

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 2017 г. составило 1039,7 млрд кВт·ч, что на 1,3% больше объёма потребления в 2016 г. Потребление электроэнергии в целом по России в 2017 г. составило 1059,5 млрд кВт·ч, что на 0,5% больше, чем в 2016 г. Без учёта влияния 29 февраля 2016 г. электропотребление по ЕЭС России и России в целом увеличилось на 1,6 и 0,8% соответственно.

Выработка электроэнергии в России в 2017 г. составила 1073,6 млрд кВт·ч, что на 0,2% больше, чем в 2016 г. Электростанции ЕЭС России выработали 1053,7 млрд кВт·ч, что на 0,5% больше, чем в 2016 г. Без учёта влияния дополнительного дня високосного года выработка электроэнергии по ЕЭС России и по России в целом увеличилась на 0,8 и 0,5% соответственно.

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). Фактические показатели работы энергосистем изолированных территорий представлены субъектами оперативно-диспетчерского управления указанных энергосистем. С 1 января 2017 г. показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Юга формируются с учётом Крымской энергосистемы.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в 2017 г. несли тепловые электростанции (ТЭС), выработка которых составила 611,3 млрд кВт·ч, что на 0,5% меньше, чем в 2016 г. Выработка ГЭС за 2017 г. составила 178,9 млрд кВт·ч (на 0,3% больше, чем в 2016 г.). АЭС в 2017 г. выработано 202,6 млрд кВт·ч, что на 3,3% больше объёма электроэнергии, выработанного в 2016 г. Электростанции промышленных предприятий за 2017 г. выработали 60,2 млрд кВт·ч (на 1,2% больше, чем в 2016 г.).

Максимум потребления электрической мощности в ЕЭС России в 2017 г. зафиксирован 9 января. Его значение соста-

вило 151 170 МВт, что на 0,1% больше аналогичного показателя 2016 г.

Увеличение потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России в 2017 г. обусловлено температурным фактором: в феврале 2017 г. в энергосистеме наблюдалось значительное снижение температуры наружного воздуха относительно аналогичного показателя 2016 г. – на 4,6°C. Более низкая по сравнению с показателями 2016 г. среднемесячная температура воздуха также была в апреле – августе 2017 г.

Потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в декабре 2017 г. составило 99,5 млрд кВт·ч, что на 2,2% меньше объёма потребления за декабрь 2016 г. Потребление электроэнергии в декабре 2017 г. в целом по России составило 101,6 млрд кВт·ч, что на 2,9% меньше, чем в декабре 2016 г.

В декабре 2017 г. выработка электроэнергии в России в целом составила 102,7 млрд кВт·ч, что на 3,1% меньше, чем в декабре 2016 г. Электростанции ЕЭС России в декабре 2017 г. выработали 100,6 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 2,9% меньше выработки в декабре 2016 г.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию в ЕЭС России в декабре 2017 г. несли ТЭС, выработка которых составила 62,2 млрд кВт·ч, что на 4,7% меньше, чем в декабре 2016 г. Выработка ГЭС за тот же месяц составила 14,4 млрд кВт·ч (на 5,6% больше, чем в декабре 2016 г.), АЭС – 18,5 млрд кВт·ч (на 4,0% меньше, чем в декабре 2016 г.), электростанций промышленных предприятий – 5,5 млрд кВт·ч (на 0,2% больше показателей декабря 2016 г.).

Максимум потребления мощности по ЕЭС России в декабре 2017 г. составил 146 526 МВт, что меньше максимума потребления мощности в декабре 2016 г. на 3,0%.

Снижение потребления электроэнергии и мощности в декабре 2017 г. относительно того же месяца 2016 г. связано с температурным фактором: среднемесячная температура наружного воздуха в декабре 2017 г. в целом по ЕЭС России составила –6,1°C, что выше температуры декабря 2016 г. на 4,6°C.

Данные за декабрь и 2017 г. представлены в таблице.

Развитие отраслевой стандартизации

1 декабря в России введён в действие межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Ав-

ОЭС	Выработка, млрд кВт·ч		Потребление, млрд кВт·ч	
	Декабрь 2017 г.	2017 г.	Декабрь 2017 г.	2017 г.
Востока (с учётом изолированных систем)	5,4 (6,5)	48,9 (0,1)	5,1 (3,2)	45,3 (0,2)
Сибири (с учётом изолированных систем)	20,3 (–2,0)	210,4 (–2,3)	20,8 (–0,1)	213,6 (–0,9)
Урала	24,4 (–3,4)	260,6 (0,9)	24,3 (–3,7)	261,1 (0,7)
Средней Волги	10,6 (0,3)	107,8 (1,4)	10,3 (–3,6)	107,9 (1,6)
Центра	22,3 (–6,8)	237,5 (0,4)	22,6 (–3,9)	238,5 (0,5)
Северо-Запада	10,4 (–4,9)	108,3 (1,0)	9,0 (–2,5)	93,9 (1,1)
Юга	9,3 (1,0)	100,0 (3,9)	9,5 (0,6)	99,1 (9,2)

Примечание. В скобках приведено изменение показателя в процентах относительно аналогичного периода 2016 г.

томатическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования].

Первый межгосударственный стандарт в области оперативно-диспетчерского управления, разработанный АО “СО ЕЭС” в рамках деятельности технического комитета по стандартизации ТК/МТК “Электроэнергетика”, был принят протоколом Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ от 30 января 2017 г. № 95-П по результатам голосования национальных органов по стандартизации стран СНГ. В России ГОСТ 34045-2017 утверждён в качестве национального стандарта приказом Росстандарта от 9 марта 2017 г. № 103 ст.

Стандарт разработан и введён в действие в целях обеспечения гармонизации технических требований к противоаварийной автоматике энергосистем на пространстве СНГ и формирования корпуса межгосударственных стандартов, обеспечивающих надёжное функционирование и развитие энергообъединения ЕЭС/ОЭС (Единая энергосистема России и объединённые энергосистемы стран СНГ). Основные положения ГОСТ 34045-2017 изложены с учётом “Общих технических требований к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС”, согласованных решением Комиссии по оперативнотехнологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (протокол № 28 от 11–13 сентября 2014 г.) и утверждённых решением Электроэнергетического Совета СНГ (протокол № 46 от 24 октября 2014 г.).

Межгосударственный стандарт устанавливает нормы и требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем, определяет назначение, функции, условия применения разных видов противоаварийной автоматики и общие требования к техническим средствам противоаварийной автоматики, а также порядок расчёта и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

ГОСТ 34045-2017 вводится в действие в государствах – членах СНГ, проголосовавших за его принятие, – России, Беларуси, Армении и Таджикистане. Также к стандарту присоединились Киргизстан и Узбекистан. Иные заинтересованные члены СНГ могут дополнительно присоединиться к стандарту ГОСТ 34045-2017 по решению национального органа по стандартизации.

