

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 сентябре 2015 г. составило 76,0 млрд. кВт·ч, что на 0,6% меньше объёма потребления за сентябрь 2014 г. Потребление электроэнергии в сентябре 2015 г. в целом по России составило 78,0 млрд. кВт·ч, что так же на 0,6% меньше, чем в сентябре 2014 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 сентябре 2015 г. электростанции ЕЭС России выработали 77,6 млрд. кВт·ч, что на 0,2% больше, чем в сентябре 2014 г. Выработка электроэнергии в России в целом в сентябре 2015 г. составила 79,2 млрд. кВт·ч, что на 0,1% больше выработки в сентябре прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в сентябре 2015 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 44,1 млрд. кВт·ч, что на 3,6% меньше, чем в сентябре 2014 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 13,7 млрд. кВт·ч (на 3,5% больше уровня 2014 г.), АЭС – 15,3 млрд. кВт·ч (на 7,7% больше уров-

ня 2014 г.), электростанций промышленных предприятий – 4,5 млрд. кВт·ч (на 6,0% больше уровня 2014 г.).

Снижение потребления электрической энергии в сентябре связано с более высокой по сравнению с прошлым годом среднемесячной температурой наружного воздуха. В сентябре 2015 г. её значение по ЕЭС России составило 12,7°С, что на 2°С выше, чем в сентябре прошлого года.

Максимум потребления мощности в ЕЭС России в сентябре 2015 г. составил 118 807 МВт, что на 0,1% больше аналогичного показателя сентября 2014 г.

Потребление электроэнергии за 9 мес 2015 г. в целом по России составило 752,9 млрд. кВт·ч, что на 0,1% больше, чем за тот же период 2014 г. В ЕЭС России потребление электроэнергии с начала года составило 732,5 млрд. кВт·ч, что на 0,2% меньше значения, достигнутого в январе – сентябре 2014 г.

С начала 2015 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 762,8 млрд. кВт·ч, что на 0,8% больше объёма выработки в январе – сентябре 2014 г. Выработка электроэнергии в ЕЭС России за 9 мес 2015 г. составила 746,5 млрд. кВт·ч, что на 0,7% больше показателя аналогичного периода прошлого года.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в течение 9 мес 2015 г. несли ТЭС, выработка которых составила 439,1 млрд. кВт·ч, что на 0,4% больше, чем в январе – сентябре 2014 г. Выработка ГЭС за тот же период составила 121,0 млрд. кВт·ч (на 8,6% меньше, чем за 9 мес 2014 г.), АЭС – 144,6 млрд. кВт·ч (на 10,7% больше, чем в аналогичном периоде 2014 г.), электростанций промышленных предприятий – 41,7 млрд. кВт·ч (на 3,2% больше показателя января – сентября 2014 г.).

Данные за сентябрь и 9 мес 2015 г. представлены в таблице.

ОЭС	Выработка, млрд. кВт·ч		Потребление, млрд. кВт·ч	
	Сентябрь 2015 г.	Январь – сентябрь 2015 г.	Сентябрь 2015 г.	Январь – сентябрь 2015 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	3,3 (4,4)	34,1 (1,2)	3,0 (2,1)	31,4 (1,5)
Сибири (с учётом изолированных систем)	16,2 (2,9)	151,7 (0,3)	16,4 (0,2)	154,5 (-0,4)
Урала	20,4 (1,3)	188,6 (-0,1)	20,0 (-0,9)	188,4 (-0,8)
Средней Волги	7,2 (-0,2)	77,1 (-1,1)	7,6 (-3,9)	75,6 (-1,9)
Центра	17,8 (-5,9)	172,4 (1,4)	17,5 (-0,7)	168,0 (0,2)
Северо-Запада	7,6 (2,1)	73,0 (-1,0)	6,7 (-1,3)	65,4 (-0,2)
Юга	6,7 (3,5)	66,0 (7,4)	6,9 (2,3)	69,5 (5,1)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2014 г.

17 – 18 сентября в Алуште прошло техническое совещание руководителей технологического функционального блока Системного оператора с заместителями генеральных директоров филиалов ОАО «СО ЕЭС» – объединённых диспетчерских управлений (ОДУ). Совещание проходило под руководством директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера Сергея Павлушко (к настоящему моменту он назначен заместителем председателя правления).

Открывая совещание, Сергей Павлушко сделал обзор основных событий в Единой энергетической системе России за пять месяцев с момента предыдущего технического совещания. По его словам, важным направлением работы Системного оператора в этот период стало создание необходимых режимных условий для проведения весенне-летней ремонтной кампании и изменение настроек противоаварийной автоматики в связи с вводом большого количества сетевого и генерирующего оборудования в ОЭС Сибири. Он также отметил успешные испытания кратковременной параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири и реализацию пилотных проектов по организации телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС ПМЭС ПАО «ФСК ЕЭС» в ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада.

Директор по управлению режимами ЕЭС рассказал о проведённых Системным оператором в июле – августе 2015 г. выборочных проверках наличия фактических резервов мощности на электростанциях ЕЭС России путём отдачи внеплановых диспетчерских команд на загрузку электростанций до максимальной заявленной мощности на период от одного до трёх часов. Результаты проведённых проверок на 70 электростанциях выявили необходимость повышения ответственности генерирующих компаний за корректность предоставления информации о максимально доступной нагрузке электростанций, отметил Сергей Павлушко, подчеркнув, что Системный оператор продолжит регулярное проведение таких проверок.

