

НОВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

Системный оператор Единой энергетической системы

Выработка и потребление электроэнергии и мощности

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в 2018 г. составило 1055,5 млрд кВт·ч, что на 1,5% больше объёма потребления в 2017 г. Потребление электроэнергии в целом по России в 2018 г. составило 1076,1 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше, чем в 2017 г. Выработка электроэнергии в России в 2018 г. составила 1091,6 млрд кВт·ч, что на 1,7% больше, чем в 2017 г. Электростанции ЕЭС России выработали 1070,9 млрд кВт·ч, что на 1,6% больше, чем в 2017 г.

Суммарные объёмы потребления и выработки электроэнергии в целом по России складываются из показателей электропотребления и выработки объектов, расположенных в Единой энергетической системе России, и объектов, работающих в технологически изолированных территориальных энергосистемах (Таймырского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области, Чукотского автономного округа). Фактические показатели работы энергосистем технологически изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в 2018 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 620,1 млрд кВт·ч, что на 1,4% меньше, чем в 2017 г. Выработка ГЭС за 2018 г. составила 183,8 млрд кВт·ч (на 2,7% больше, чем в 2017 г.). АЭС в 2018 г. выработано 204,1 млрд кВт·ч, что на 0,7% больше объёма электроэнергии, выработанной в 2017 г. Электростанции промышленных предприятий за 2018 г. выработали 62,0 млрд кВт·ч (на 3,0% больше, чем в 2017 г.).

Максимум потребления электрической мощности в ЕЭС России в 2018 г. зафиксирован 24 декабря. Его значение составило 151 877 МВт, что на 0,5% больше аналогичного показателя 2017 г.

Увеличение потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России в 2018 г. обусловлено температурным фактором: в марте и декабре 2018 г. в энергосистеме наблюдалось существенное снижение среднемесячной температуры наружного воздуха относительно аналогичного показателя 2017 г. – соот-

ветственно на 6,0 и 4,7°C. Более низкая по сравнению с показателями 2017 г. среднемесячная температура воздуха была также в феврале и ноябре 2018 г.

Потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в декабре 2018 г. составило 103,3 млрд кВт·ч, что на 3,8% больше объёма потребления за декабрь 2017 г. Потребление электроэнергии в декабре 2018 г. в целом по России составило 105,4 млрд кВт·ч, что так же на 3,8% больше, чем в декабре 2017 г.

В декабре 2018 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 107,5 млрд кВт·ч, что на 4,7% больше, чем в декабре 2017 г. Электростанции ЕЭС России в декабре 2018 г. выработали 105,4 млрд кВт·ч электроэнергии, что также на 4,7% больше выработки в декабре 2017 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в декабре 2018 г. несли ТЭС, выработка которых составила 65,4 млрд кВт·ч, что на 5,2% больше, чем в декабре 2017 г. Выработка ГЭС за тот же месяц составила 14,2 млрд кВт·ч (на 1,1% меньше, чем в декабре 2017 г.), АЭС – 20,0 млрд кВт·ч (на 8,3% больше, чем в декабре 2017 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,7 млрд кВт·ч (на 2,6% больше показателей декабря 2017 г.).

Максимум потребления мощности по ЕЭС России в декабре 2018 г. составил 151 877 МВт, что больше максимума потребления мощности в декабре 2017 г. на 3,7%.

Увеличение потребления электроэнергии и мощности в декабре 2018 г. относительно того же месяца 2017 г. связано с температурным фактором: среднемесячная температура наружного воздуха в декабре 2018 г. в целом по ЕЭС России составила –10,8°C, что ниже температуры декабря 2017 г. на 4,7°C.

Данные за декабрь и 2018 г. приведены в таблице.

Мировое соглашение

19 декабря 2018 г. Девятым арбитражным апелляционным судом утверждено мировое соглашение, заключённое между ФАС России, АО «СО ЕЭС» и ПАО «Юнипро», по спору, возникшему в связи с аварией на Березовской ГРЭС в феврале 2016 г. Ранее решением ФАС России от 08.02.2018 № 21/9602/18 АО «СО ЕЭС» признано нарушившим закон «О защите конкуренции» в связи с тем, что после аварии 01.02.2016 на принадлежащей ПАО «Юнипро» Березовской ГРЭС, построенной с использованием Договора о

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Декабрь 2018 г.	2018 г.	Декабрь 2018 г.	2018 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	5,4 (– 0,1)	50,6 (3,3)	5,1 (0,9)	47,0 (3,7)
Сибири (с учётом изолированных систем)	21,2 (4,5)	213,1 (1,3)	21,5 (3,4)	217,9 (2,0)
Урала	25,3 (3,5)	263,7 (1,2)	24,7 (1,6)	261,1 (0,0)
Средней Волги	10,5 (– 0,3)	114,4 (6,1)	10,6 (2,9)	110,2 (2,0)
Центра	23,6 (6,0)	231,8 (– 2,4)	24,1 (6,3)	242,5 (1,7)
Северо-Запада	11,5 (10,8)	113,3 (4,6)	9,4 (4,7)	95,0 (1,2)
Юга	10,0 (7,1)	104,7 (4,7)	10,0 (5,7)	102,3 (3,2)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2017 г.

предоставлении мощности, не инициировало немедленное проведение тестирования генерирующего оборудования и не обнуило объём поставляемой на рынок мощности, в результате чего потребители в течение 9 месяцев оплачивали поставляемую на оптовый рынок мощность, несмотря на то, что генерирующее оборудование электростанции фактически не работало.

АО «СО ЕЭС» настаивало, что в силу прямого указания правил оптового рынка и принятых на оптовом рынке регламентов мощность генерирующих объектов, находящихся в ремонте, подлежит оплате, а сам Системный оператор действовал строго в рамках предусмотренных правил, не позволяющих инициировать аттестацию генерирующего оборудования до окончания 180 дней после аварии. При этом генерирующее оборудование, повреждённое в результате аварии и находящееся в ремонте, нельзя признавать отсутствующим.

В ходе обжалования в суде вынесенного решения ФАС России Системный оператор последовательно доказывал соответствие своих действий нормам законодательства об электроэнергетике и регламентов оптового рынка. В результате анализа представленных доказательств, а также с учётом результатов завершённого Енисейским управлением Ростехнадзора расследования причин аварии на Березовской ГРЭС ФАС России согласилась, что в действиях АО «СО ЕЭС» отсутствует нарушение антимонопольного законодательства, что и было зафиксировано в мировом соглашении.

Определение об утверждении мирового соглашения оглашено в судебном заседании Девятого арбитражного апелляционного суда и, в соответствии с процессуальным законодательством, подлежит немедленному исполнению.

Совершенствование нормативно-технической базы электроэнергетики

Начальник службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Виктор Воробьёв выступил с докладом на сессии “Качественная техническая документация – основа надёжной работы системы РЗА” Международного форума “Электрические сети”. Выступлению Виктора Воробьёва было посвящено разработке и совершенствованию отраслевых нормативно-технических документов в электроэнергетике. Он перечислил основные документы, регулирующие работу систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, рассказал об их иерархии и особенностях применения. Также он проинформировал участников дискуссии о нормативно-правовых актах, которые должны быть разработаны во исполнение постановления Правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937 “Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации”.

Кроме того, по словам Виктора Воробьёва, Системный оператор продолжит разработку ГОСТ и других нормативно-технических документов: “Сейчас мы продолжаем разработку семи стандартов организации и ряда национальных стандартов в области РЗА”.

Представитель Системного оператора обратил внимание участников сессии на нерешённые проблемы в области нормативно-технического регулирования отрасли.

“У нас есть целый ряд вопросов, которые в настоящее время вообще не имеют нормативного регулирования. Так, анализ ряда крупных аварий, причиной которых стало насыщение трансформаторов тока, показал, что у нас отсутствует нормативно-техническая документация в этой области”, – отметил Виктор Воробьёв.