Разработка и принятие национальных стандартов направлены на совершенствование нормативной базы оперативно-диспетчерского управления и входят в число важнейших задач АО “СО ЕЭС”, закреплённых в технической политике компании. Эта работа ведётся в рамках национального и международного технического комитета по стандартизации ТК/МТК “Электроэнергетика”, секретариат которого ведёт АО “СО ЕЭС”.

Мероприятия по обеспечению надёжной работы ЕЭС России

28 ноября Минэнерго РФ своим приказом утвердило перечень энергосистем и энергорайонов с высокими рисками нарушения энергоснабжения на 2017 – 2022 гг. Благодаря выполнению всех ранее запланированных мероприятий по снижению рисков нарушения энергоснабжения из нового перечня исключены Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми.

Вопрос о проблемах в энергоснабжении Интинского и Воркутинского энергорайонов энергосистемы Республики Коми поднимался Системным оператором с 2015 г. В апреле 2016 г. председатель правления АО “СО ЕЭС” Борис Аюев выступил с предложением об их включении в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и разработку мероприятий по повышению надёжности электро-

снабжения потребителей. В августе 2016 г. Минэнерго РФ поддержало предложение, включив энергорайоны в этот перечень.

К возникновению рисков нарушения электроснабжения значительной части потребителей Республики Коми привело неудовлетворительное состояние генерирующего оборудования основного источника генерирующей мощности – Воркутинской ТЭЦ-2, не позволявшее осуществлять ремонт сетевой инфраструктуры. Единственная линия 220 кВ Инта – Воркута, связывающая Интинско-Воркутинский энергорайон с центральной частью региона, нуждалась в ремонте, который из-за природных условий возможен только зимой – в самый сложный для энергетики период. К тому же чтобы провести эти работы Воркутинский энергорайон должен был длительное время работать изолированно от ЕЭС с надёжной работой всех собственных источников, связанных с выработкой электроэнергии. Однако это было невозможно из-за резкого роста аварийности котельного и вспомогательного оборудования Воркутинской ТЭЦ-2, а также проблем с поставками топлива на эту станцию.

Комплекс мероприятий по исправлению ситуации, разработанный по инициативе и при участии Системного оператора, был реализован в течение 2016 – 2017 гг. субъектами энергетики региона, представителями региональных и муниципальных органов власти, Ростехнадзора и МЧС. Он включал в себя капитальный ремонт котельного и вспомогательного оборудования Воркутинской ТЭЦ-2, замену фундаментов опор ВЛ 220 кВ Инта – Воркута, монтаж дизельных электростанций на Воркутинской ТЭЦ-1 для её запуска “с нуля”, проведение совместных тренировок по отработке действий при возникновении чрезвычайных ситуаций, а также разработку технологической схемы оперативного восстановления энергоснабжения при наиболее тяжёлых авариях на энергообъектах Интинского и Воркутинского энергорайонов.

Для реализации проекта в Системном операторе была создана специальная рабочая группа, в которую вошли инициативные сотрудники нескольких региональных диспетчерских управлений. Они занимались выработкой наиболее эффективных решений по различным техническим и организационным аспектам и доводили их до компаний – участников проекта и органов власти. Рабочая группа координировала взаимодействие всех участников проекта, осуществляя непосредственную работу с руководителями и специалистами филиала ПАО “МРСК Северо-Запада” “Комиэнерго”, Воркутинских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, местных органов исполнительной власти и Ростехнадзора. В общей сложности проведено более 10 совещаний, на которых обсуждались проблемы реализации проекта и решения возникающих сложных ситуаций.

В целях проверки работоспособности этой схемы в июне – августе 2017 г. Системным оператором были проведены натурные испытания по отработке технологической схемы разворота “с нуля” Воркутинских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и координации действий диспетчеров Системного оператора и оперативного персонала субъектов энергетики региона. Специалисты Системного оператора при проведении испытаний осуществляли взаимодействие с органами исполнительной власти Республики Коми, руководителями сетевых и генерирующих компаний, представителями Ростехнадзора и МЧС.

Натурные испытания подтвердили возможность подачи напряжения потребителям Воркутинского и Интинского энергорайонов Республики Коми в случае их полного погашения при неблагоприятных режимно-балансовых ситуациях. Испытания доказали работоспособность созданной технологической схемы с участием дизельных электростанций, позволяющих осуществить запуск “с нуля” Воркутинской ТЭЦ-1 и последующий запуск от неё Воркутинской ТЭЦ-2, а также позволили отработать действия всех включённых в процесс служб и подразделений.

За участие в мероприятиях по повышению надёжности энергоснабжения потребителей Воркутинского и Интинского энергорайонов Республики Коми руководители филиалов АО “СО ЕЭС” ОДУ Северо-Запада и Коми РДУ были отмечены наградами Министерства промышленности, природных ресурсов, энергетики и транспорта Республики Коми.

В рамках научно-исследовательской работы (НИР), инициированной АО “СО ЕЭС” по итогам расследования причин аварии на Ростовской АЭС в 2014 г., проведены функциональные испытания устройств релейной защиты (РЗ) различных производителей, используемых на энергообъектах Единой энергосистемы России. В период с 29 ноября по 1 декабря 2017 г. по инициативе АО “СО ЕЭС” в ОАО “ВНИИР” проведены функциональные испытания устройств релейной защиты различных производителей, применяемых в ЕЭС России, на программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в реальном времени.

Указанные испытания проводились в рамках выполнения НИР с целью исследования функционирования устройств релейной защиты в переходных режимах, связанных с насыщением трансформаторов тока. НИР стала частью комплекса мероприятий по итогам расследования причин аварии на Ростовской АЭС, произошедшей в ноябре 2014 г.

В испытаниях приняли участие представители АО “СО ЕЭС”, ПАО “Россети”, ПАО “ФСК ЕЭС”, АО “Концерн Росэнергоатом”, ПАО “РусГидро”, ПАО “Юнипро”, а также представители фирм – производителей устройств релейной защиты – ООО НПП “ЭКРА”, ООО “Релематика”, ООО “АББ Силовые и Автоматизированные Системы”, ООО “Сименс”, ООО “ДжиИ Рус”.