Одной из тем совещания стали перспективные электроэнергетические режимы энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя после ввода в работу объектов электроэнергетики первого этапа энергомоста Кубань – Крым. На первом этапе предполагается ввод нового распределительного пункта (РП) 220 кВ Тамань в Краснодарском крае, строительство в Республике Крым новой подстанции 220 кВ Кафа и реконструкция существующей подстанции 220 кВ Камыш-Бурун, а также ввод двух кабельных линий электропередачи 220 кВ, соединяющих энергосистемы Кубани и Крыма. Участники совещания обсудили планы Системного оператора по корректировке расчётных математических моделей Крымской энергосистемы и Объединённой энергосистемы Юга с учётом ввода первого этапа энергомоста Кубань – Крым, расчёту уставок (параметров настройки) противоаварийной автоматики, которые необходимо выполнить до ввода в работу энергомоста.

Член правления, директор по техническому контроллингу Павел Алексеев представил участникам совещания скорректированный порядок организации и проведения проверок готовности диспетчерских центров к работе в осенне-зимний период (ОЗП) в целях повышения эффективности и качества подготовки и проверки готовности диспетчерских центров к работе в ОЗП. Изменения предусматривают сокращение сроков проверки, количественное и качественное изменение состава комиссий, дополни-

тельные требования к организации и проведению контрольной противоаварийной тренировки, проводимой в рамках проверки готовности к ОЗП. Кроме того, на основе годового анализа технологической деятельности проверяемых диспетчерских центров будут заблаговременно определяться направления их проверки, требующие особого внимания.

Директор по энергетическим рынкам Андрей Катаев рассказал об изменениях в порядке и процедурах проведения конкурентных отборов мощности (КОМ) в 2015 г. и предложениях Системного оператора по созданию механизма долгосрочного резерва (временной консервации) генерирующего оборудования в ЕЭС России. Так, согласно утверждённому Правительством РФ в августе изменениям в Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, начиная с 2016 г. КОМ проводятся на 4 года вперёд, при этом в 2015 г. должны быть проведены два отбора мощности: на 2016 г. – до 31 октября 2015 г. и долгосрочного отбора на 2017 – 2019 гг. – до 15 декабря 2015 г.

Отборы будут проводиться по двум ценовым зонам оптового рынка – без зон свободного перетока – с единой ценой для каждой из ценовых зон. Спрос на КОМ в новой модели определяется для каждой ценовой зоны не одним значением, соответствующим прогнозируемому объёму потребления мощности на соответствующий год с учётом коэффициента резервирования, а зависимостью объёма от цены – эластичная кривая спроса. «Наклон» кривой спроса определяется ценовыми параметрами, утверждаемыми Правительством РФ. При таком принципе формирования спроса при высокой цене на мощность будет отобран требуемый объём мощности с минимально необходимым резервом мощности, а при снижении цены будет отобран дополнительный объём резерва. В новой модели перечень вынужденных генераторов, оплачиваемых покупателями, но не влияющих на формирование цены КОМ, должен быть установлен до проведения КОМ. Таким образом, в КОМ будет отобрано только востребованное генерирующее оборудование. Исключением является приостановление вывода из эксплуатации из-за угрозы нарушения надёжного электроснабжения, выданное Минэнерго России в рамках установленной процедуры.

В ходе совещания обсуждался проект организации телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерских центров Системного оператора. Целью данного проекта является повышение надёжности единой национальной электрической сети за счёт сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъекта. Директора по управлению режимами – главные диспетчеры ОДУ Юга Юрий Епишев и ОДУ Северо-Запада Михаил Говорун рассказали об опыте внедрения функций телеуправления в своих операционных зонах, а заместитель генерального директора ОДУ Средней Волги Виктор Крицкий доложил о ходе реализации совместного с ОАО «Сетевая компания» проекта по организации телеуправления оборудованием подстанций в энергосистеме Республики Татарстан.

Заместители генеральных директоров ОДУ Востока Владимир Козуб и ОДУ Сибири Михаил Шломов рассказали о результатах натурных испытаний по включению на кратковременную параллельную работу объединённых энергосистем Сибири и Востока. Результаты испытаний подтвердили возможность переноса точки раздела между энергосистемами без прекращения электроснабжения потребителей, в первую очередь – объектов РЖД. Для исключения перерывов в электроснабжении при переносе

точки раздела необходимо оснащение средствами синхронизации всех подстанций 220 кВ тягового транзита Ерофей Павлович – Могоча – Холбон.

Всего на совещании рассмотрено 17 вопросов. По итогам совещания сформировано более 25 поручений, направленных на решение актуальных вопросов по всем направлениям деятельности технологического блока Системного оператора и его филиалов – объединённых диспетчерских управлений.

Совещание руководителей технического контроллинга

24 – 25 сентября в Санкт-Петербурге, в филиале ОАО “СО ЕЭС” – ОДУ Северо-Запада, проведено совещание руководителей технического контроллинга объединённых диспетчерских управлений и исполнительного аппарата Системного оператора под руководством члена правления, директора по техническому контролю ОАО “СО ЕЭС” Павла Алексеева. Открывая совещание, Павел Алексеев подвёл итоги деятельности подразделений технического контроллинга Системного оператора с начала года. Он обратил особое внимание на вопросы взаимодействия с органами исполнительной власти, надзорными органами и субъектами электроэнергетики, в том числе при проверках готовности диспетчерских центров и субъектов электроэнергетики к работе в предстоящий осенне-зимний период (ОЗП).

В 2015 г. диспетчерские центры Системного оператора и субъекты электроэнергетики перешли на использование модернизированной версии программного продукта “База аварийности в электроэнергетике”, при внедрении которого проведён существенный объём изменений и дополнений, направленных на совершенствование процесса анализа причин аварийности и удобства работы субъектов электроэнергетики. Павел Алексеев также отметил важность внедрения нового процесса оценки технического состояния блочного генерирующего оборудования мощностью 100 МВт и выше тепловых электростанций с использованием коэффициентов аварийности.

Участники совещания обсудили вопросы подготовки сведений о готовности диспетчерских центров к работе в ОЗП, проведения контрольных противоаварийных тренировок, рассмотрели первые результаты внедрения процесса проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) на объектах электроэнергетики и подвели итоги проверок технологической деятельности диспетчерских центров ОАО “СО ЕЭС”, проведённых в 2015 г. По результатам обсуждения отмечена необходимость повышения эффективности внутреннего контроля качества основных деловых процессов.