По его словам, эта проблема в настоящее время решается. В частности, утверждён предварительный национальный стандарт, определяющий требования к трансформаторам тока для работы в переходных режимах. Системный оператор, со своей стороны, ведёт разработку стандарта, который позво-

лит инженерам по релейной защите и автоматике выбирать трансформаторы тока с учётом особенностей устройств РЗА тех или иных производителей.

Управление спросом

Системный оператор и ГК “Тион” 13 декабря провели натурный эксперимент по участию офисного здания в управлении спросом на электроэнергию. В рамках натурального эксперимента осуществлялось управление потреблением электроэнергии климатического оборудования здания Центра коллективного пользования (ЦКП) Новосибирского Академпарка. Эксперимент проводился в развитие концепции агрегаторов управления спросом, разработанной Системным оператором в рамках рабочей группы по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению “Энерджинет”. Целью эксперимента стала демонстрация технического решения, обеспечивающего возможность своевременного снижения потребления электроэнергии офисным зданием путём дистанционного управления оборудованием вентиляции и кондиционирования воздуха с контролем параметров температуры и содержания углекислого газа в помещениях.

Для проведения эксперимента Системный оператор обеспечил условия, имитирующие участие потребителей розничного рынка в действующей на оптовом рынке программе ценозависимого снижения потребления электроэнергии с помощью агрегатора управления спросом. Программой эксперимента были установлены необходимый объём и длительность разгрузки задействованного оборудования, а также порядок обмена информацией между участниками эксперимента. Объектом управления спросом стали две установки приточной вентиляции ЦКП.

После получения от Системного оператора уведомления о необходимости разгрузки компания “Тион”, выступившая в роли агрегатора управления спросом, обеспечила распределение совокупного объёма и длительности разгрузки между установками приточной вентиляции. Достигнутый объём разгрузки значительно превысил установленное программой эксперимента значение. Это обусловлено тем, что заявленный агрегатором и потребителем объём снижения потребления был выбран с запасом, позволяющим скомпенсировать непрогнозируемое влияние погодных условий на возможность снижения потребления системой вентиляции. Наличие достаточного количества территориально распределённых объектов управления, а также достоверной статистики достижимых объёмов снижения потребления позволит в перспективе снизить требования к резервированию и обеспечить максимально эффективное использование ресурсов потребителей.

Работа персонала компании-агрегатора в процессе снижения потребления демонстрировалась специалистам Системного оператора с использованием видеосвязи. Важной особенностью эксперимента стало то, что персонал потребителя и агрегатора непрерывно отслеживал параметры микроклимата в затронутых экспериментом помещениях ЦКП с использованием датчиков температуры и углекислого газа в составе комплексной системы управления инженерным оборудованием здания. Контроль снижения потребления осуществлялся с использованием счётчиков технического учёта электроэнергии здания ЦКП и датчиков системы управления зданием.

В рамках подготовки к участию в эксперименте, а в дальнейшем – в пилотных проектах, специалистами “Тион” был разработан программный комплекс EDR. TION, обеспечивающий возможность интеграции с системой управления зданием, а также проведены предварительные испытания, подтвердившие возможность снижения потребления зданием ЦКП без негативного влияния на микроклимат в помещениях. В рамках работы по созданию комплекса EDR. TION реализо-

ван программный интерфейс (API), необходимый для дистанционного управления снижением потребления электроэнергии по уведомлению от Системного оператора в автоматическом режиме без участия дежурного персонала здания, что позволит компании “Тсион” в перспективе дистанционно координировать нагрузку энергопринимающих устройств множества зданий из единого управляющего центра.

Проведённый эксперимент впервые в российской электроэнергетике демонстрирует потенциал гибкости важнейшего для управления спросом сегмента потребителей – зданий коммерческой недвижимости. По оценке Международного энергетического агентства, большая часть существующего и перспективного потенциала управления спросом сосредоточена именно в области эксплуатации зданий, особенно в части обогрева и кондиционирования. Потребление электроэнергии на обогрев и охлаждение может быть смещено во времени на несколько часов в зависимости от тепловой инерции здания.

Системный оператор и АО “АтомЭнергоСбыт” 18 декабря провели масштабный натурный эксперимент по практическому использованию модели агрегированного управления спросом на электроэнергию. Натурный эксперимент является наиболее масштабным из серии организованных Системным оператором экспериментов по управлению спросом на розничном рынке. Эксперимент стал итогом деятельности совместной рабочей группы АО “СО ЕЭС”, АО “Концерн Росэнергоатом” и АО “АтомЭнергоСбыт”, а также первым практическим результатом работы совместной рабочей группы АО “СО ЕЭС” и ПАО “Россети” по развитию технологий агрегированного управления спросом на электроэнергию.

При проведении эксперимента осуществлялось скоординированное управление снижением потребления электроэнергии девяти потребителей розничного рынка в трёх субъектах Российской Федерации – регионах присутствия дочерней сбытовой компании АО “Концерн Росэнергоатом” – АО “АтомЭнергоСбыт”, выступившей в роли агрегатора управления спросом.

Эксперимент проводился в условиях, максимально приближенных к правилам работы агрегаторов, предусмотренных концепцией функционирования агрегаторов управления спросом и проектом постановления правительства. Оба документа разработаны в рамках “дорожной карты” по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения реализации Национальной технологической инициативы по направлению “Энерджинет”.

Программой эксперимента предусматривались обмен уведомлениями между участниками и снижение потребления в регламентные сроки, соответствующие принятым для механизма ценозависимого снижения потребления на оптовом рынке. Снижение потребления было запланировано в случайные часы из числа плановых часов пиковой нагрузки, установленных для первой ценовой зоны оптового рынка электроэнергии.

АО “АтомЭнергоСбыт” были сформированы три объекта агрегированного управления спросом из заинтересованных потребителей Мурманской, Смоленской и Курской областей. По каждому из объектов управления заявлены объём и длительность снижения потребления: 0,4 МВт и 4 ч для Мурманской, 0,12 МВт и 2 ч для Смоленской и 0,1 МВт и 2 ч для Курской обл. Таким образом, совокупный заявленный объём снижения потребления составил от 0,4 до 0,62 МВт для каждого часа планируемого снижения нагрузки.

Совокупный объём снижения потребления в ходе эксперимента, по предварительной оценке, составил от 0,4 до 1,3 МВт. Достигнутый объём разгрузки многих участвовавших потребителей значительно превысил установленное программой эксперимента значение. Это обусловлено тем, что, как и в предыдущих экспериментах по управлению спросом,

потребители с осторожностью подошли к оценке своих регулировочных способностей, чтобы обеспечить гарантированное исполнение заявленных объёмов разгрузки. Наличие достаточного количества территориально распределённых потребителей в составе объектов управления, а также достоверной статистики достижимых объёмов снижения потребления позволит в перспективе обеспечить более полное и эффективное использование ресурсов потребителей.

По словам заместителя председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдора Опадчего, проведённый эксперимент наглядно продемонстрировал необходимость специальных регуляторных, организационных и технических решений для вовлечения в управление спросом розничных потребителей. “В ходе эксперимента мы на практике столкнулись с теми особенностями потребителей розничного рынка, которые стали предпосылками для создания агрегаторов на зарубежных рынках. Розничные потребители заметно отличаются от оптовых – у них отсутствует почасовое планирование, больше ограничений по объёму и длительности снижения потребления, времени суток, когда возможна разгрузка, большая, чем у оптовых потребителей зависимость от внешних факторов, т.е. объём и доступность их гибкости варьируется во времени. Агрегаторы как профессиональные игроки необходимы, чтобы сформировать из регулировочных возможностей таких разрозненных потребителей надёжный ресурс, который в дальнейшем сможет непосредственно учитываться на оптовом рынке”, – подчеркнул Фёдор Опадчий.

