорпусная котельная установка с циркулирующим кипящим слоем Пп-1000-24,5-565 АКФ (модель ТПП-357/С7), паротурбинная установка К-330-23,5, генератор переменного тока ТГВ-330-2МУЗ, а также электротехническое и вспомогательное оборудование. АСУТП энергоблока реализована на базе программно-технического комплекса “ТЕКОН” как полнофункциональная система контроля и управления, позволяющая обеспечить эффективную и надёжную работу энергоблока во всех режимах функционирования. Прикладное программное обеспечение ПТК разработано инженерами компаний “ТЕКОН – СИБИРЬ” и “ТеконАвтоматика” с помощью SCADA-системы “ТЕКОН” версии 2.1.3.3, которая представляет собой вертикально-интегрированную систему с единой базой данных и развитой библиотекой алгоритмов, позволяющей реализовать все функции человеко-машинного интерфейса.

На данном объекте, с учётом особенностей технологии ЦКС и применения оборудования зарубежных поставщиков, стояла задача выполнить интеграцию локальных систем автоматического управления (ЛСАУ) различных производителей по цифровым каналам связи (10 САУ в части ТМО, 9 САУ в части ЭТО; протоколы обмена: Modbus TCP, OPC DA, IEC 60870-5-104, IEC 61850). Причём для большинства ЛСАУ необходимо было реализовать передачу команд управления по цифровым каналам связи.

Выбранный состав ПТК “ТЕКОН” на базе отказоустойчивых контроллеров МФК3000, МФК1500 и SCADA-пакета “ТЕКОН” позволил создать единое информационное пространство АСУТП с обеспечением надёжного обмена информацией между всеми подсистемами АСУТП и ЛСАУ. Использование последней разработки ЗАО “ПК Промконтроллер” – интерфейсного модуля MI01 в контроллере МФК1500 дало возможность построения распределённой, полностью дублированной системы управления с размещением шкафов ПТК максимально близко к объектам управления, что позволило существенно сократить объём кабельных связей и, в совокупности, гарантировало надёжность и объективность единой информации, а также обеспечило удобство управления.

Сигнальный объём АСУТП тепломеханического оборудования энергоблока составляет: физических каналов – 10 071, цифровых каналов – 10 574; а электротехнического оборудования энергоблока – физических каналов – 2704, цифровых каналов – 8471.

Внедрение разработанной компаниями “ТЕКОН – СИБИРЬ” и “ТеконАвтоматика” АСУТП энергоблока № 9 Новочеркасской ГРЭС, впервые в нашей стране обеспечивающего сжигание угля в котле с ЦКС, позволило оптимизировать технологический процесс и увеличить экономичность работы энергоблока за счёт реализации сложных алгоритмов управления и регулирования; обеспечить автоматизированный контроль и управление технологическими процессами энергоблока в штатных режимах и при технологических нарушениях; повысить надёжность работы оборудования за счёт резер-

вирования основных компонентов ПТК, а также непрерывной диагностики основного оборудования.

После ввода энергоблока № 9 в эксплуатацию установленная мощность Новочеркасской ГРЭС возрастёт до 2442 МВт.

АО “Атомэнергомаш”

По заказу датской компании AN Industries “Энергомашспецсталь” (ЭМСС входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) изготовит партию валов роторов для ветроэнергетических установок мощностью 2 МВт. Оборудование предназначено для крупнейшего немецкого производителя ветрогенераторов – компании Servion SE (раньше REpower Systems).

В рамках выполнения контракта, ЭМСС поставит в Данию 18 заготовок вала ротора для ВЭУ общей массой 159,3 т. Заказ уже выдан в производство. Заготовки должны быть поставлены заказчику в августе этого года. Весь процесс изготовления валов роторов – от выплавки стали до мехобработки – проходит под наблюдением ведущих специалистов “Энергомашспецстали”. Детали выполняются в соответствии со всеми европейскими нормами.



Ведущими производителями ВЭУ в мире в настоящее время являются фирмы Германии, Дании, Испании. Партнёрские отношения между ЭМСС и компанией AN Industries (Дания), которая обслуживает большинство ведущих мировых производителей ветротурбин, продолжаются с 2008 г.

НПО “ЭЛСИБ”

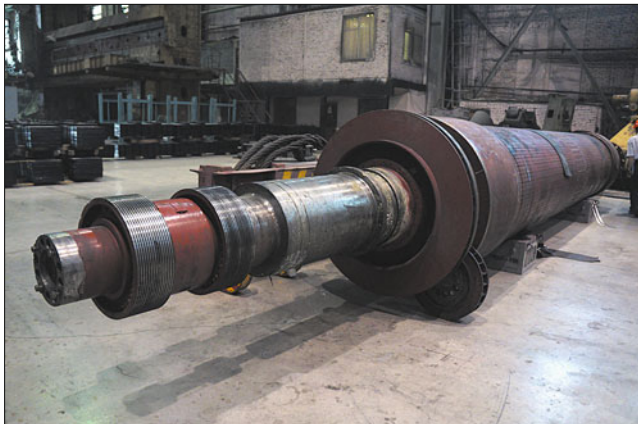
НПО “ЭЛСИБ” приступило к выполнению работ по модернизации ротора турбогенератора ТГВ-300 для Рефтинской ГРЭС. Соответствующий контракт был заключён между НПО “ЭЛСИБ” ПАО и ПАО “Энел Россия” в мае 2016 г.