Начальник департамента технического аудита Дмитрий Птах доложил об организации в диспетчерских центрах процесса мониторинга топливообеспечения тепловых электростанций. Он акцентировал внимание на деятельности диспетчерских центров Системного оператора по согласованию величин нормативных неснижаемых и аварийных запасов топлива.

Заместитель начальника департамента технического контроля Андрей Лишуди доложил о проводимом диспетчерскими центрами анализе аварийности в энергосистемах, остановившись на выявленных недостатках в деятельности подразделений технического контроллинга региональных диспетчерских управлений и путях их устранения. Кроме того, Андрей Лишуди довёл до сведения участников совещания информацию о планируемых изме-

нениях в Правилах расследования причин аварий в электроэнергетике и Правилах охраны труда при эксплуатации электроустановок.

В ходе совещания также обсуждался ряд выявленных недостатков в деятельности подразделений технического контроллинга, пути их устранения и предложения по совершенствованию деятельности.

Развитие отраслевой стандартизации

1 сентября вступили в силу два национальных стандарта Российской Федерации в группе “Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление” – ГОСТ Р 56302 – 2014 “Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования” и ГОСТ Р 56303 – 2014 “Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению”. Новые национальные стандарты разработаны ОАО “СО ЕЭС” совместно с ФГУП “ВНИИИМАШ”. ГОСТ Р 56302 и ГОСТ Р 56303 утверждены приказами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 12 декабря 2014 г. № 1983-ст и № 1984-ст соответственно.

Стандарты устанавливают нормы и требования для Системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, собственников и иных законных владельцев электростанций и объектов электросетевого хозяйства.

Национальный стандарт ГОСТ Р 56302-2014 “Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования” определяет требования к присвоению диспетчерских наименований объектам электроэнергетики класса напряжения 35 кВ и выше, а также оборудованию указанных объектов электроэнергетики. Эти требования должны применяться при присвоении диспетчерских наименований строящимся объектам электроэнергетики, а также действующим объектам электроэнергетики при их реконструкции или переименовании оборудования по инициативе собственников.

Национальным стандартом ГОСТ Р 56303–2014 “Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению” определены требования к разработке, согласованию и утверждению нормальных и временных нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики.

Совершенствование системы отраслевого нормативно-технического регулирования путём разработки национальных стандартов в области оперативно-диспетчерского управления является одной из важных задач ОАО “СО ЕЭС”, закреплённых в технической политике компании. Кроме того, работа по стандартизации в электроэнергетике, направленная на формирование единой технической политики в отрасли, входит в число основных задач Технического комитета по стандартизации ТК 016 “Электроэнергетика”, базовой организацией которого является ОАО “СО ЕЭС”.

Процесс стандартизации в области оперативно-диспетчерского управления начал развиваться в 2012 г., когда был принят национальный стандарт, устанавливающий нормы и требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими ре-

жими энергосистем (ГОСТ Р 55105 – 2012, действует с 1 июля 2013 г.). К настоящему моменту вступили в силу национальные стандарты по вопросам взаимодействия субъектов электроэнергетики при создании, модернизации и организации эксплуатации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (ГОСТ Р 55438 – 2013, действует с 1 апреля 2014 г.), осуществления переключений в электроустановках (ГОСТ Р 55608 – 2013, действует с 1 июля 2014 г.), регулирования частоты и перетоков активной мощности (ГОСТ Р 55890 – 2013, действует с 1 сентября 2014 г.). Системным оператором ведётся работа над национальными стандартами по вопросам планирования развития энергосистем, надёжности и устойчивости энергосистем и ряду других направлений.

Повышение эффективности оперативно-диспетчерского управления

С 1 сентября 2015 г. состав диспетчерской смены филиала ОАО “СО ЕЭС” – Московского РДУ – увеличен с трёх до четырёх человек для повышения качества и надёжности оперативно-диспетчерского управления Московской энергосистемы. Необходимость организационных изменений возникла в связи с высокой загруженностью диспетчерского персонала Московского РДУ, которая обусловлена особенностями энергосистемы Москвы и Московской обл. – самой крупной региональной энергосистемы в нашей стране. В перечень объектов диспетчеризации Московского РДУ включены более 17 тыс. единиц электросетевого и генерирующего оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, средств и систем диспетчерского и технологического управления. В диспетчерском управлении Московского РДУ находятся 256 линий электропередачи. В нормальной схеме электрической сети 110 – 220 кВ Московской энергосистемы для ограничения уровня токов короткого замыкания выполнена 121 точка деления сети, кроме того ещё 30 точек деления сделаны по другим факторам управления электроэнергетическим режимом. Деление сети значительно усложняет создание ремонтных схем и требует постоянного выполнения большого объёма переключений, связанных с переносом существующих точек деления для организации ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Ежегодный прирост потребления электроэнергии и мощности в Московском регионе составляет от 2 до 4%. На протяжении нескольких лет сохраняются высокие темпы строительства и ввода в эксплуатацию сетевого и генерирующего оборудования. По сравнению с 2006 г. число объектов электроэнергетики в операционной зоне Московского РДУ увеличилось на 6%, число линий электропередачи, являющихся объектами диспетчеризации Московского РДУ, – на 14%. В соответствии со схемой и программой развития Единой энергетической системы России до 2019 г. в энергосистеме Москвы и Московской области планируется ввести в работу ещё 158 объектов электроэнергетики.

Дальнейшее увеличение объёма загрузки диспетчерского персонала без принятия организационных решений могло повлечь за собой возрастание рисков ошибочных действий диспетчерского персонала при управлении электроэнергетическим режимом и ликвидации нарушений нормального режима в энергосистеме, увеличение длительности производства переключений по выводу в ремонт и вводу в работу линий и оборудования, и, как следствие, к снижению надёжности и качества выполнения функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Москвы и Московской области в целом. Для ис-

ключения рисков было принято решение о разделении функций выполнения переключений, предотвращения и ликвидации технологических нарушений между двумя диспетчерами по территориальному принципу на две зоны (г. Москва и Московская обл.).