В эксперименте приняли участие потребители электроэнергии, представляющие различные отрасли, применяющие различные технологии и использующие различные подходы к снижению потребления. Участниками стали предприятия металлургической отрасли, приборостроительный, судоремонтный, авторемонтный и щебеночный заводы, гостиничный комплекс, сельскохозяйственное предприятие и предприятия ЖКХ. Генеральный директор АО “АтомЭнергоСбыт” Петр Конюшенко отметил: “АтомЭнергоСбыт” смог в сжатые сроки провести информационную кампанию, заинтересовать потребителей и привлечь их к участию в эксперименте. Это подчёркивает важную роль, которую могут играть энергосбытовые компании в качестве агрегаторов управления спросом. Мы знаем каждого потребителя и понимаем его возможности изменять график нагрузки, у нас есть история его потребления электроэнергии. Сегодня мы одними из первых вызвались пилотировать технологию управления спросом розничных потребителей. В управлении спросом мы видим бизнес с серьёзными перспективами. За время проведения пилотных проектов мы выйдем и на технологический консалтинг потребителей, и усовершенствуем системы учёта электроэнергии, и создадим алгоритмы и технические средства агрегирования нагрузки потребителей, вплоть до бытовых. Этот новый бизнес органично вписывается в стратегию нашей компании в области цифровизации”.

Снижение потребления в требуемые часы было обеспечено за счёт уменьшения интенсивности производственных процессов и перераспределения во времени производственных операций, управления нагрузкой вспомогательного технологического оборудования, а также систем электрического отопления, систем вентиляции и кондиционирования, освещения. Работа персонала отдельных потребителей в процессе управления потреблением в ходе эксперимента демонстрировалась специалистам Системного оператора и агрегатора с использованием видеосвязи. Для оценки объёма снижения потребления использовались данные коммерческого учёта электроэнергии. Часть потребителей-участников использует для расчётов за потреблённую электроэнергию приборы учёта, установленные в сетях сетевой компании, входящей в состав ПАО “Россети”. Эта особенность стала важной частью эксперимента и позволила отработать процедуру получения информации счётчиков электроэнергии от сетевой компании

как оператора данных, обеспечивающего независимую верификацию информации коммерческого учёта. В будущем сетевые компании могут стать важной составляющей инфраструктуры управления спросом, обеспечивая предоставление надёжной и достоверной информации всем участникам процесса управления спросом: инфраструктурным организациям, агрегаторам и потребителям. Такая возможность активно обсуждается в рамках совместной рабочей группы АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» по развитию технологий управления спросом на электроэнергию.

Проведённый эксперимент демонстрирует готовность отрасли к масштабному внедрению управления спросом. Заместитель генерального директора – директор по сбыту АО «Концерн Росэнергоатом» Александр Хвалько отметил: «Появление технологий управления спросом открывает новую страницу в истории электроэнергетики. Впервые появляются реальные условия для того, чтобы потребитель получил возможность активно влиять на баланс в энергосистеме и участвовать в оптимизации работы рынка, перераспределяя своё потребление. Являясь генерирующей компанией, Росэнергоатом, тем не менее, планирует развивать направление управления спросом. Ведь снижая нагрузку в пиковые часы, потребители переносят нагрузку из пиковой части графика в базовую, тем самым повышая эффективность выработки электроэнергии атомными станциями и энергосистемы в целом».

Фёдор Опадчий подчеркнул: «В рамках эксперимента мы получили уникальную возможность опробовать ту модель, которую мы закладываем в проекты нормативно-правовых документов, регулирующих проведение пилотных проектов по управлению спросом розничных потребителей. Интерес к участию в управлении спросом в качестве агрегаторов проявляют как крупные участники оптового рынка электроэнергии, так и независимые компании. Но самое главное – это интерес конечных потребителей и наличие у них технологий, позволяющих принимать участие в управлении спросом уже сегодня».

Цифровизация отрасли

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Новгородской и Псковской областей» (Новгородское РДУ) совместно с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Новгородское ПМЭС успешно провели комплексные испытания дистанционного управления режимом работы управляемого шунтирующего реактора (УШР) на ПС 330 кВ Старорусская из диспетчерского центра Новгородского РДУ. Реализованное впервые в ЕЭС России дистанционное управление режимом работы УШР из диспетчерского центра является важным элементом современной модели управления технологическими процессами в энергосистеме и реальным шагом к цифровизации электроэнергетики. Результатом проекта станет повышение эффективности и надёжности управления электроэнергетическим режимом энергосистем Новгородской и Псковской областей за счёт сокращения времени, необходимого на регулирование напряжения в электрической сети.

УШР являются одними из наиболее эффективных средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в высоковольтных электрических сетях. Использование УШР позволяет снизить риски возникновения опасных для электротехнического оборудования уровней повышения напряжения, а также сократить число случаев работы генерирующего оборудования электростанций в неблагоприятных с точки зрения устойчивости режимах недо возбуждения (режим потребления реактивной мощности из сети).

Благодаря дистанционному управлению диспетчеры Системного оператора получили возможность быстрого удалённого изменения уставок системы управления УШР по реактивной мощности и напряжению, что позволяет управлять режимом работы УШР по различным алгоритмам регулирования, а также коммутационными аппаратами его ячей-

ки. Таким образом, новая технология позволяет без промежуточных звеньев напрямую из диспетчерского центра управлять уровнями напряжения в контрольных пунктах по напряжению как в нормальных, так и аварийных режимах работы энергосистем.

В рамках реализации проекта специалистами Системного оператора и ПАО «ФСК ЕЭС» выполнена настройка оперативно-информационного комплекса в диспетчерском центре Новгородского РДУ и АСУТП на ПС 330 кВ Старорусская, подготовлена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация, проведено дополнительное обучение диспетчерского и оперативного персонала. При проведении комплексных испытаний проверена возможность функционального взаимодействия оперативно-информационного комплекса СК-2007 и АСУТП EVICON производства ООО «НПП «ЭКРА» в ходе реализации функций телеуправления и телерегулирования.

Успешное завершение испытаний позволяет приступить к опытной эксплуатации дистанционного управления УШР на подстанции 330 кВ Старорусская. Ввод в промышленную эксплуатацию запланирован на январь 2019 г.

Дистанционное управление УШР успешно развивает совместный опыт Системного оператора и Федеральной сетевой компании по применению технологий дистанционного управления оборудованием объектов диспетчеризации. В 2015 – 2016 гг. в ОЭС Северо-Запада (энергосистема Санкт-Петербурга и Ленинградской области) АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» реализовали пилотный проект по внедрению дистанционного управления коммутационным оборудованием ПС 330 кВ Завод Ильич и Василеостровская, а также ПС 220 кВ Проспект Испытателей из диспетчерских центров Системного оператора и центра управления сетями ПАО «ФСК ЕЭС». На первом этапе внедрения технологии переключения выполнялись пооперационно диспетчерами Системного оператора, затем эти операции стали выполняться с применением автоматизированных программ переключений (АПП). Технология дистанционного управления с АПП позволяет кардинально – до нескольких минут – сократить длительность производства оперативных переключений по сравнению с традиционным выполнением этих операций по отдельным командам диспетчерского персонала. В результате повышается эффективность управления электроэнергетическим режимом, снижаются затраты на производство переключений, сокращается время отклонения режима работы электростанций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений и, соответственно, уменьшаются суммарные затраты потребителей.

В Филиале АО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Средней Волги» (ОДУ Средней Волги) введено в промышленную эксплуатацию третье поколение централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Средней Волги с подключением к ней устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПУ) Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС. ЦСПА представляет собой программно-аппаратный комплекс, осуществляющий в реальном времени расчёт и настройку установленных на объектах электроэнергетики устройств противоаварийной автоматики в соответствии с текущим электроэнергетическим режимом работы энергосистемы. Модернизация ЦСПА и подключение в качестве её низовых устройств противоаварийной автоматики Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС позволят минимизировать объём управляющих воздействий в энергосистеме на отключение потребителей в случае возникновения аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики.