Испытания показали, что типовые алгоритмы защит, реализованные в терминалах фирм – производителей устройств РЗ, принявших участие в испытаниях, в ряде режимов не обеспечивают правильного функционирования защит в условиях насыщения трансформаторов тока на исследуемых энергообъектах (излишнее и замедленное срабатывание). Предложенные производителями решения по модернизации алгоритмов защиты, в том числе блокировок при внешних коротких замыканиях, не подтвердили достаточную эффективность. По результатам испытаний принято решение о продолжении работ по совершенствованию алгоритмов устройств РЗ, которые позволят обеспечить их правильное функционирование в условиях насыщения трансформаторов тока.

В рамках выполнения НИР разработана методика по определению времени до насыщения трансформаторов тока при коротком замыкании в распределительных устройствах. Данная методика позволит при модернизации устройств РЗ на объектах электроэнергетики определить требования к релейной защите по условиям её правильной работы в переходных режимах, связанных с насыщением трансформаторов тока. Проведённые испытания подтвердили достоверность результатов расчёта времени до насыщения трансформаторов тока по указанной методике.

С целью обсуждения методики по определению времени до насыщения трансформаторов тока при коротком замыкании в распределительных устройствах и технических решений, разрабатываемых производителями по результатам испытаний, в феврале 2018 г. планируется проведение заседания Научно-технического совета ЕЭС (НП “НТС ЕЭС”).

Внедрение систем телеуправления оборудованием подстанций

Филиал АО “СО ЕЭС” “Региональное диспетчерское управление энергосистемы г. Москвы и Московской области” (Московское РДУ) совместно с АО “ОЭК” организовал и успешно провёл комплексные испытания дистанционного управления (телеуправления) коммутационным оборудованием подстанций (ПС) 220 кВ Абрамово и Горьковская из диспетчерского центра Московского РДУ и центра

управления сетями (ЦУС) АО “ОЭК”. Целью реализации данных проектов по организации телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерского центра АО “СО ЕЭС” является сокращение времени производства оперативных переключений и повышение качества управления электроэнергетическим режимом энергосистемы за счёт повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети.

Для осуществления проекта в энергосистеме г. Москвы и Московской области были отобраны ПС 220 кВ Абрамово и ПС 220 кВ Горьковская, на которых установлено современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие реализовать функцию дистанционного управления оборудованием этих объектов.

Для реализации возможности телеуправления коммутационным оборудованием с подстанций 220 кВ Абрамово и Горьковская организована передача дополнительной телеметрической информации в диспетчерский центр Московского РДУ, внесены изменения в конфигурацию и программное обеспечение автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций, выполнены все необходимые операции по настройке оперативно-информационного комплекса (ОИК) Московского РДУ. Также проведены мероприятия по обеспечению информационной безопасности, разработаны типовые программы переключений для ЛЭП с использованием телеуправления, внесены необходимые изменения в организационно-штатную и техническую документацию, проведены тренировки для отработки навыков телеуправления у диспетчерского персонала Московского РДУ.

Во время испытаний из ОИК Московского РДУ посредством телеуправления отдавались команды на включение и отключение коммутационных аппаратов 220 кВ ПС Абрамово, ПС Горьковская, которые были успешно реализованы.

После завершения испытаний системы телеуправления диспетчерский персонал Московского РДУ с 8 декабря 2017 г. приступил к выполнению функции дистанционного телеуправления оборудованием подстанций 220 кВ Абрамово и Горьковская.

Международное сотрудничество

В Рио-де-Жанейро состоялось совещание представителей системных операторов России и Бразилии по обмену опытом создания и внедрения нового поколения автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ). Договорённость о проведении двусторонней встречи между АО “СО ЕЭС” и системным оператором Бразилии Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) была достигнута в ходе годового заседания Административного совета Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15 в Брюсселе 24 – 26 октября. Темой встречи в Бразилии стал реализованный в диспетчерских центрах ONS проект REGER по модернизации АСДУ на базе унифицированного программного обеспечения. Работу по модернизации АСДУ для всех своих диспетчерских центров бразильский системный оператор начал в 2004 г. и завершил в конце 2013 г. При этом около пяти лет заняли только подготовительные работы по проектированию системы, поскольку аналогичных решений в мировой практике не существовало.

Изучение и систематизация передового опыта по использованию новых информационных технологий в процессе управления энергосистемами, исследование текущего уровня автоматизации диспетчерских центров крупнейших системных операторов мира ведётся специалистами Системного оператора постоянно. Так как Единая энергетическая система России имеет ряд общих черт с энергетической системой Бразилии, работа бразильских коллег по данному проекту представляет интерес для АО “СО ЕЭС”. В свою очередь, специалисты ONS заинтересованы в изучении опыта российского

Системного оператора, накопленного в ходе реализации ряда инновационных проектов.

На рабочей встрече достигнута договорённость о заключении соглашения об обмене опытом по нескольким направлениям: организация тренировок диспетчерского и оперативного персонала, в том числе с учётом опыта ONS в подготовке и проведении Чемпионата мира по футболу в 2014 г., реализация проектов по созданию и внедрению автоматизированных систем диспетчерского управления, включая SCADA-системы, создание систем сбора синхронизированных векторных измерений и прикладных систем на основе данных технологий, использование технологий искусственного интеллекта в системах автоматизации диспетчерского управления.

В рамках взаимодействия двух компаний предложено провести следующую встречу представителей АО “СО ЕЭС” и ONS на территории России.

Инновационное развитие

Проект Системного оператора “Энергоснабжающая самобалансирующая организация как эффективный способ снижения затрат на электроэнергию” удостоен всероссийской премии “Время инноваций – 2017” в номинации “Технологическая инновация года”. Церемония награждения лауреатов седьмой ежегодной премии “Время инноваций – 2017”, вручаемой за лучшие практики по внедрению, разработке и развитию инноваций в разных сферах, состоялась в Сочи 7–8 декабря 2017 г. В рамках церемонии награждения состоялась Вторая конференция “Инновации – к качественному экономическому росту”, участники которой представили лучшие инновационные бизнес-практики – от корпоративных проектов по созданию и развитию инфраструктуры инноваций до успешных кейсов по внедрению новых технологий в бизнесе и выводу на рынок новых продуктов.

Проект энергоснабжающей самобалансирующей организации (ЭССО) разработан АО “Научно-технический центр Единой энергетической системы (Московское отделение)” – дочерней компанией Системного оператора. Проект предусматривает создание интеллектуальной системы энергоснабжения промышленных кластеров. В июле этого года проект ЭССО на базе промышленной площадки в Ленинградской области был одобрен на заседании рабочей группы Минэнерго России по внедрению интеллектуальных энергетических систем.