Реализация организационных и технических мероприятий по изменению состава диспетчерской смены проходила в соответствии с концепцией оптимизации организационной структуры Московского РДУ, утверждённой первым заместителем председателя правления ОАО “СО ЕЭС” Николаем Шульгиновым. Документ был разработан специально созданной рабочей группой под председательством заместителя генерального директора ОДУ Центра Владимира Литвинова. В состав рабочей группы вошли представители ОДУ Центра и Московского РДУ.

Приказом ОАО “СО ЕЭС” была утверждена новая организационная структура Московского РДУ, предусматривающая увеличение числа диспетчеров с 18 до 24 человек. В составе Оперативно-диспетчерской службы Московского РДУ для качественной подготовки вновь принятых диспетчеров и повышения профессионального уровня диспетчерского персонала создан Отдел по совершенствованию работы диспетчерского персонала. Разработаны и утверждены новые и пересмотрены действующие организационно-штатные документы, внесены изменения в диспетчерскую документацию.

Приняты и подготовлены по разработанным индивидуальным программам подготовки к самостоятельной работе шесть диспетчеров. Проведены контрольные противоаварийные тренировки для смен, состоящих из четырёх диспетчеров, а также тренировка по переводу диспетчерского управления в резервные помещения диспетчерского управления Московского РДУ. Выполнены технические мероприятия для организации дополнительных рабочих мест для четвёртого диспетчера в диспетчерском пункте и резервных помещениях диспетчерского управления Московского РДУ.

Внесены изменения в формы отображения оперативно-информационного комплекса “СК-2007” и создан дополнительный фильтр в программно-аппаратном комплексе “Заявки” в части определения принадлежности объектов диспетчеризации энергорайонам Москвы и Московской обл.

Изменение организационной структуры Московского РДУ произведено с учётом опыта работы Филиала ОАО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области”, который в июне 2013 г. перешёл на двухуровневую модель диспетчерской смены с увеличением численности диспетчеров, заступающих на дежурство, с трёх до пяти человек. Зона функциональной ответственности в смене была разделена на два уровня: в зависимости от класса напряжения объектов диспетчеризации – 500 кВ или 110 – 220 кВ.

Совершенствование технологии управления оборудованием подстанций ЭЭС России

В сентябре в энергосистемах Кубани и Санкт-Петербурга введены в промышленную эксплуатацию системы дистанционного управления (телеуправления) коммутационным оборудованием шести подстанций и одного распределительного пункта из диспетчерских центров ОАО “СО ЕЭС” и центров управления сетями дочернего предприятия ПАО “Россети” – ПАО “ФСК ЕЭС”. С 21 сентября осуществляется телеуправление оборудованием подстанций (ПС) 220 кВ Поселковская и Псоу, а

также распределительного пункта 220 кВ Черноморская в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея; с 7 сентября – подстанций 330 кВ Завод Ильич и Василеостровская и ПС 220 кВ Проспект Испытателей в энергосистеме Санкт-Петербурга.

Все эти объекты сетевой инфраструктуры были отобраны для осуществления пилотного проекта по организации телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерских центров ОАО “СО ЕЭС” и центров управления сетями (ЦУС) ПАО “ФСК ЕЭС”, так как по своим характеристикам являются “подстанциями нового поколения” – на них установлены современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие реализовать функцию дистанционного управления.

Телеуправление подстанциями позволяет повысить надёжность единой национальной электрической сети за счёт сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов. Кроме того, дистанционное управление позволяет повысить качество управления электроэнергетическим режимом объединённых и региональных энергосистем за счёт повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети и сокращения временного диапазона применения иных режимных мероприятий на время производства переключений.

Управление оборудованием подстанций в энергосистеме Краснодарского края осуществляется из диспетчерского центра (ДЦ) филиала ОАО “СО ЕЭС” – Кубанского РДУ, а в энергосистеме Санкт-Петербурга – из диспетчерских центров филиалов ОАО “СО ЕЭС” – ОДУ Северо-Запада и Ленинградского РДУ, а также ЦУС филиала ПАО “ФСК ЕЭС” – Ленинградского ПМЭС.

По результатам реализации пилотного проекта специалистами группы компаний “Россети” и ОАО “СО ЕЭС” будут внесены изменения в стандарты (типовые инструкции) по переключениям, предотвращению развития и ликвидации нарушений, иные нормативно-технические документы, а также определены типовые технические требования по организации дистанционного управления объектами электросетевого комплекса.

Разработка и осуществление мероприятий по реализации функции дистанционного управления велась совместной рабочей группой в составе представителей ПАО “Россети” и его дочернего общества – ПАО “ФСК ЕЭС” и ОАО “СО ЕЭС”.

Для реализации возможности телеуправления коммутационным оборудованием подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и центров управления сетями внесены необходимые изменения в программное обеспечение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций. Также выполнены мероприятия по настройке программно-технического комплекса ЦУС Ленинградского ПМЭС и оперативно-информационного комплекса (ОИК) диспетчерских центров Системного оператора, осуществляющих функцию телеуправления, пересмотрена необходимая оперативная документация и проведено обучение оперативного и диспетчерского персонала. Кроме того, приняты необходимые меры по обеспечению информационной безопасности объектов энергетики, телеуправление оборудованием которых осуществляется из ДЦ и ЦУС, и каналов связи, по которым оно осуществляется.