С 2010 г. в ОЭС Средней Волги работает ЦСПА второго поколения с низовыми устройствами Балаковской АЭС, Жи-

гулевской ГЭС и Заинской ГРЭС. Этот комплекс уступал новой системе по быстродействию из-за отсутствия возможности параллельного расчёта управляющих воздействий на многоядерных процессорах. Кроме того, технологические алгоритмы ЦСПА второго поколения требовали подстройки под конкретную схему энергосистемы.

По сравнению с предшествующими поколениями ЦСПА ОЭС Средней Волги обладает расширенным функционалом, включающим более совершенный алгоритм расчёта статической устойчивости энергосистемы и алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения не только статической, но и динамической устойчивости энергосистемы в процессе аварийных возмущений. Также новая ЦСПА функционирует на основе нового алгоритма оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы. Каждая ЦСПА имеет двухуровневую структуру: программно-аппаратные комплексы верхнего уровня устанавливаются в диспетчерских центрах ОДУ, а низовые устройства – на объектах диспетчеризации.

Подготовка к вводу в промышленную эксплуатацию ЦСПА третьего поколения заняла несколько лет. Работа велась специалистами ОДУ Средней Волги в тесном сотрудничестве с сотрудниками АО «НТЦ ЕЭС», которое осуществляло разработку алгоритмов функционирования и программного обеспечения установленного в ОДУ Средней Волги программно-аппаратного комплекса верхнего уровня ЦСПА. В рамках опытной эксплуатации системы был протестирован технологический алгоритм функционирования ЦСПА третьего поколения, проведены комплексные испытания с подключением низовых устройств на электростанциях, проверена работа ЛАПНУ Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС в качестве низового устройства ЦСПА.

Помимо ОЭС Средней Волги ЦСПА третьего поколения успешно функционируют в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Юга и ОЭС Востока. В опытной эксплуатации находится система в ОЭС Урала, в декабре 2018 г. запланирован ввод в промышленную эксплуатацию ЦСПА в Тюменской энергосистеме.

Внедрение ЦСПА третьего поколения позволяет вывести автоматическое противоаварийное управление в энергообъединении на качественно новый уровень и является очередным реальным шагом к цифровизации электроэнергетики.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Сибири» (ОДУ Сибири) подключил к централизованной системе противоаварийной автоматики (ЦСПА) автоматику дозирования воздействий (АДВ) подстанций 500 кВ Восход и Камала-1. По итогам комплекса мероприятий, реализованного специалистами ОДУ Сибири, к настоящему времени под управлением ЦСПА сибирской энергосистемы функционирует шесть комплексов противоаварийной автоматики (ПА), расположенных на ПС 500 кВ Восход, ПС 1150 кВ Алтай, ПС 1150 кВ Итатская, Саяно-Шушенской ГЭС, ПС 500 кВ Камала-1 и Богучанской ГЭС. Благодаря увеличению числа «низовых» комплексов в составе ЦСПА ОЭС Сибири значительно повысились эффективность и надёжность управления электроэнергетическими режимами энергообъединения за счёт минимизации необходимого объёма управляющих воздействий в случае аварийных отключений.

Централизованные системы противоаварийной автоматики позволяют сохранить устойчивость энергосистемы при возникновении в ней аварийных ситуаций. Этот программно-аппаратный комплекс в реальном времени осуществляет расчёт и изменение уставок (параметров настройки) установленных на объектах электроэнергетики устройств противоаварийной автоматики в соответствии с текущим электроэнергетическим режимом работы энергосистемы.

Каждая ЦСПА имеет двухуровневую структуру: программно-аппаратные комплексы верхнего уровня устанавли-

ваются в диспетчерских центрах ОДУ, а «низовые» устройства – на объектах диспетчеризации.

В ходе выполнения мероприятий, направленных на совершенствование ЦСПА ОЭС Сибири, добавлен выбор управляющих воздействий для послеаварийных режимов при отключении ЛЭП 500 кВ, оказывающих влияние на допустимые перетоки активной мощности в следующих контролируемых сечениях ОЭС Сибири: Сокол, Экибастуз – Урал, Енисей – Красноярская ГЭС, Камала – Красноярская, Тайшет, Ангара – Запад.

Благодаря включению АДВ подстанции 500 кВ Восход в состав ЦСПА ОЭС Сибири в случае возникновения аварии в энергосистеме объём управляющих воздействий на отключение генерирования сокращается на величину до 400 МВт (по сравнению с конфигурацией, когда АДВ на энергообъекте работает в автономном режиме и не связана с ЦСПА).

Включение АДВ подстанции 500 кВ Камала-1 в состав ЦСПА ОЭС Сибири в случае возникновения аварийной ситуации позволяет сократить объём управляющих воздействий на отключение генерирования на величину до 300 МВт, на отключение нагрузки потребления – до 850 МВт.

Совершенствование ЦСПА как неотъемлемого элемента современной модели управления энергосистемами является для Системного оператора одной из ключевых задач и ещё одним шагом в направлении развития цифровых технологий в электроэнергетике.

Генеральный директор АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)» – дочерней компании АО «СО ЕЭС» – Денис Ярош выступил с докладом на панельной дискуссии Международного форума «Электрические сети», посвященной новым возможностям регионального развития в России, создаваемым интеллектуальными сетями. В своём выступлении Денис Ярош подчеркнул важность использования многолетнего опыта создания «умной энергетики», накопленного в сфере оперативно-диспетчерского управления большими энергосистемами в России и в мире, системного подхода к распространению технологий Smart grid на уровень распределительных сетей и процессам «цифровизации» распределительной сетевой инфраструктуры.

По словам докладчика, до недавнего времени экономически оправданным мог считаться только процесс «интеллектуализации», охватывающий крупные электростанции, объекты магистральных электрических сетей и наиболее значимые объекты потребителей. В этой области накоплен значительный опыт и применяются технологические решения, направленные на обеспечение устойчивого функционирования энергосистемы. Так, значительные результаты достигнуты в дистанционном управлении оборудованием подстанций, мощностью гидроэлектростанций, мониторинге запасов устойчивости энергосистем, централизованных систем противоаварийной автоматики, а в настоящее время исследуются возможности применения новой технологии в сфере распределённого генерирования и ВИЭ.

Вместе с тем, по мнению руководителя дочерней компании АО «СО ЕЭС», современное развитие информационных технологий, миниатюризация и удешевление программно-аппаратных решений уже позволяют успешно перенести «интеллектуализацию» на следующий уровень – в сферу региональной энергетики, распределительных электрических сетей, сравнительно небольших объектов генерирования и потребителей. Доступность технологий и грамотное распределение ресурсов поможет отрасли найти баланс между положительным эффектом и неизбежной финансовой нагрузкой, создаваемой проектами по цифровизации.

«Возможно, следующим шагом в развитии энергетики станет внедрение решений, дающих качество «интеллектуальных» даже бытовым приборам, которые станут напрямую взаимодействовать с энергосистемой, и это, наряду с развитием ВИЭ, объектов распределённого генерирования и мощных

компактных накопителей электрической энергии создаст совсем новый облик электроэнергетики. Но это будет завтра, а сегодня важно выделить и закрепить положительный эффект на “среднем” уровне – энергосистем регионов, крупных розничных потребителей, подключённых к объектам распределительных сетей”, – считает докладчик.

В качестве примера Денис Ярош привёл инициативу АО “СО ЕЭС” и АО “НТЦ ЕЭС (Московское отделение)” в рамках Национальной технологической инициативы “Энерджи-нет” по разработке концепций активных энергетических комплексов и агрегаторов управления спросом на электроэнергию. Оба проекта предусматривают активное взаимодействие розничных потребителей электроэнергии с оптовым рынком электроэнергии, что становится достижимым благодаря современным цифровым технологиям, позволяющим создавать новые сервисы и модели взаимодействия между потребителями и другими участниками энергорынка. Проекты находятся на стадии разработки нормативной базы, позволяющей начать пилотную реализацию.