ЭССО – это интеллектуальный розничный микроэнергокомплекс, состоящий из локального генерирующего источника (энергосистемы) и присоединённого к нему пула промышленных потребителей, компактно расположенный на ограниченной территории и имеющий единую границу балансовой принадлежности. Основные объёмы электроэнергии и все объёмы тепловой энергии потребители ЭССО получают от локального энергосистемы. Из сети общего пользования потребляется минимальный объём электроэнергии, необходимый для обеспечения требуемого качества электроэнергии, надёжности и резервирования. Это позволяет потребителям ЭССО достичь существенной экономии на энергоснабжении за счёт оптимизации оплаты транспортной составляющей – плата взимается исключительно за объёмы, потреблённые из сети общего пользования. Минимизация перетока из внешней энергосистемы в локальный микроэнергокомплекс и его самобалансирование обеспечиваются современными устройствами и решениями интеллектуальной энергетики.

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. Она вручается за лучшие проекты по стимулированию, продвижению и внедрению инновационных разработок. В 2014 г. этой премии был удостоен проект

Системного оператора “Контактный центр системы “Одного окна” в номинации “Лучший проект по стимулированию и развитию инновационной деятельности”, в 2015 г. в номинации “Продукт года” был награждён проект АО “СО ЕЭС” “Релейная защита “мертвой зоны” распределительных устройств объектов электроэнергетики”, в 2016 г. Системный оператор в очередной раз стал лауреатом премии в номинации “Проект года” за проект “Разработка и внедрение централизованной системы противоаварийной автоматики третьего поколения”.

Награда за надёжность режимов ЕЭС России

22 декабря 2017 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 2017 г. Им стало ПАО “ФСК ЕЭС”. Председатель правления АО “СО ЕЭС” Борис Аюев вручил памятный знак награды председателю правления ПАО “ФСК ЕЭС” Андрею Мурову.

При активном участии Федеральной сетевой компании осуществлено внедрение технологии дистанционного управления оборудованием подстанций из диспетчерских центров АО “СО ЕЭС” и собственных центров управления сетями ПАО “ФСК ЕЭС”, что позволяет значительно повысить качество управления электроэнергетическим режимом Единой энергосистемы.

Применение технологий телеуправления оборудованием подстанций обеспечивает кардинальное сокращение, до нескольких минут, длительности производства переключений в электроустановках, выполняемых в целях изменения топологии электрической сети в различных условиях, в том числе при предотвращении развития и ликвидации аварий, выводе электросетевого оборудования в ремонт и вводе его в работу. Использование новой технологии также минимизирует риск ошибочных действий оперативного персонала при выполнении переключений на подстанциях.

Федеральная сетевая компания реализовала пилотные проекты телеуправления оборудованием подстанций 330 кВ Завод Ильич, Василеостровская и подстанции 220 кВ Проспект Испытателей в ОЭС Северо-Запада, а также подстанций 220 кВ Поселковая, Псоу и распределительного пункта 220 кВ Черноморская в ОЭС Юга. Специалисты компании участвовали в обобщении опыта реализованных проектов и разработке типовых документов по телеуправлению.

В 2017 г. ПАО “ФСК ЕЭС” совместно с Системным оператором провело успешные натурные испытания телеуправления с применением автоматизированных программ переключений на подстанциях 330 кВ Завод Ильич, Василеостровская и подстанции 220 кВ Проспект Испытателей, что открывает дорогу для массового применения этой инновационной технологии в ЕЭС России.

ПАО “ФСК ЕЭС” разработан и утверждён согласованный с Системным оператором план-график мероприятий по реализации дистанционного управления оборудованием подстанций из центров управления сетями ПАО “ФСК ЕЭС” и диспетчерских центров АО “СО ЕЭС”, предполагающий реализацию телеуправления на более чем 90 подстанциях напряжением 110 – 500 кВ.

Праздничные даты: 60 лет ОДУ Юга

7 декабря 2017 г. Филиал АО “Системный оператор Единой энергетической системы” “Объединённое диспетчерское управление энергосистемы Юга” (ОДУ Юга, до 2005 г. – ОДУ Северного Кавказа) отметил 60 лет со дня основания. История ОДУ Юга началась в декабре 1957 г. с приказа № 77 Министерства электростанций СССР об организации в городе Орджоникидзе Объединённой диспетчерской службы (ОДС) Северного Кавказа для управления режимом работы трёх энергосистем: Севкавказэнерго Северо-Осе-

тинского совнархоза, Баксанского энергокомбината Ставропольского совнархоза и Краснодарэнерго Краснодарского совнархоза. Диспетчерам только что образованной ОДС пришлось вести режимы в крайне сложных условиях – энергосистема, называвшаяся объединённой, на деле состояла из разрозненных, изолированно работающих энергорайонов. Специалистам ОДС предстояло решить задачу перевода всех отдельно функционировавших частей на параллельную работу. Уже к 1962 г. Объединённая энергосистема Северного Кавказа полностью оправдывала свое название.

В 1964 г. ОДС стремительно растущего энергообъединения была преобразована в Объединённое диспетчерское управление Северного Кавказа. Главной задачей следующего пятилетия для специалистов ОДУ стало включение ОЭС Северного Кавказа в Единую энергетическую систему СССР. При непосредственном участии ОДУ в это время вводились межсистемные линии электропередачи, внедрялись устройства релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. В 1969 г. ОЭС Северного Кавказа была включена на параллельную работу с ЕЭС СССР по связям 330, 220 и 110 кВ, что позволило снять остроту проблемы электроснабжения потребителей Северного Кавказа.

В 1973 г. в истории ОДУ Северного Кавказа произошло важное событие – в его управление была передана одна из старейших в России и обладающая мощным энергетическим потенциалом Ростовская энергосистема. В 1977 г. для более эффективного выполнения функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой ОДУ Северного Кавказа было переведено из Орджоникидзе в Пятигорск. Переезд и монтаж оборудования диспетчерского центра были спланированы и произведены специалистами ОДУ без перерыва диспетчерского управления энергосистемой.

Первые десятилетия деятельности ОДУ ознаменовались высочайшими темпами строительства сетевых и генерирующих энергообъектов: ежегодно вводились сотни мегаватт генерирующих мощностей и сотни километров линий системообразующей сети, усиливались электрические связи с соседними энергосистемами.

С 1987 по 1991 г. структура объединённого диспетчерского управления претерпевала многократные изменения: в оперативное управление ОДУ Северного Кавказа вошли энергосистемы Кабардино-Балкарии, Калмыкии и Карачаево-Черкессии, и общее число региональных энергетических систем в операционной зоне выросло до девяти.