Рынки

Проведённый специалистами Системного оператора анализ причин существенных отклонений основных контролируемых параметров электроэнергетического режима ЕЭС России от нормативных значений в июне 2015 г. выявил факты неучтённых ограничений максимальной мощности электростанций, готовой к несению нагрузки, связанных в том числе с высокой температурой наружного воздуха. С целью снижения рисков выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений Системный оператор в июле – августе 2015 г. провёл выборочные проверки наличия фактических резервов мощности на электростанциях ЕЭС России. Проверки осуществлялись путём отдачи внеплановых диспетчерских команд на загрузку электростанций до максимальной заявленной мощности на период от одного до трёх часов.

Проверки проводились в соответствии с Регламентом оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России, который является приложением к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Всего за июль – август выборочная проверка проведена на 70 электростанциях, проверено 93 групповых объекта управления (ГОУ), в отношении которых Системным оператором отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы. Проверка проводилась 2 раза и более на 35 ГОУ, 18 из которых не подтвердили максимальную заявленную мощность. Среди них электростанции АО “ДГК”, АО “ТГК-11”, ПАО “Т Плюс”, ЗАО “Нижневартовская ГРЭС”, ОАО “Э. ОН Россия”, ООО “ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго”, ООО “ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго”, АО “Интер РАО – Электрогенерация”, ПАО “Мосэнерго”.

По словам директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера ОАО “СО ЕЭС” Сергея Павлушко, результаты выборочных проверок показывают необходимость повышения ответственности генерирующих компаний за корректность предоставления информации о максимально доступной нагрузке электростанций.

Выборочные проверки наличия фактических резервов мощности на электростанциях ЕЭС России будут и в дальнейшем регулярно проводиться Системным оператором.

Обеспечение вводов энергообъектов и проведения испытаний оборудования

Филиалы ОАО “Системный оператор Единой энергетической системы” – ОДУ Сибири и Иркутское РДУ – разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для включения в работу новой подстанции 220 кВ Восточная ОАО “Иркутская электросетевая компания”. Подстанция (ПС) 220 кВ Восточная в комплексе с двухцепной линией электропередачи (ВЛ) 220 кВ Иркутская – Восточная поставлена под напряжение 8 сентября.

Энергообъект станет третьим центром питания класса напряжения 220 кВ, обеспечивающим электроснабжение потребителей в правобережной части Иркутска и Иркутском районе. Трансформаторная мощность подстанции – 500 МВ·А, сопоставима с суммарной мощностью двух действующих здесь центров питания: ПС 220 кВ Байкальская и Правобережная, суммарная мощность которых составляет 563 МВ·А.

Ввод подстанции в эксплуатацию позволит обеспечить присоединение к электрическим сетям новых потребителей, а также реализацию крупных проектов в сфере строи-

тельства, среди которых возведение нового международного аэропорта в Иркутске.

Проектирование и строительство энергообъекта ОАО «Иркутская электросетевая компания» началось в 2012 г. в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетики Иркутской обл. до 2018 г., разработанной при участии Системного оператора.

На этапе проектирования и строительства ПС 220 кВ Восточная специалисты ОДУ Сибири и Иркутского РДУ принимали участие в согласовании технического задания, рассмотрении и согласовании проектной документации, технических условий на технологическое присоединение подстанции к электрическим сетям, а также проверке их выполнения.

Для обеспечения устойчивой работы нового энергообъекта в составе Иркутской энергосистемы специалистами Системного оператора выполнены расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, определены параметры настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики ПС 220 кВ Восточная и прилегающей электрической сети, протестированы телеметрические системы сбора и передачи информации в диспетчерские центры Системного оператора.

Включение новой подстанции в сеть осуществлялось в соответствии с программой, разработанной при участии специалистов Иркутского РДУ и ОДУ Сибири. Реализованные Системным оператором мероприятия позволили осуществить весь комплекс работ по вводу ПС 220 кВ Восточная без перерывов в электроснабжении потребителей и нарушения графиков ремонта оборудования электросетевых и генерирующих компаний.

Специалисты филиалов ОАО «СО ЕЭС» – ОДУ Сибири и Красноярского РДУ – разработали и реализовали комплекс режимных мероприятий для проведения испытаний и ввода в работу нового энергоблока № 3 Березовской ГРЭС в Шарыповском районе Красноярского края. Комплексные испытания энергоблока № 3 Березовской ГРЭС мощностью 800 МВт успешно завершились 23 сентября. Реализация проекта началась в 2011 г. в рамках инвестиционной программы ОАО «Э. ОН Россия». С вводом в эксплуатацию нового энергоблока установленная мощность Березовской ГРЭС достигнет 2400 МВт.

Испытания нового энергоблока Березовской 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, согласованной Системным оператором, тестировалась работа энергоблока в различных эксплуатационных режимах. Во время испытаний энергоблок непрерывно работал с номинальной нагрузкой в течение 72 ч, с минимальной нагрузкой – в течение 8 ч. Также были проверены параметры регулировочного диапазона генерирующего оборудования.

В процессе проектирования и строительства нового 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 нового энергоблока специалисты Красноярского РДУ приняли участие в контроле выполнения технических условий и приёмке в эксплуатацию каналов связи и системы сбора и передачи телеметрической информации с объекта энергетики в диспетчерские центры Системного оператора.

В ходе подготовки к комплексным испытаниям специалистами ОДУ Сибири и Красноярского РДУ выполнены расчёты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики Березовской ГРЭС и связанных с ней сетевых объектов Красноярской энергосистемы с учётом ввода нового энергоблока.

Во время испытаний генерирующего оборудования с включением его на параллельную работу с Единой энергосистемой России специалисты Системного оператора обеспечили поддержание параметров электроэнергетического режима в допустимых значениях. Успешное завершение испытаний подтвердило готовность нового энергоблока к промышленной эксплуатации.

Ввод в работу энергоблока № 3 Березовской ГРЭС повысит надёжность электроснабжения потребителей энергосистемы Красноярского края и ОЭС Сибири в целом. В частности, новый генерирующий объект поможет в решении проблемы дефицита мощности при низком притоке воды в водохранилища гидроэлектростанций Сибири.