Ещё одним проектом, помогающим определить приоритеты при создании регуляторной среды для новых технологий “интеллектуальной энергетики” на уровне распределительных сетей, стали выполняемые АО “НТЦ ЕЭС (Московское отделение)” совместно с АО “Техническая инспекция ЕЭС” специализированные натурные исследования и электроэнергетические расчёты систем внешнего и внутреннего электроснабжения крупных потребителей, для которых характерно сочетание энергооборужённости, высоких требований к надёжности электроснабжения и потребности в постоянных изменениях конфигурации энергоёмкого оборудования. Исследования помогают выявлять и устранять негативные накопленные эффекты, возникающие в ходе перманентного обновления оборудования, эволюции технологий и структуры электропотребления. “Мы получили уникальный опыт исследования изменений, происходящих на объектах со сложным профилем потребления. Уверен, что он окажется крайне полезным для множества компаний, испытывающих потребность в “интеллектуализации” своих схем электроснабжения”, – отмечает Денис Ярош.

Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС АО “СО ЕЭС” Андрей Жуков принял участие в панельной дискуссии, посвящённой вопросам и перспективам внедрения цифровых подстанций в ЕЭС России, и выступил модератором дискуссии в ходе научно-практической конференции по РЗА в рамках проходившего в Москве Международного форума “Электрические сети”. В ходе панельной дискуссии обсуждались вопросы выработки типовых требований к цифровым высоковольтным подстанциям и цифровым электрическим сетям. Требования касаются основных компонентов подстанций и сетей, а также экономически обоснованного порядка внедрения этих компонентов. Участники мероприятия обсудили проблемы обеспечения независимости и безопасности цифровой трансформации в сложившихся политико-экономических условиях, а также вопросы стандартизации.

Андрей Жуков отметил, что сегодня, когда внедрение цифровых технологий стало трендом, определяющим направление развития систем мониторинга, защиты и управления (РЗА) в электроэнергетике, важно, чтобы специалисты в области РЗА и ИТ-технологий нашли оптимальные технические решения по повышению технического совершенства и надёжности функционирования систем РЗА в процессе разработки проектов цифровых подстанций (ЦПС). Сегодня нужно обсуждать не столько готовность к реализации соответствующих проектов, сколько качество технических решений пилотных ЦПС, которые определяют уровень развития отечественной РЗА в перспективе 10 – 20 лет. Отставание разработки НТД ЦПС, многообразие предлагаемых технических решений ЦПС, вопросы обеспечения информационной безопасно-

сти и ряд других вопросов могут сдерживать разработку и внедрение современных цифровых технологий и требуют незамедлительного решения.

На научно-практической конференции по РЗА в ходе дискуссии, посвящённой новейшим разработками устройств РЗА и системам управления цифровых подстанций, обсуждались современные технологии построения цифровых систем защиты электрической сети, требования к оборудованию цифровых подстанций, опыт реализации дистанционного управления оборудованием подстанций, вопросы подготовки кадров для цифровой энергетики.

Андрей Жуков отметил необходимость детальной проработки предлагаемых к внедрению в области РЗА технических решений на основе цифровых технологий. “Самое главное, это должны быть всесторонне обоснованные технические решения, позволяющие наращивать функциональность РЗА и реализовывать требуемые алгоритмы защиты и управления при внедрении в ЕЭС инновационных технологий и оборудования, изменяющих её характеристики, как объекта управления”, – подчеркнул заместитель директора по управлению режимами ЕЭС АО “СО ЕЭС”.

Андрей Жуков сообщил, что специалистами Системного оператора накоплен огромный опыт по применению цифровых технологий при разработке, внедрении и эксплуатации систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЕЭС, который может быть полезен при разработке и внедрении ЦПС.

В Санкт-Петербурге состоялось совещание руководителей и специалистов АО “СО ЕЭС” и АО “НТЦ ЕЭС” (дочернего общества Системного оператора) по итогам реализации первого этапа внедрения, вопросам эксплуатации и развития цифровых систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). В совещании приняли участие руководители Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики и Службы электрических режимов АО “СО ЕЭС”, руководители и специалисты служб электрических режимов ОДУ, а также региональных диспетчерских управлений (РДУ) – Тюменского, Черноморского и Кольского РДУ, разработчики технологических алгоритмов и программного обеспечения АО “НТЦ ЕЭС”.

В ходе совещания обобщён опыт внедрения и эксплуатации систем мониторинга запасов устойчивости в филиалах Системного оператора – ОДУ Северо-Запада, ОДУ Юга, ОДУ Сибири, Кольском РДУ, рассмотрены практические вопросы использования и перспективы развития СМЗУ. В частности, обсуждались вопросы ввода в промышленную эксплуатацию СМЗУ в филиалах, осуществляющих опытную эксплуатацию системы – ОДУ Урала и Тюменском РДУ, а также в ОДУ Средней Волги, ОДУ Центра, Черноморском РДУ, и необходимость совершенствования алгоритмов расчёта максимальной допустимых перетоков (МДП) активной мощности.

По итогам совещания сформирован ряд рекомендаций по совершенствованию алгоритмических и технических решений, оптимизации сроков внедрения и расширению применения технологии СМЗУ в диспетчерских центрах Системного оператора.

СМЗУ – это разработанный АО “НТЦ ЕЭС” совместно с Системным оператором программно-технический комплекс, выводящий процесс расчёта МДП на принципиально новый уровень. Функцией СМЗУ является расчёт величины МДП в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме, тем самым предоставляет возможность наиболее полного использования имеющейся пропускной способности электрической сети без снижения уровня надёжности энергосистемы и обеспечивает оптимальное управление режимами её работы.

Внедрение СМЗУ, наряду с вводом централизованных систем противоаварийной автоматики третьего поколения в объединённых энергосистемах, дистанционным управлением

оборудованием подстанций в ЕЭС России, представляет собой реальный шаг к цифровизации отрасли. Использование в электроэнергетике передовых цифровых технологий позволяет получить значительный системный эффект за счёт построения на их базе более эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами. В частности, обеспечение максимального использования пропускной способности магистральных ЛЭП за счёт применения СМЗУ даёт дополнительные возможности оптимизации загрузки генерирующих мощностей на оптовом рынке электроэнергии.

Интеграция генерирующих объектов, использующих ВИЭ, в Единую энергосистему

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Фёдор Опадчий принял участие в конференции “Будущее возобновляемой энергетики”. Он выступил с докладом на сессии “Технологии, которые позволят ВИЭ стать дешевле: всеобщая цифровизация и новый энергетический уклад” и рассказал о мерах, которые необходимо принять для интеграции генерирующих объектов, использующих ВИЭ, в ЕЭС России. В своем выступлении Фёдор Опадчий обратил внимание участников мероприятия на исследование Международного энергетического агентства (МЭА), которое выделяет четыре стадии внедрения генерирующих объектов, использующих ВИЭ, в традиционные энергосистемы. Согласно этому документу, на первом этапе, когда доля генерирующих объектов, использующих ВИЭ, в годовой выработке не превышает 3%, специальных мер для её интеграции обычно не требуется, если только такие объекты не являются сильно локализованными в энергосистеме. На втором этапе, когда доля выработки электроэнергии такими объектами составляет 3 – 15%, необходима адаптация имеющихся ресурсов регулирования, технологий и способов управления энергосистемой. На третьем этапе, когда доля генерирующих объектов, использующих ВИЭ, превышает 15% годовой выработки, а также дальнейших стадиях, уже требуется глубокая перестройка работы энергосистемы и внедрение новых средств и инструментов поддержки работы энергосистемы. Четвёртая стадия – более 50% годовой выработки.