Тяжелейшие для всей энергетики России 1990-е годы ОЭС Северного Кавказа прошла с большими потерями. Были разомкнуты все межсистемные связи с Украиной, благодаря которым осуществлялась связь с энергоизбыточной ОЭС Центра для компенсации дефицита собственной генерирующей мощности ОЭС Северного Кавказа. Также на длительное время выводились из строя линии электропередачи в Чеченской Республике, была потеряна связь с электростанциями каскада Сулакских ГЭС – мощного источника покрытия пиковых нагрузок, а также эффективного средства противоаварийного управления ОЭС. Во многом только благодаря высочайшему профессионализму, ответственности и самоотверженному труду специалистов ОДУ Северного Кавказа удалось сохранить устойчивую работу энергосистемы Юга России.

В сложный период 1990-х годов коллектив ОДУ Северного Кавказа обеспечивал надёжное управление электроэнергетическими режимами, проводил работу по вводу в эксплуатацию связей 500 кВ ОЭС Юга с Волгоградской энергосистемой и связей 330 кВ восточных районов Северного Кавказа с центральной частью ОЭС Юга, осуществлял режимное сопровождение пуска стратегически важных объектов – Волгоградской АЭС и Ирганайской ГЭС.

В 2002 г. завершилась реконструкция диспетчерского центра ОДУ. Управление режимами работы ОЭС из модернизированного диспетчерского центра позволило расширить на-

блюдаемость текущего состояния объектов диспетчеризации, ускорить принятие диспетчерами оперативных решений, добиться большей эффективности планирования и управления режимами. С ОЭС Северного Кавказа в Единую энергосистему началось оснащение региональных диспетчерских центров современными средствами отображения информации – видеопроекционными щитами.

7 августа 2002 г. в ходе реформирования отрасли был учреждён филиал ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС” “Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Северного Кавказа” (ОДУ Северного Кавказа). В конце 2002 и в течение 2003 г. в операционной зоне ОДУ были организованы филиалы Системного оператора – региональные диспетчерские управления: Северокавказское, Кубанское, Дагестанское, Ростовское, а в 2005 г. в состав ОДУ Северного Кавказа вошли Волгоградское и Астраханское РДУ. 10 ноября 2005 г. ОДУ Северного Кавказа переименовано в ОДУ Юга.

В новейшей истории энергетики страны ОДУ Юга активно участвовало в обеспечении надёжной работы и развития активно растущей Объединённой энергосистемы Юга. За 15 лет с момента основания этого филиала Системного оператора на юге России введено 6433 МВт генерирующих мощностей, включая такие, как второй и третий энергоблоки Ростовской АЭС, ПГУ-410 Невинномысской ГРЭС, ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ, блок № 9 Новочеркасской ГРЭС, Астраханская ПГУ-235, ПГУ-110 Астраханской ГРЭС, Будённовская ТЭС, Сочинская ТЭС, Джубгинская ТЭС, Адлерская ТЭС. Построено 48 линий электропередачи общей протяжённостью 5187 км и 26 подстанций классом напряжения 220 – 500 кВ. Наиболее значимые из них: ПС 500 кВ Ростовская, Кубанская, Тамань, Невинномысск, ПС 330 кВ Грозный, Артём, Ильенко, ПС 220 кВ Бужора, Вышестеблиевская, Черноморская, Поселковская, Кафа. Все энергетические объекты строились и вводились в работу при непосредственном участии ОДУ Юга, обеспечившего режимное сопровождение и надёжность энергосистемы как в процессе их строительства, так и ввода в работу.

Коллектив ОДУ Юга с честью справился с одной из важнейших задач последнего десятилетия – реализацией комплекса мероприятий по подготовке энергосистемы региона к XXII зимним Олимпийским играм и XI Паралимпийским зимним играм 2014 г. в Сочи. Разработанные и реализованные филиалом мероприятия позволили обеспечить надёжную работу объектов электроэнергетического комплекса ОЭС Юга во время проведения олимпиады.

Ещё одной ключевой задачей последнего времени стала интеграция энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в ЕЭС России. Ввод в эксплуатацию энергомаста Кубань – Крым обеспечил техническую основу для включения энергосистемы полуострова в Единую энергосистему страны. Создание нового филиала Системного оператора – Черноморское РДУ – и принятие им функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом Крымской энергосистемы стало логичным шагом на пути к завершению процесса включения в ЕЭС России и энергосистемы Крыма.

В ОДУ Юга большое внимание уделяется системе обучения и повышения квалификации персонала. Первый в СССР тренажёрный пункт подготовки диспетчеров был создан в ОДУ Юга. Передовой опыт ОДУ Юга по организации центра тренажёрной подготовки персонала (ЦТПП), обучению и повышению квалификации диспетчерского и технологического персонала распространён на все филиалы Системного оператора. Сегодня ЦТПП ОДУ Юга, оснащённый современной лабораторией микропроцессорной техники РЗА, стал основной базой по подготовке персонала служб релейной защиты и автоматики АО “СО ЕЭС”.

За 60 лет операционная зона ОДУ Юга прошла путь от нескольких изолированно работающих энергорайонов до мощной объединённой энергосистемы суммарной установ-

ленной мощностью более 21 тыс. МВт, располагающей атомной электростанцией, крупнейшими в европейской зоне России гидравлическими и тепловыми электростанциями, развитой электрической сетью 220 – 330 – 500 кВ.

Сегодня ОДУ Юга осуществляет функции оперативного-диспетчерского управления режимом Объединённой энергосистемы Юга, которая располагается на территории 15 субъектов Российской Федерации: республики Адыгея, Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Калмыкия, Карачаево-Черкессия, Крым, Северная Осетия – Алания, Чеченская Республика, Краснодарский и Ставропольский края, Астраханская, Ростовская и Волгоградская области, а также город Севастополь.

ОЭС Юга граничит с ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги, энергосистемами Казахстана и Украины и обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами Азербайджана и Грузии.

Электроэнергетический комплекс ОЭС Юга размещён на территории 618,3 тыс. км², где проживает около 26 млн человек. В составе ОЭС Юга работает 153 электростанции суммарной установленной мощностью 21,5 тыс. МВт и более 60 тыс. км линий электропередачи 110 – 500 кВ.

ПАО “Российские сети”

*В День энергетика, 22 декабря 2017 г. состоялась торжественная церемония пуска первой в России цифровой подстанции класса напряжения 110 кВ, трансформаторная мощность которой составляет 50 МВ*А.* Объект построен в Красноярске дочерней структурой компании “Россети” – МРСК Сибири. В формате видеоконференции из Москвы в мероприятии приняли участие министр энергетики России Александр Новак, врио губернатора Красноярского края Александр Усс и генеральный директор компании “Россети” Павел Ливинский.

Ранее в ходе визита в головной офис компании “Россети” Президента России Владимира Путина было отмечено, что настал момент, когда электросетям необходимо сделать качественный скачок в технологическом плане – стать цифровыми.