Международное сотрудничество

24 сентября в Москве состоялось 29-е заседание Комиссии по оперативно-технической координации совместной работы энергосистем стран Содружества независимых государств и Балтии (КОТК). Участники совещания рассмотрели проекты новых редакций «Методики мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности», утверждённой решением Электроэнергетического совета СНГ (ЭЭС СНГ) от 12 октября 2007 г., и «Правил и рекомендаций по регулированию частоты и перетоков», утверждённых решением ЭЭС СНГ от 29 мая 2009 г. Пересмотр нормативно-технических документов осуществлялся рабочей группой КОТК «Регулирование частоты и мощности» под руководством начальника службы внедрения режимной и противоаварийной автоматики ОАО «СО ЕЭС» Евгения Сацука.

Основной причиной разработки новых редакций документов стала необходимость их регулярного пересмотра и приведения в соответствие с национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55890 – 2013 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования», вступившим в силу 1 сентября 2014 г.

Методика определяет принципы контроля участия в регулировании частоты и перетоков активной мощности каждой из параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии. На основании данной методики ведётся мониторинг выполнения энергосистемами действующих правил в части управления режимами по частоте и перетокам при параллельной работе. Правила и рекомендации устанавливают требования и рекомендации при регулировании режимов работы по частоте и перетокам активной мощности для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах.

По результатам рассмотрения, участники заседания согласовали новые редакции документов и приняли решение о представлении их на утверждение на очередном 48-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ в октябре 2015 г.

В связи с изменениями в структуре компаний электроэнергетической отрасли и кадровыми изменениями участники совещания актуализировали состав комиссии по опе-

ративно-технической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии. В состав комиссии был включён представитель ПАО “Россети”. Представители этой компании также вошли в состав постоянных рабочих групп КОТК. Кроме того, руководителем рабочей группы “Планирование и управление” назначен заместитель директора по управлению развитием ЕЭС ОАО “СО ЕЭС” Дмитрий Афанасьев. Ранее эту группу возглавлял директор по управлению развитием ЕЭС Александр Ильенко.

Также в ходе заседания КОТК рассмотрены вопросы подготовки энергосистем стран СНГ и Балтии к осенне-зимнему периоду 2015/16 г., информация об организации мониторинга качества регулирования сальдо-перетоков активной мощности в энергосистемах стран СНГ и Балтии и другие вопросы.

В заседании приняли участие члены комиссии от Армении, Беларуси, Казахстана, Кыргызстана, Молдовы, Российской Федерации, Узбекистана, а также представитель Координационного диспетчерского центра Объединённой энергосистемы Центральной Азии (КДЦ “Энергия”). В качестве наблюдателей в работе совещания приняли участие представители энергетических компаний стран Балтии и делегация системного оператора энергосистемы Грузии.

Очередное 30-е заседание Комиссии по оперативной-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии решено провести 31 марта – 1 апреля 2016 г. в Российской Федерации.

Назначения

Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер ОАО “Системный оператор Единой энергетической системы” Сергей Павлушко 21 сентября назначен на должность заместителя председателя правления ОАО “СО ЕЭС”. В новой должности Сергей Павлушко будет руководить работой технологического функционального блока компании. Ранее руководство технологическим блоком осуществлял первый заместитель председателя правления ОАО “СО ЕЭС” Николай Шульгинов, 15 сентября 2015 г. возглавивший ПАО “РусГидро”.

Сергей Павлушко родился 1 мая 1974 г. в Пятигорске Ставропольского края. Имеет два высших образования: в 1996 г. окончил Ставропольский политехнический институт (сейчас – Северо-Кавказский федеральный университет) по специальности “Электроэнергетические системы и сети”, получив квалификацию инженера, а в 2003 г. в этом же вузе получил квалификацию экономиста. После окончания института в 1996 г. работал в Пятигорске на предприятии Центральные электросети электромонтёром-рейщиком. В 1998 г., пройдя службу в Вооружённых силах России, пришёл на работу в филиал ОАО РАО “ЕЭС России” – Объединённое диспетчерское управление энергосистемами Северного Кавказа, где работал диспетчером. В 2002 г. при образовании филиала ОАО “Системный оператор – Центральное диспетчерское управление ЕЭС” – ОДУ Юга – Сергей Павлушко принят на должность диспетчера оперативно-диспетчерской службы, в 2003-м назначен начальником этой службы, а в 2005-м – заместителем главного диспетчера ОДУ Юга. В этой должности проработал до 2007 г., после чего был приглашён на должность заместителя главного диспетчера ОАО “Системный оператор ЕЭС”. С июля 2010 г. Сергей Павлушко работал в должности директора по управлению режимами ЕЭС – главного диспетчера ОАО “СО ЕЭС”. Избран в состав правления ОАО “СО ЕЭС” в марте 2011 г.

ОАО “Российские сети”

В рамках соглашения о взаимодействии между Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору и “Россетями” состоялось уже традиционным совместное совещание представителей Ростехнадзора и компании в формате видеоконференции. Видеоконференция собрала более 200 участников, включая заместителя генерального директора – главного инженера Александра Фаустова и начальника отдела по надзору за электрическими сетями управления государственного энергетического надзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Александра Померанцева.

В ходе мероприятия было заявлено, что в ряде филиалов дочерних структур “Россетей” завершены внеплановые проверки на основании ежегодного приказа Ростехнадзора “О контроле хода подготовки и оценке готовности объектов электроэнергетики и теплоснабжения к работе в осенне-зимний период 2015/16 г.”, идёт устранение замечаний, влияющих на обеспечение надёжного электроснабжения в осенне-зимний период 2015/16 г.