“По итогам конкурентных отборов мощности, до 2023 г. у нас должны быть введены в эксплуатацию генерирующие объекты, использующие ВИЭ, установленной мощностью около 5 ГВт, что незначительно в масштабах ЕЭС России. Однако здесь нужно учитывать территориальное распределение – 3 из 5 ГВт будут построены в ОЭС Юга. Это значит, что в рамках ОЭС Юга мы, согласно методологии МЭА, к 2023 г. фактически будем находиться на третьей стадии внедрения ВИЭ”, – отметил заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС”.

По словам Фёдора Опадчего, для успешной интеграции такого объёма генерирующих объектов, использующих ВИЭ, в энергосистему необходимо, прежде всего, решить вопросы стандартизации технических требований к вводимому оборудованию.

“Автоматика ограничения снижения и повышения напряжения и частоты должна соответствовать параметрам системы. Это практически ничего не стоит на этапе проектирования, но становится затратным, когда проекты уже реализованы. Также необходимо учитывать, что в разных странах нормативы отклонения частоты электрического тока отличаются, соответственно, у генерирующего оборудования разных производителей, реакция на изменение частоты тоже может быть разной. Если генерирующие объекты, использующие ВИЭ, не будут соответствовать принятым в ЕЭС России техническим требованиям, они могут стать потенциальным источником аварий. То же самое относится к работе релейной защиты этих объектов. Все эти технические требования могут быть установлены на уровне документов регуляторов”, – пояснил Фёдор Опадчий.

Помимо вопроса стандартизации технических требований к оборудованию генерирующих объектов, использующих ВИЭ, для надёжной работы энергосистем со значительным объёмом таких объектов необходимо развивать системы прогнозирования их выработки, поскольку в отсутствии достоверных прогнозов их работы в энергосистеме необходимо постоянно поддерживать полноценное резервирование, что фактически означает необходимость дополнительного включения ТЭС и их работы в неэкономичных режимах и/или резервирования пропускной способности электрических сетей.

“Мы проводили предварительные исследования в ОЭС Юга, где планируется строительство генерирующих объектов, использующих ВИЭ. Они показали, что существует как минимум три области, в которых потребуются проведение специальных мероприятий, чтобы планируемые объёмы были нормально интегрированы в работу ОЭС Юга. Речь идёт о совершенствовании системы прогнозирования нагрузки генерирующих объектов, использующих ВИЭ, привлечении ресурсов регулирования традиционных генерирующих объектов для компенсации нестабильной нагрузки, а также развитии инструментов накопления – при условии их экономической эффективности”, – подчеркнул Фёдор Опадчий.

Международное сотрудничество

АО “Системный оператор Единой энергетической системы” и АО “Казахстанская компания по управлению электрическими сетями” перешли на современные каналы обмена информацией, которые позволили существенно повысить объём, качество и надёжность информационного обмена между системными операторами двух стран. АО “Системный оператор Единой энергетической системы” и АО “Казахстанская компания по управлению электрическими сетями” (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company, АО “KEGOC”) успешно реализовали комплекс мероприятий по переводу межсистемного информационного обмена с технологии передачи пакетов поверх арендованных каналов временного цифрового мультиплексирования (IPoTDM) на современную технологию виртуальных частных сетей (IP VPN).

Переход на современную технологию позволил увеличить надёжность информационного обмена за счёт возможности доступа в нормальных и аварийных режимах к информационным ресурсам расположенных в Астане и Алма-Ате диспетчерских центров АО “KEGOC”, повысить пропускную способность информационного обмена с 384 кбит/с до 2 Мбит/с по каждому из двух каналов IP VPN, значительно снизить эксплуатационные издержки на их аренду. Кроме того, благодаря использованию современных технологий и организации обмена информацией по двум каналам одновременно, в соответствии с требованиями национального стандарта ГОСТ Р МЭК 60870 – 5-104, увеличились надёжность и отказоустойчивость межмашинного обмена телеинформацией между национальными диспетчерскими центрами.

Проект был реализован в рамках действующего Соглашения об информационном обмене между ОАО “СО ЕЭС” и АО “KEGOC” от 29 октября 2009 г. № 05-01-С-1046 и дополнения к нему от 25 июня 2018 г. № 01-32-ДС-507.

Совместная работа специалистов блока информационных технологий АО “СО ЕЭС” и диспетчерских центров АО “KEGOC” по переходу на новые каналы связи началась в 2017 г. За этот период были согласованы схемы модернизации информационного обмена, подготовлен согласованный переход на новые правила адресации и маршрутизации данных, связанные с необходимостью организации передачи телеинформации в дублированном режиме (одновременно по двум каналам), заключены договоры с операторами связи на предоставление услуг IP VPN. В это же время сторонами был разработан и согласован “Регламент взаимодействия АО “СО ЕЭС” и Филиала АО “KEGOC” “НДЦ СО” при техническом и

оперативном обслуживании автоматизированных систем (средств) диспетчерского и технологического управления”.

В ноябре 2018 г. завершены работы по организации каналов, настройке оборудования связи в исполнительном аппарате АО “СО ЕЭС” и диспетчерских центрах АО “КЕГОС”, успешно проведены испытания, опытная эксплуатация и сдача комплекса межсистемного информационного обмена в промышленную эксплуатацию.

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” Сергей Павлушко и заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС”, президент Международной ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем мира GO15 Фёдор Опадчий приняли участие в состоявшейся в Москве рабочей встрече Российского национального комитета Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения (Ассоциация “РНК СИГРЭ”) с организациями – ведущими научно-техническими партнёрами ассоциации. Основными темами встречи стали подведение итогов деятельности РНК СИГРЭ в 2018 г. и обсуждение планов работы на будущий год. Участники мероприятия также рассмотрели вопросы обеспечения информационной безопасности в электроэнергетике в период цифровой трансформации отрасли и ход реализации совместного проекта АО “СО ЕЭС” и ПАО “ФСК ЕЭС” “Система мониторинга и анализа функционирования устройств РЗА”.

Фёдор Опадчий выступил с приветственным словом к участникам встречи и представил доклад об основных результатах деятельности GO15 в 2018 г. и планах работы ассоциации на следующий год. Особое внимание Фёдор Опадчий уделил планам по развитию сотрудничества GO15 с СИГРЭ после подписания в Милане в ходе 15-го годового заседания GO15 совместного меморандума о взаимопонимании. Он отметил, что в 2019 г. начнётся активное взаимодействие рабочих групп GO15 и СИГРЭ в рамках продолжения исследований GO15 по вопросам устойчивости энергосистем. При этом рабочая группа GO15 возьмёт на себя разработку стратегических и концептуальных вопросов, а две рабочие группы СИГРЭ сосредоточат свои усилия на экспертном анализе предлагаемых стратегий и концепций. В завершение он пригласил членов РНК СИГРЭ на 3-й Международный форум GO15, который состоится 5 октября 2019 г. в Санкт-Петербурге.

Сергей Павлушко посвятил свой доклад совместному проекту Системного оператора и Федеральной сетевой компании по созданию автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (АСМ РЗА), который является одним из проектов цифровизации отрасли. Проект по созданию АСМ РЗА включён в перечень приоритетных критических технологий в рамках программы цифровой трансформации электроэнергетики. Его реализация поддержана Минэнерго России, а также отраслевым и научным сообществами в рамках национальной технологической инициативы Energy. NET.

Сергей Павлушко рассказал о предпосылках и целях создания АСМ РЗА, международном опыте внедрения аналогичных систем, ожидаемом эффекте от её внедрения в ЕЭС России, а также архитектуре, основных функциях, текущем состоянии разработки и перспективах развития АСМ РЗА.