“Это не только требования времени, но и реальная возможность на порядок улучшить качество и надёжность электроснабжения, а, следовательно, и повысить финансовоэкономические показатели сетевого комплекса без дополнительной нагрузки на потребителей” – отметил в своем докладе Павел Ливинский.

Начало эксплуатации в Красноярске подстанции им. Сморгунова с цифровым управлением и мониторингом работы систем на базе отечественного программно-технического комплекса iSAS стало первым шагом на пути построения в России “цифрового” электросетевого комплекса.

Подстанция им. Сморгунова имеет повышенные по сравнению с традиционными подстанционными объектами характеристики надёжности при большей автономности. Это пилотный проект группы “Россети”. Полученный в Красноярске опыт будет проанализирован и все успешные наработки будут тиражированы на других объектах электросетевого комплекса.

Генеральный директор компании “Россети” Павел Ливинский и губернатор Тверской области Игорь Руденя провели рабочую встречу, в ходе которой обсудили приоритетные вопросы развития электросетевого комплекса региона и подписали соглашение о сотрудничестве. В ходе обсуждения было отмечено, что отличительной особенностью электросетевого комплекса субъекта является высокая протяжённость сетей, сопряжённая с их низкой плотностью и слабой загрузкой, прежде всего, в связи с отсутствием крупных промышленных потребителей. Износ оборудования (основные объекты создавались ещё в 1960 – 1970-е годы) и обилие закрытых центров питания требуют существенных инве-

стиций в реновацию и поддержание надёжности электроснабжения.

В этой связи глава компании “Россети” Павел Ливинский выступил с предложением о реализации в 2018 – 2019 гг. “Целевой программы повышения надёжности и развития электроснабжения потребителей Тверской области”. Её основная задача – обеспечить модернизацию наиболее проблемных участков сети и подстанционных объектов. Речь идёт о ремонте и реконструкции существующих электросетевых активов, а также строительстве новых питающих центров и линий электропередачи.

По итогам встречи Павел Ливинский и Игорь Руденя заключили соответствующее соглашение, предусматривающее, в том числе, совместную работу Правительства Тверской области и компании “Россети” в сфере тарифного регулирования и взаимодействия с федеральными органами исполнительной власти РФ в рамках реализации программы.

“Регион обладает серьёзным рекреационным потенциалом, что, в свою очередь, даёт значительную нагрузку на тариф из-за обилия заявок на льготное техприсоединение. Безусловным приоритетом нашей компании является забота о потребителях. Но без усилий региона с работой по модернизации не справиться. С удовольствием отмечаю, что сегодня у нас есть взаимопонимание касательно существующих проблем и есть общее видение, как их решать в максимально короткие сроки. Программа формировалась с учётом не только предложений руководства региона, но и глав муниципальных образований. Энергетики приступят к работе уже с января 2018 года”, – подчеркнул Павел Ливинский в ходе рабочей встречи.

Глава “Россетей” также отметил, что компания уделит особое внимание работе по борьбе с потерями в сетях.

“Обеспечение надёжности электроснабжения, развитие и модернизация электросетевого комплекса – это ключевые направления, которые дают перспективы экономическому росту региона. Мы рассчитываем, что совместная работа позволит решить проблемы, накопившиеся в этой сфере”, – сказал Игорь Руденя.

Стороны договорились проработать возможность утверждения “дорожной карты” консолидации муниципальных электросетевых активов с целью минимизации количества частных территориальных сетевых организаций, создания единого центра ответственности, улучшения надёжности и качества энергоснабжения потребителей.

АО “Атомэнергомаш”

Волгодонский филиал “АЭМ-технологии” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) отгрузил верхний блок реактора ВВЭР-1200 для второго энергоблока Белорусской АЭС. Верхний блок реактора состоит из крышки с патрубками, колена воздушника и металлоконструкции с траверсой. Масса отгруженных изделий составляет 130 т. Оборудование предназначено для уплотнения главного разъёма реактора, размещения органов системы управления и защиты (СУЗ), а также организации замкнутого объёма для создания давления в реакторе.

Верхний блок, как и корпус, относится к оборудованию первой категории сейсмичности. Срок службы оборудования составляет 60 лет.

Одним из основных узлов верхнего блока является крышка. Цикл производства изделия насчитывает 998 производственных операций. На площадке “Атоммаша” крышка прошла все виды контроля, в том числе гидротестирования – всего 610 операций. План качества изделия насчитывает 92 контрольные точки.

От “Атоммаша” до площадки строящейся станции в г. Островец оборудование доставляется автомобильным транспортом. Путь занимает около 7 дней.

Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическим днищем, внутри которого размещаются 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.

В Республике Беларусь сооружается первая атомная электростанция по российскому проекту с водо-водяным реактором ВВЭР-1200 “поколения 3+”, состоящая из двух энергоблоков суммарной мощностью 2400 МВт. Проект реализуется в 18 км от Островца (Гродненская область). Проект реакторной установки станции разработан входящим в “Атомэнергомаш” АО “ОКБ Гидропресс”, которое осуществляет авторский надзор и конструкторское сопровождение.

АО “НПО “ЦНИИТМАШ” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) как генеральный подрядчик завершило ремонтные работы реакторной установки энергоблока № 2 Армянской АЭС (ААЭС). Работы на станции выполнены качественно и в срок. Армянская АЭС является важнейшим энергетическим объектом, вырабатывающим до 40% электроэнергии страны. В соответствии с межправительственным соглашением, проверка состояния её атомного энергоблока после длительной эксплуатации и его ремонт должны выполняться российскими специалистами по договору между внешнеторговой организацией ААЭС и АО “Русатом Сервис”. В 2017 г. АО “Русатом Сервис” выбрало ЦНИИТМАШ генеральным подрядчиком и единственным поставщиком услуг по данному договору. Институт в качестве соисполнителей привлек к работе АО “Концерн Росэнергоатом”, ОКБ “Гидропресс” и НПП “ЭХО+”.

На площадке Армянской АЭС было задействовано до 40 сотрудников организаций – исполнителей работ. ЦНИИТМАШ занимался разработкой технической документации, закупкой и поставкой сварочных материалов и оборудования, обеспечивал заказчика специалистами, а также совместно с НПП “ЭХО+” проводил неразрушающий контроль. ОКБ “Гидропресс” согласовывало техническую документацию по проекту. АО “Концерн Росэнергоатом” обеспечило его специалистами по ремонту АЭС.

Несмотря на то, что ранее ЦНИИТМАШ уже работал на Армянской АЭС (в 2014 году он разработал технологии и документацию на ремонт ААЭС), это первый для одного из его подразделений, института сварки, опыт выступления в качестве системного интегратора и единого поставщика услуг по ремонту станции.