Также было отмечено, что в филиалах полным ходом идёт проверка их готовности к ОЗП 2015/16 г. По состоянию на 24 сентября из 147 филиалов дочерних структур ПАО “Россети” в 49 филиалах уже подписаны акты готовности к работе в ОЗП 2015/16 г., в 46 филиалах проходит проверка готовности. Участники подчеркнули, что в компаниях группы “Россети” нет не выполненных в установленные сроки предписаний, ранее выданных Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Положительных оценок удостоилась совместная работа по выявлению и анализу существующих недостатков, нарушений в работе электросетевых компаний, подчеркнута важность продолжения диалога представителей Ростехнадзора и “Россетей”, в том числе во время работы комиссий по оценке готовности к работе в ОЗП 2015/16 г. Минэнерго России.

В Сочи под руководством генерального директора ПАО “Россети” Олега Бударгина состоялось выездное совещание о ходе подготовки объектов электросетевого комплекса дочернего общества ПАО “Кубаньэнерго” к предстоящему осенне-зимнему периоду 2015/16 г. В ходе встречи глава Кубаньэнерго Александр Гаврилов доложил, что подготовка распределительного электросетевого комплекса Краснодарского края и Республики Адыгея, входящих в эксплуатационную зону ответственности компании, к прохождению осенне-зимнего максимума нагрузок находится на завершающем этапе. По основным показателям выполнение ремонтной кампании идёт опережающими темпами.

Основной объём ремонтной программы в Кубаньэнерго уже выполнен. С начала года специалисты компании отремонтировали порядка 80 подстанций 35 – 110 кВ (101% плана), более 2,2 тыс. км линий электропередачи различных классов напряжения (111% плана). Проведена расчистка 700 га трасс линий электропередачи и расширение 120 га просек ВЛ. При этом большой объём работ выполнен собственными силами – без привлечения подрядных организаций.

Также в целях успешного прохождения ОЗП обеспечена готовность резервных источников питания – дизельных электростанций, и мобильных бригад, укомплектованных

всеми необходимыми средствами защиты и связи. Аварийный запас оборудования укомплектован на 100%.

Наиболее пристальное внимание при подготовке к прохождению предстоящего ОЗМ нагрузок уделяется состоянию сетей, которые обеспечивают электроснабжение социально-значимых объектов региона.

В филиалах компании с 15 сентября проходит второй этап внутренней проверки с участием представителей Ростехнадзора, после которой планируется подписать соответствующие акты готовности к зиме. В целом готовность ПАО «Кубаньэнерго» к ОЗП 2015/16 г. будет проверять комиссия Министерства энергетики Российской Федерации. Согласно плану-графику, эта работа должна завершиться до 15 октября.

17 сентября на заседании конкурсной комиссии в фонде «Сколково» состоялся очный отбор победителей конкурса «Энергопрорыв-2015». На сессии финалисты конкурса представили свои проекты экспертному жюри. Высокое качество проектов побудило конкурсную комиссию объявить победителями максимальное количество команд. Награждение победителей состоится 20 – 22 октября 2015 г. на площадке Международного электро-энергетического форума RUGRIDS-ELECTRO.

Шорт-лист проектов конкурса «Энергопрорыв-2015»:

Система диагностики состояния изолирующих подвесок в сетях 110 кВ и выше (Дмитрий Титов, г. Камышин);

i-TOR-110 – автономный узел коммерческого учёта электроэнергии для воздушных сетей 110 кВ (Андрей Медведев, г. Екатеринбург);

Магнитооптический измерительный преобразователь переменного тока и электрооптический измерительный преобразователь переменного напряжения (Сергей Сергеев, г. Санкт-Петербург);

Устройство для контроля остаточного срока службы бумажной изоляции трансформаторов (Айдар Сабитов, г. Казань);

Новая защита при обрывах фазных и нулевого проводов на ВЛ 0,4 кВ на базе микропроцессорного счётчика (Алексей Млоток, г. Челябинск);

Интеллектуальная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем (Александр Волошин, г. Москва);

Автоматизированный контроль температуры токоведущих цепей энергетических объектов (Василий Кислицын, г. Санкт-Петербург);

Интеллектуальный воздушный мониторинг протяжённых объектов инфраструктуры (Ольга Еремина, г. Москва);

Разработка комбинированных электронных трансформаторов тока и напряжения среднего напряжения (Леонид Перельгин, г. Ярославль);

Высокоточное определение мест повреждений воздушных и кабельных линий электропередачи с точностью ± 1 м (Ксения Саввина, г. Новочеркасск);

Устройство отбора мощности с фазного провода воздушной линии электропередачи (Иван Золотарев, г. Камышин);

Создание центра мониторинга и управления процессом формирования полезного отпуска электроэнергии в режиме реального времени (Евгений Бусыгин, г. Ижевск);

Разработка модели поддержки принятия решений в системе управления жизненным циклом электросетевых активов (Александра Хальясмаа, г. Екатеринбург, вне конкурса).

Конкурс «Энергопрорыв» проводится с 2013 г. при поддержке ПАО «Россети» и нацелен на привлечение студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов самого разного профиля к поиску инновационных нестандартных решений для электросетевого комплекса.

Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

Федеральная сетевая компания завершает работу по подготовке электрической сети в Приволжском федеральном округе к ОЗП 2015/16 г. Общий объём инвестиций в ремонтную кампанию составит около 1,5 млрд. руб. Об этом было сказано на заседании Федерального штаба по вопросу подготовки субъектов электроэнергетики региона к ОЗП. На территории Приволжья располагаются филиал ФСК ЕЭС – МЭС Волги, а также Пермское и Оренбургское предприятия МЭС Урала. Всего в надёжном энергообеспечении потребителей в регионе задействованы 143 подстанции суммарной установленной мощностью 49,4 тыс. МВ·А, а также 28,8 тыс. км линий электропередачи ФСК напряжением до 500 кВ включительно.