Заместитель председателя правления АО “СО ЕЭС” отметил, что АСМ РЗА является одним из решений, обеспечивающих качественное повышение управляемости сети за счёт использования всех преимуществ активно внедряемых микропроцессорных устройств РЗА. Основными эффектами для энергосистемы от внедрения АСМ РЗА станут снижение аварийности на энергообъектах по причине неправильной работы РЗА, оперативное информирование о результатах анализа аварийных событий и оценке правильности работы устройств РЗА, ранняя диагностика неисправности устройств РЗА. Реализация проекта позволит создать современную информационную и технологическую инфраструктуру РЗА и, тем са-

мым, предоставит собственникам энергокомпаний объективные инструменты для перехода на техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА по их фактическому состоянию. Переход на новый вид организации технического обслуживания позволит снизить трудозатраты персонала и повысить надёжность эксплуатации за счёт непрерывного мониторинга их состояния.

Сергей Павлушко сообщил, что в ходе реализации совместного проекта разработана архитектура АСМ РЗА, детализированы основные функции системы, разработано и согласовано соответствующее техническое задание, выбраны пилотные объекты – подстанции 220 кВ Псоу, Черноморская и Поселковая в ОЭС Юга, создан прототип АСМ РЗА.

АО “Интер РАО – Электрогенерация” – лауреат награды Системного оператора

22 декабря 2018 г. на торжественном мероприятии Министерства энергетики Российской Федерации в честь Дня энергетика объявлен лауреат учреждённой Системным оператором награды “За значительный вклад в обеспечение надёжности режимов ЕЭС России” по итогам 2018 г. Им стало Акционерное общество “Интер РАО – Электрогенерация” (входит в Группу “Интер РАО”). Компания “Интер РАО – Электрогенерация” является одним из ключевых участников проекта, реализуемого под руководством Минэнерго России с целью обеспечения надёжной работы Калининградской энергосистемы.

Специалистами АО “Интер РАО – Электрогенерация” в тесном взаимодействии с производителями генерирующего оборудования и представителями АО “Янтарьэнерго” осуществляется строительство новых электростанций, а также под руководством Системного оператора ведётся работа по развитию противоаварийного и режимного управления в энергосистеме Калининградской области.

При строительстве новых электростанций используются энергоблоки небольшой мощности, что позволяет избежать полной потери нагрузки в случае их отключения. Ряд новых энергообъектов оснащён дизельными электростанциями, которые позволяют развернуть основное генерирующее оборудование “с нуля”, т.е. в условиях полного прекращения электроснабжения собственных нужд электростанции и невозможности подачи напряжения от энергосистемы. Такое техническое решение повышает живучесть станций и обеспечивает возможность начать поэтапное включение отключённых потребителей при работе энергосистемы в изолированном режиме. Часть станций введена в эксплуатацию в 2018 г. В полном объёме комплекс генерирующего оборудования будет введён в ближайшее время.

Решение задачи подготовки энергосистемы к возможной изолированной работе потребовало кардинального изменения структуры и функциональности противоаварийного управления. Так, в энергосистеме установлен новый комплекс локальной автоматики предотвращения нарушений устойчивости (ЛАПНУ), обеспечивающий автоматическое предотвращение нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций и автоматическое ограничение перегрузки электросетевого оборудования в энергосистеме в случае аварийных отключений, а также автоматическое ограничение повышения частоты в случае аварийных отделений энергосистемы Калининградской области от ЕЭС России.

Новая структура генерирующих мощностей, их характеристики и фактически новая система противоаварийного управления призваны обеспечить устойчивость энергосистемы Калининградской области в любых условиях: при суточных и сезонных колебаниях нагрузки, в изолированном режиме работы, а также при возможных аварийных возмущениях.

В ходе комплексного опробования построенного оборудования и многочисленных натурных испытаний в энергосистеме Калининградской области, совместно реализованных

АО “Интер РАО – Электрогенерация” и АО “СО ЕЭС”, генерирующее оборудование в изолированном режиме функционировало исправно, частота стабильно поддерживалась на заданном уровне. Таким образом, успешно проведённые испытания подтвердили верность и своевременность технических решений, применённых в Калининградской энергосистеме.

Системный оператор – лауреат Всероссийской премии “Время инноваций – 2018”

Проект Системного оператора в сфере цифровой энергетики “Разработка и внедрение системы мониторинга запасов устойчивости” удостоен Всероссийской премии “Время инноваций – 2018” в номинации “Технологическая инновация года”. Ежегодная премия “Время инноваций” основана фондом “Социальные проекты и программы” при поддержке Министерства экономического развития Российской Федерации и Департамента науки, промышленной политики и предпринимательства города Москвы. Премия вручается с 2011 г. за лучшие проекты и практики по внедрению, разработке и развитию инноваций в различных сферах.

Разработка системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) является одним из важнейших проектов Системного оператора по развитию автоматизированных систем диспетчерского управления и реальным шагом к цифровой трансформации электроэнергетики. При создании СМЗУ использовались самые современные на сегодняшний день достижения информационных технологий и возможности использования расчётных алгоритмов. СМЗУ представляет собой программно-технический комплекс (ПТК), позволяющий в режиме онлайн, с учётом текущей схемно-режимной ситуации в энергосистеме, определять значения максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности в заданных контролируемых сечениях в конкретный момент времени и представлять эту информацию диспетчерам. Таким образом, внедрение цифровой технологии СМЗУ даёт возможность при управлении режимом работы энергосистемы более полно использовать пропускную способность сети при сохранении высокого уровня надёжности функционирования энергосистемы.

Система разработана и введена в промышленную эксплуатацию в филиалах АО “СО ЕЭС” – ОДУ Северо-Запада, ОДУ Юга, ОДУ Сибири и Кольское РДУ. Ведутся работы по созданию и внедрению СМЗУ в ОДУ Урала, ОДУ Востока, ОДУ Центра и Средней Волги, в Тюменском и Черноморском РДУ.

ПАО “Российские сети”

21 декабря 2018 г. в рамках очного заседания совета директоров “Россетей” под председательством министра энергетики РФ Александра Новака была утверждена концепция “Цифровой трансформации 2030”, которую представил генеральный директор компании Павел Ливинский. Концепция предполагает полное преобразование энергетической электросетевой инфраструктуры до 2030 г. посредством внедрения цифровых технологий.

Выступая с докладом, Павел Ливинский подчеркнул высокую значимость выхода компании на новый уровень технологической эффективности, которая впоследствии станет ключевым фактором повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей, будет способствовать развитию новых сервисов.

“Все мероприятия по реализации программы цифровой трансформации электросетевой инфраструктуры будут реализовываться в рамках существующих тарифно-балансовых решений, т.е. исходя из возможностей инвестиционных программ дочерних обществ, что, подчёркиваю, не будет влиять на тариф для конечного потребителя. Мы рассчитываем, что окупаемость программы за счёт собственной эффективности,

долгосрочные правила регулирования, а также возможность сохранения полученных эффектов в качестве источников для инвестиций позволят компании увеличивать объём дивидендных выплат”, – отметил Павел Ливинский.

Как показывает зарубежный опыт, цифровая трансформация электросетей позволяет существенно снизить операционные и инвестиционные расходы сетевых компаний, сократить потери электроэнергии, повысить надёжность, доступность электроснабжения и создать набор дополнительных сервисов для клиентов.

Цифровая трансформация, помимо этого, предполагает получение экономии в реализации инвестиционных программ, открывает новые возможности для опережающего развития сетевой инфраструктуры при увеличении доходности бизнеса компании. Кроме того, внедрение цифровых решений обеспечит готовность инфраструктуры к новым технологическим вызовам.

В среднем, удастся снизить на 50% показатели SAIDI/SAIFI, в 1,5 раза повысить доступность технологического присоединения, а также на 10% увеличить сроки службы активов.

Цифровая трансформация, в том числе бизнес-процессов, позволит прогнозировать значительное улучшение финансовых показателей. В частности, ожидается, что операционные и капитальные затраты снизятся на 30 и 15% соответственно.

Концепция цифровизации будет реализовываться поэтапно, пилотные проекты будут определены в первом квартале 2019 г.