Взаимодействие ЦНИИТМАШ и АО “Русатом Сервис” началось в феврале 2017 г., с мая по июнь шли ремонтные работы, а осенью были закрыты все документы. Стороны посчитали его продуктивным и успешным. В дальнейшем институт планирует продолжать сотрудничество с АО “Русатом Сервис” в части выполнения дальнейших ремонтов на Армянской АЭС в 2018 и 2019 гг., а также на других зарубежных АЭС.

АО “ОКБМ Африкантов” (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) вошло в десятку рейтинга фундаментальной эффективности эколого-энергетического рейтингового агентства “Интерфакс-ЭРА”. Перечень охватывает компании и предприятия реального сектора экономики России и Казахстана. ОКБМ заняло высокое седьмое место среди 5424 предприятий. В 2017 г. впервые таблицы рейтинга фундаментальной эффективности оформлены в разбивке по отраслевым группам предприятий. Основанием для

отнесения в одну из выделенных групп стала классификация 96 типов производства по структуре используемых ресурсов, потоков продукции и отходов. ОКБМ вошло в группу “Холодная обработка материалов для конечной продукции”.

Рейтинг компании определён по суммарной оценке пяти показателей. Среди них – энергоресурсная эффективность производства продукции, технологическая эффективность используемого оборудования, динамика эффективности, экосистемная эффективность, а также прозрачность эколого-энергетической отчётности.

Вхождение АО “ОКБМ Африкантов” в верхние строчки федерального рейтинга говорит о высокой эффективности производственной деятельности предприятия и выполнении всех необходимых требований по обеспечению охраны окружающей среды.

Машиностроительный дивизион Росатома – АО “Атомэнергомаш” изготовит основное оборудование для четырёх заводов по термической переработке отходов в энергию и сырьё в Московской области. Соответствующий контракт был заключён с дочерней компанией “РТ-Инвест” АГК-1, реализующей проект “Энергия из отходов”. Договор предусматривает производство, поставку и установку двенадцати единиц котельного оборудования – по три на каждый завод, – а также четырёх турбин и воздушных конденсаторов. Согласно условиям сделки, отгрузка оборудования должна произойти в 2019 – 2020 гг.

“Заключение контракта с Атомэнергомашем позволяет нам с уверенностью говорить о том, что ключевое оборудование завода будет произведено на самом высоком уровне и даст возможность стабильной и эффективной работы будущих предприятий. Уже в 2019 г. намечены первые поставки, а к 2020 г. все элементы длинноциклового оборудования будут смонтированы на подмосковных заводах по термической переработке отходов в энергию”, – прокомментировал это важное событие генеральный директор “РТ-Инвест” Андрей Шипелов.

“Это важный проект, который открывает новую веху в развитии “зелёных” технологий и выводит на новый уровень решение вопросов утилизации отходов. Мы максимально задействуем наши компетенции, чтобы наши партнёры получили современное оборудование на основе последних технологий и самых строгих экологических требований”, – подчеркнул генеральный директор АО “Атомэнергомаш” Андрей Никипелов.

Заводы по переработке отходов будут строиться по технологии японско-швейцарской компании Hitachi Zosen INOVA. Это самая референтная на текущий момент технология в Европе с жёсткими требованиями к экологическим параметрам работы оборудования. Мощность каждого из четырёх объектов в Московской области составит 700 тыс. т переработки ежегодно с выработкой 70 МВт электроэнергии.

Котельное оборудование будет производиться на площадке завода ПАО “ЗиО-Подольск” – одного из крупнейших изготовителей подобной техники в стране. Предприятие уже имеет опыт производства оборудования для соответствующих объектов. В частности, в девяностых и нулевых годах на нём были спроектированы и изготовлены котельные установки для заводов в Германии и России. Представители лицензиара и “РТ-Инвест” неоднократно посещали “ЗиО-подольск” и подтвердили его готовность к изготовлению соответствующего оборудования.

НПП “СпецТек”

НПП “СпецТек” и Филиал АО “Концерн “Росэнергоатом” “Курская атомная станция” подписали долгосрочный договор о развитии и сопровождении информационной системы поддержки управления техническим обслуживанием и ремонтами Курской АЭС. Информационная система

поддержки управления техническим обслуживанием и ремонтами (ИСПУ ТООР) на Курской АЭС эксплуатируется с сентября 2007 г. В основе системы – комплекс TRIM, отечественный программный продукт класса EAM/MRO.

Исполнителем проекта создания и развития системы является компания НПП “СпецТек” – разработчик TRIM, разработчик государственных стандартов и профессиональный консультант в области управления физическими активами. С 1994 г. НПП “СпецТек” занимается разработкой, развитием, поставкой и сопровождением EAM/MRO-системы TRIM и внедрением на его основе информационных систем управления. С 2016 г. сведения о TRIM внесены в Единый реестр российских программ для ЭВМ и баз данных.

После ввода в эксплуатацию ИСПУ ТООР на Курской АЭС планомерно развивалась как путём увеличения числа пользователей, так и функционально. Так, если на момент ввода в эксплуатацию лицензия на использование TRIM на Курской АЭС предполагала 369 пользователей, то теперь это число увеличено до 859.

В августе 2017 г. начался очередной этап проекта, который продлится до конца 2019 г. Помимо услуг сопровождения (информационная помощь, модернизация и обновление программного обеспечения) данный этап предусматривает также работы по развитию.

В частности, предполагается интеграция с другими информационными системами (ИАСУП Курской АЭС, SAP ERP и т.д.). В процессе эксплуатации будет проводиться анализ базы данных на предмет выявления и удаления устаревших, неверных, неполных, избыточных данных и связей. Также по мере эксплуатации системы будет осуществляться оптимизация структуры данных, разработка решений по нормализации базы данных, разработка аналитических инструментов (форм), работы по автоматизации процесса загрузки данных в ИСПУ ТООР.

НПО “ЭЛСИБ”

19 декабря 2017 г. на первом блоке Маяковской ТЭС завершили испытания первого турбогенератора ТФ-90Г производства НПО “ЭЛСИБ”, работающего в сопряжении с газовой турбиной 6FA. Стоит отметить, что данные турбогенераторы спроектированы впервые – ранее в России не производили генераторы мощностью 90 МВт для взаимодействия с газовыми турбинами. Этот проект стал для завода инновацией в сфере конструкторских разработок.

Всего на объекты Калининградской генерации было поставлено восемь машин типа ТФ-90Г.



НПО “ЭЛСИБ” ПАО – единственное предприятие тяжёлого электромашиностроения на территории Сибири и Дальнего Востока. На сегодняшний день “ЭЛСИБ” имеет полный инженерно-производственный цикл от проектирования и изготовления до сервисного обслуживания турбо-, гидротурбин, электрических машин различной мощности.