“Для нас данный вид работ не является принципиально новым, мы имеем богатый опыт ремонта и модернизации генераторного оборудования и электродвигателей для ТЭС, ГЭС, АЭС, – говорит начальник отдела продаж сервиса и ремонта Сергей Колбин. – И, тем не менее, ротор производства ГП “Завод “Электротяжмаш” даст нам новую практику в освоении ремонта и модернизации роторов турбогенераторов типа ТГВ-200, -300, -500”.

Данный проект – продолжение плодотворного сотрудничества между компаниями. К настоящему моменту были заключены и успешно реализованы контракты:

модернизация и ремонт ротора турбогенератора ТВМ-500;

изготовление и поставка запчастей для турбогенератора ТВМ-500 (маслоотделительный цилиндр, комплект контак-

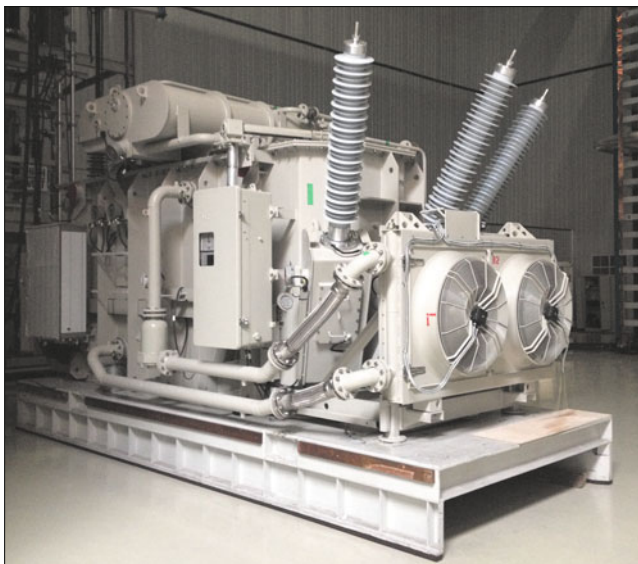


ных колец, стержней и др.); ремонт и модернизация электродвигателя 4АЗМ-8000/6000.

В 2014 г. подписан рамочный договор, ежегодно пролонгируемый, на изготовление и поставку запасных частей для ТВМ-500 и электродвигателей для филиалов ПАО «Энел Россия».

ООО «Сименс»

Воронежский завод «Сименс Трансформаторы» завершил производство 10 мобильных трансформаторов для АО «Санкт-Петербургские электрические сети». Мобильные подстанции – ответ на вызовы экстремальной погоды, непредвиденных обстоятельств и других форс-мажорных ситуаций, с которыми приходится сталкиваться электросетевым компаниям. Это отличное решение для быстрого восстановления электроснабжения после сбоя и обеспечения временно-



го электроснабжения при строительстве или замене существующего оборудования.

Инженеры компании спроектировали максимально лёгкое и компактное оборудование, позволяющее транспортировать трансформаторы на стандартных автомобильных и железнодорожных платформах. Так же, благодаря оптимизированной конструкции, мобильные трансформаторы находятся в полном сборе, заполнены маслом, готовы к немедленному подключению.

Мобильные трансформаторы крайне удобны для монтажа. Вводы высокого напряжения выполнены как воздушного, так и кабельного исполнения, что позволяет оперативно выполнять подключение к линиям электропередачи. Таким образом, время установки на объектах сокращается до нескольких часов, а вышедшая из строя подстанция может быть восстановлена за несколько дней.

«Наш завод первый наладил серийное производство мобильных трансформаторов в России и СНГ, и в наших планах дальнейшее расширение линейки мобильных трансформаторов и производство их с негорючим и экологически безопасным жидким диэлектриком MiDEL» – говорит технический директор ООО «Сименс Трансформаторы» Андрей Мозуль.

В России впервые состоялась конференция для пользователей газовых турбин «Сименс» SGT5-4000F единичной мощностью около 300 МВт. Мероприятие прошло в Санкт-Петербурге на базе нового многофункционального энергетического комплекса «Сименс Технологии Газовых Турбин» (СТГТ). В работе семинара приняли участие представители генерирующих компаний, на энергообъектах которых уже установлены газовые турбины F-класса. Так, в рамках конференции руководители Няганской, Яйвинской, Невинномысской и Каширской ГРЭС рассказали о своём опыте их эксплуатации.

Приглашённым специалистам также продемонстрировали современный «Удалённый мониторинговый центр» (УМЦ), открытый на заводе СТГТ в апреле 2016 г. для диагностики работы газотурбинного оборудования электростанций в режиме реального времени. Для анализа технического состояния турбин, работающих в России, используются данные всего парка газотурбинных установок «Сименс» (более 400 SGT5-2000E и более 300 SGT5-4000F), эксплуатирующихся по всему миру. В работе УМЦ применяется более 1000 математических моделей и привлекается многолетний опыт экспертизы аналогичного центра в Германии. УМЦ в Санкт-Петербурге повысит надёжность работы оборудования, позволит избежать внештатных ситуаций на ТЭС и ГТУ и сократит сроки сервисного обслуживания.

Специалисты предприятия рассказали о планах СТГТ по организации восстановительного ремонта рабочих и направляющих лопаток и по созданию стратегического склада запчастей.

Семинар позволил участникам поделиться опытом с коллегами с других станций и создал условия для более эффективной эксплуатации 18 ГТУ на российских электростанциях.