В рамках реализации концепции цифровой трансформации глава компании “Россети” Павел Ливинский провёл рабочую встречу с российскими и зарубежными производителями систем управления и сбора данных SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). В открытом диалоге, состоявшемся в рамках заключительного дня Международного форума “Электрические сети”, приняли участие 14 компаний: General Electric, “РТСофт”, Siemens, “ABB Силовые и Автоматизированные Системы”, ЭМА, “Децима”, “Монитор Электрик”, “ОРЕХсофт”, “Прософт-Системы”, GE Grid Solutions, ФЛИСР, “Механотроника РА”, “ЭнергопромАвтоматизация” и “ЮНИТЕРА ЛАБС”.

“В реализации масштабного проекта цифровой трансформации отрасли нам потребуются новейшие информационные системы, программное обеспечение, устройства связи и системы кибербезопасности. Мы ставим задачу создать собственную SCADA в течение трёх лет, в которой будут применяться только отечественные технологии. Причём как в части программного обеспечения, так и в плане комплектующих. Это создаст основу для развития высокотехнологичных предприятий России, повысит их привлекательность и на внешних рынках”, – отметил Павел Ливинский, подчёркнув при этом, что компания будет максимально открыта для всех поставщиков.

“Мы не ограничиваем конкуренцию, напротив, приветствуем активность зарубежных игроков, развивающих проекты локализации производств на территории РФ”, – заявил глава “Россетей”, напомнив, что закупочная политика компании ежегодно признаётся одной из самых прозрачных в отрасли.

Координировать проект будет заместитель генерального директора – главный инженер холдинга Андрей Майоров.

SCADA в режиме реального времени позволяет собирать, обрабатывать, отображать информацию об объекте мониторинга и управлять электросетевой инфраструктурой. В результате сеть сама сможет выбирать оптимальные режимы, будет в состоянии самостоятельно диагностировать повреждения и мгновенно делать автоматические переключения без отключения потребителей.

АО «Атомэнергомаш»

ПАО «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) осуществило поставку первых элементов парового котла П-152 для первого завода по термической переработке отходов в энергию. На строительную площадку в Воскресенском районе Московской обл. доставлен комплект опорных металлоконструкций. В настоящее время на стройплощадке осуществляется подготовка к началу монтажа котельной установки.

В комплект поставки вошли первые 4 из 18 основных колонн каркаса котла. Каркас представляет собой металлическую конструкцию, предназначенную для установки всех элементов котла. Масса отгруженной продукции составила 18 т. Разработчики проектной документации – специалисты управления по тепловой энергетике ПАО «ЗиО-Подольск».

Металлоконструкции поставлены на площадку своевременно в срок согласно условиям договора. Дальнейшая поставка элементов котельного оборудования будет осуществляться в соответствии с графиком монтажа.

Всего в рамках заключённого в 2017 г. договора, для строящихся заводов по термической переработке отходов «ЗиО-Подольск» изготовит 35 тыс. т котельного оборудования – экономайзеры, пароперегреватели, трубопроводы, нагревательные элементы, металлоконструкции и др.

Заводы по переработке отходов строятся дочерними компаниями ООО «РТ-Инвест» АГК-1 и АГК-2 по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это одна из самых референтных на текущий момент технологий в Европе с жёсткими требованиями к экологическим параметрам работы оборудования. Завод «ЗиО-Подольск» – один из крупнейших изготовителей подобного оборудования в стране. Предприятие уже имеет опыт производства для соответствующих объектов. В частности, в девятидесятых и нулевых годах на нём были спроектированы и изготовлены котельные установки для заводов в Германии и России. Представители Hitachi Zosen INOVA регулярно посещают предприятие и принимают участие в контрольных операциях в ходе изготовления оборудования.

Технология переработки отходов Hitachi Zosen INOVA предусматривает полное разложение вредных веществ, включая органические загрязнители, на молекулы, что позволяет минимизировать количество вредных веществ уже на выходе из котла. В дальнейшем высокотехнологичная трёхступенчатая система обеспечивает очистку дымовых газов, благодаря которой воздух на выходе из трубы соответствует самым строгим экологическим стандартам, что, как показывает европейский опыт, даёт возможность строить такие объекты в непосредственной близости от жилой застройки.

Конструктивные особенности объекта таковы, что они не позволяют осуществить выбросы в атмосферу дымовых газов, не прошедших полный цикл очистки.

Автоматизированная система управления осуществляет непрерывный контроль выбросов. В настоящее время по данной технологии работает около 500 заводов по всему миру, из них около 200 – в Западной Европе. Термическая переработка отходов в энергию на основе технологии сжигания на колосниковой решётке, согласно российскому отраслевому классификатору, относится к «Наилучшим доступным технологиям».

Уральский турбинный завод

Уральский турбинный завод (холдинг РОТЕК) заключил договор с ООО «ТЭР» — генеральным подрядчиком

проекта на модернизацию двух турбин Автовской ТЭЦ ПАО «ТГК-1». Согласно договору, УТЗ изготовит комплекты турбинного оборудования (включая цилиндры высокого и низкого давления, подогреватели) для турбин Т-100 и Т-95. Срок исполнения обязательств – июнь 2020 г. Модернизация позволит увеличить мощность каждой турбины до 123 МВт. Агрегаты будут оснащены современными системами управления, что обеспечит надёжность и высокую маневренность работы оборудования. В целом это положительно скажется на энерго- и теплоснабжении промышленных предприятий, жилых и общественных зданий Адмиралтейского, Московского, Кировского и Красносельского районов Санкт-Петербурга. В зоне теплоснабжения станции проживают около миллиона человек.

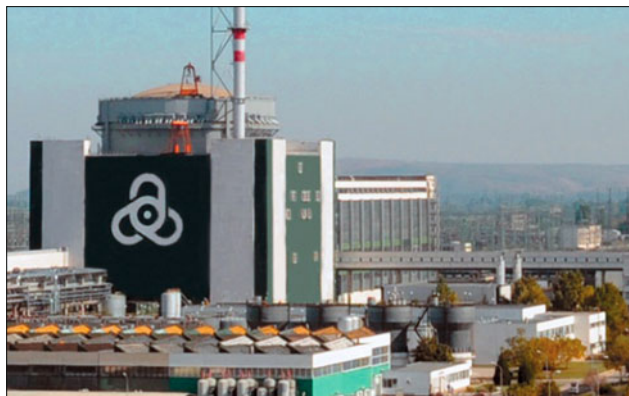
ПАО «ТГК-1» реализует масштабную инвестиционную программу в регионах своего присутствия. Стоит отметить, что в 2012 г. Уральский турбинный завод уже выполнял частичную модернизацию проточной части паровой турбины Т-100.

«Модернизация турбин типа Т-100 является для нас серийным, хорошо отработанным проектом. Реализация проекта позволит получить заказчику эффективное и надёжное оборудование с низкими затратами. При расчёте на выработку 1 кВт энергии затраты на модернизацию примерно в 2 раза ниже, чем при строительстве нового блока», – отметил генеральный директор УТЗ Игорь Сорочан.

НПО «ЭЛСИБ»

На ЭЛСИБ успешно прошли испытания двигателей для болгарской атомной электростанции «Козлодуй». С 12 по 20 декабря завод ЭЛСИБ посетили представители АЭС «Козлодуй» (Болгария) в рамках расширенных приёмосдаточных испытаний четырёх электродвигателей типа 4АЗМА-500/УХЛ4. Были определены основные показатели крупных электрических машин под номинальной нагрузкой. Результаты испытаний всех двигателей признаны успешными.

Во время рабочего посещения были рассмотрены вопросы изготовления, монтажа и эксплуатации электродвигателей. Завод ЭЛСИБ и АЭС «Козлодуй» подписали соглашение о взаимовыгодном сотрудничестве.



Также представители болгарской стороны были ознакомлены с основным оборудованием всех производственных корпусов завода и с подробным описанием технологических процессов производства крупных электрических машин.