На сегодняшний день ремонтная кампания реализуется с учётом запланированного графика. Произведена расчистка 2,75 тыс. га трасс линий электропередачи, отремонтировано более 1200 единиц коммутационного оборудования на подстанциях, произведены ремонтные работы на линиях электропередачи. До конца года планируется поставить под напряжение новую 285-километровую линию электропередачи 500 кВ для выдачи мощности Костромской ГРЭС.

ФСК ЕЭС заключила 41 соглашение о взаимодействии с подразделениями МЧС, Росгидрометом и подрядными организациями. С начала года в Приволжье проведено 20 совместных тренировок с МЧС и органами власти, а также более 2,5 тыс. противоаварийных и противопожарных тренировок. За 8 мес текущего года удельная аварийность в регионе снизилась на 8%.

У компании имеется достаточный аварийный резерв – 160 опор линий электропередачи, 125 высоковольтных выключателей и 324 измерительных трансформатора. Также при необходимости могут быть использованы резервные источники питания общей мощностью 17,6 МВт.

Федеральная сетевая компания ввела в работу новую линию электропередачи 220 кВ Благовещенская – Варваровка в Амурской обл. Благодаря её появлению будет значительно повышена надёжность электроснабжения Благовещенска и Благовещенского района Амурской энергосистемы. Трасса новой линии электропередачи протяжённостью около 110 км проходит по территории Благовещенского, Тамбовского и Октябрьского районов Приамурья. На пересечении энергообъекта с судоходной рекой Зeya возведён специальный высоковольтный переход: длина пролёта 1260 м, высота опор достигает 140 м. Провод, изоляция и арматура на переходе выполнены по особой технологии, повышающей устойчивость к механическим нагрузкам, возникающим при образовании гололёда.

В ходе строительства линии электропередачи была проведена модернизация двух действующих центров питания 220 кВ. На подстанциях Варваровка и Благовещенская реконструированы открытые распределительные устройства 220 кВ, смонтировано современное оборудование.

Ввод в эксплуатацию нового оборудования подстанций и линии электропередачи обеспечит так называемую кольцевую схему транзита электроэнергии на подстанцию 220 кВ Благовещенская. Это позволит проводить плановые ремонтные и аварийные работы на энергообъектах, не нарушая электроснабжение потребителей областного центра и прилегающих районов.

АО «Атомэнергомаш»

С производственной площадки ПАО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отгружен комплект шумоглушителей паровых сбросов котла-утилизатора П-146 для Верхнетагильской ГРЭС. Оборудование, выполненное для строящегося парогазового энергоблока № 12 мощностью 420 МВт, предназначено для обеспечения соблюдения экологических требований в части звуковой мощности выбрасываемого в атмосферу потока пара.

Шумоглушители паровых сбросов будут установлены на выхлопе паровых предохранительных клапанов и размещены на кровле главного корпуса ГРЭС. Их масса – от 1,8 до 4,8 т, диаметр корпуса от 1600 до 2600 мм. Шумоглушители состоят из объединённых в один корпус трёх частей (нижняя часть – дроссельный блок, средняя – ступень шумопоглощения, верхняя – устройство для защиты от атмосферных осадков).

Срок службы данного оборудования – не менее 40 лет. Конструкторская документация на шумоглушители разработана конструкторами Департамента утилизационных котлов АО «ИК «ЗИОМАР».

С 1 по 3 сентября 2015 г. в Вене состоялась техническая конференция МАГАТЭ по технологии оценки новых программ по ядерной энергии в странах-новичках. Целью данного мероприятия было предоставить информацию странам, желающим строить АЭС, об имеющихся современных ядерных технологиях и практические рекомендации и подходы к рациональному выбору наиболее приемлемых для них типов реакторных установок. В работе конференции с докладом «Технология ВВЭР. Настоящее и будущее» выступил главный специалист ОКБ «ГИДРОПРЕСС» Григорий Пономаренко. В ходе презентации на практических примерах была продемонстрирована конкурентоспособность технологии ВВЭР, возможность её реализации в разных странах мира, а также её потенциал в рамках эволюционного и инновационного создания установок поколений III+ и IV.

Практическая часть конференции проводилась по методике МАГАТЭ, представленной Марком Харпером и Стефаном Шульцем. Представители стран-новичков были ознакомлены с характеристиками всей линейки реактор-

ных установок – большой, средней и малой мощностей, проекты которых уже лицензированы в различных странах – владельцах технологий, или будут разработаны в ближайшей перспективе.

В конференции приняли участие представители свыше 20 стран Европы, Азии, Африки, Северной и Южной Америки.

В Волгодонском филиале «АЭМ-технологии» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) успешно завершены гидравлические испытания реактора ВВЭР-1200 для первой атомной станции, строящейся в Белоруссии. Операция производилась в специальном стенде гидроиспытаний. Корпус реактора был перемещён в стенд краном грузоподъёмностью 600 т и установлен в проектное положение. В соответствии с технологией в ходе испытаний в корпусе реактора создаётся максимальное давление 24,5 МПа. По итогам была подтверждена прочность и плотность основного металла и сварных соединений изделия.

«Наши специалисты приложили большие усилия для воссоздания и совершенствования этой уникальной операции. Была проделана большая работа – восстановлен и усовершенствован стенд гидроиспытаний, полностью заменена система насосного оборудования и контрольно-измерительных приборов. Появилась возможность отслеживать процесс испытаний в режиме реального времени, удалось значительно повысить точность полученных результатов. Благодаря командной работе сотрудников завода производственная операция прошла успешно», – подчеркнул генеральный директор АО «АЭМ-технологии» Игорь Котов.

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 при разгерметизации контура.

Островецкая АЭС – проект по строительству атомной электростанции типа АЭС-2006, который реализуется в 18 км от Островца (Гродненская обл., Республика Беларусь). Проект реакторной установки станции разработан входящим в «Атомэнергомаш» АО «ОКБ Гидропресс», который осуществляет авторский надзор и конструкторское сопровождение. Первый энергоблок планируется ввести в эксплуатацию в 2018 г., второй – в 2020 г.