КОНФЕРЕНЦИИ, ВЫСТАВКИ, СОВЕЩАНИЯ

Международная научно-практическая конференция “Опоры и фундаменты для умных сетей: инновации в проектировании и строительстве”

В рамках 20-й Международной специализированной выставки “Электрические сети России-2017” состоялась двухдневная 4-я Международная научно-практическая конференция “Опоры и фундаменты для умных сетей: инновации в проектировании и строительстве”. Организатором конференции выступила Международная ассоциация фундаментостроителей (МАФ) при поддержке ПАО “ФСК ЕЭС”, ПАО “Россети” и РНК СИГРЭ.

Участие в конференции приняли около 100 человек из России, Республики Беларусь, Финляндии, Германии. Они представляли более 40 организаций, работающих в сфере электроэнергетики: АО “НТЦ ФСК ЕЭС”, ОАО “ЦИУС ЕЭС”, ПАО “Россети”, МЭС Центра – филиал ПАО “ФСК ЕЭС”, ПАО “ФИЦ”, ООО “Строительный Альянс”, РУП “Белэнергопроект”, ООО “РесурсИнвестСтрой”, ООО “НИЛЕД”, ОАО “Светлогорский завод ЖБИиК”, АО “Салаватский ЗМК”, АО “Тюменьэнерго”, ОАО “ТомскНИПИнефть”, ООО “Ларссен Сервис”, ГУП РК “Крымэнерго”, ОАО “Сургутнефтегаз”, МРСК Северо-Запада и многие другие компании.

Конференцию открыла генеральный директор МАФ Дубровская Е. С., отметив, что на обсуждение конференции выдвинуты наиболее актуальные темы, связанные с инноваци-

онными подходами к строительству и реконструкции воздушных ЛЭП.

Далее выступил с докладом “Разработка и внедрение в практику проектирования и строительства опор новой модификации 220 – 500 кВ” главный эксперт Департамента инновационного развития ПАО “ФСК ЕЭС” Звягинцев А. В. Разработка и введение в действие новой унификации опор ВЛ 220 – 500 кВ даст возможность минимизировать затраты на строительство ВЛ: сократить количество опор, фундаментов, линейной арматуры, изоляции и, соответственно, затраты на их монтаж и последующую эксплуатацию, а также позволит сократить затраты средств и времени на их проектирование.

Следующий доклад “Проблемные вопросы из опыта эксплуатации фундаментов и опор ВЛ напряжением 220 – 500 кВ, основные направления развития по их решению” сделал главный эксперт Департамента воздушных линий ПАО “ФСК ЕЭС” Пруслина К. И. Он подчеркнул, что вся информация получена на основе многолетнего опыта эксплуатации ВЛ 220 – 500 кВ в зоне ответственности ФСК ЕЭС. Основные риски, с которыми сталкиваются эксплуатационники, – пучение грунтов и свайных фундаментов, которые возникают при отклонении от проектных решений в ходе строительного-монтажных работ. Большое значение имеют и непосредственные ошибки проектировщиков, которые приводят к поломке фундаментов и падению опор (особенно это часто встречается в Сибири, на северо-западе и на востоке страны). Нередко негативное воздействие оказывают природные явления, такие как размыв береговых линий и изменение русел рек.

Электросетевой комплекс держится на четырёх “китах”: это – проектирование, заводы, строительные-монтажные работы (СМР) и эксплуатация, напомнил собравшимся руководителю Управления подстанций и линий АО “ЦИУС ЕЭС” Кузьмин А. В., выступивший с докладом “Индивидуальное и типовое проектирование конструкций ВЛ 110 кВ и выше: состояние, задачи, перспективы”. Электросетевое проектирование на сегодняшний день вызывает самое большое количество вопросов. По мнению специалистов, качество проектирования зачастую ухудшается из-за тендеров, главным критерием на которых становится цена, а не качество проекта. Необходимо создать централизованную интерактивную базу изысканий, к которой могут иметь доступ все заинтересованные лица.

На конференции были широко представлены доклады специалистов НИЛКЭС ООО “ПО “ЭЖБИ”.

Заведующая НИЛКЭС Качановская Л. И. в докладе “Готовые разработки и стратегические предложения по возведению современных типовых проектов конструкций опор и фундаментов для ВЛ 35 – 75 кВ” рассказала об опыте применения и преимуществах наномодифицированного бетона на объектах электросетевого строительства. Также она подчеркнула, что применение новых высокоэффективных технологий, разработанных специалистами НИЛКЭС, продлевает срок службы конструкции, но не приводит к удорожанию её стоимости. Эту тему продолжил начальник сектора НИЛКЭС Касаткин С. П. в своем докладе “Использование наномодифицированного бетона и современной аппаратуры при разработке конструкций повышенной долговечности”.

Также от инженеров НИЛКЭС были представлены доклады: “Типовой проект железобетонных опор из секционированных стоек для ВЛ 110 кВ” (Порожникова Т. А.), “Нормативная документация для строительства и эксплуатации железобетонных опор ВЛ 110 кВ” (Бондарева Е. О.), “Патентная составляющая результатов НИОКР” (Александрова М. В.).

С докладом “Технические требования к железобетонным опорам из секционированных центрифугированных стоек” выступил Романов К. П., начальник сектора НИЛКЭС. Затронув в выступлении активно обсуждаемые вопросы, а именно: требования к толщине защитного слоя бетона и требования к соединительному узлу железобетонных секционированных стоек. В конце подчеркнув, что технические требования к железобетонным опорам ВЛ 110 кВ из центрифугированных секционированных стоек были разработаны в рамках НИОКР ПАО “Ленэнерго”, они учитывают СТО “ФСК ЕЭС” и особенности опор 110 кВ.

Постоянный участник мероприятий МАФ и ведущий эксперт АО “НТЦ ФСК ЕЭС” Сенькин Н. А. выступил с докладом “Опыт проектирования и строительства ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская”. В своём выступлении Николай Александрович рассказал как велась разработка проектно-сметной документации (ПСД) по реконструкции ПС 750 кВ Ленинградская и Белозерская, какие учитывались инженерно-геологические условия на трассе ВЛ 750 кВ, какие типы опор и фундаментов применялись в разработке, подчеркнув типы и марки применяемого железобетона, его свойства.

Его дополнил заместитель заведующего НИЛКЭС Романов П. И. с выступлением “Опыт разработки и установки металлических болтовых ростверков для ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская”. Слушатели узнали, какие типы опор ВЛ устанавливаются на фундаменты из винтовых свай с металлическими ростверками, как был собран фундамент под опору № 99 ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская.

Далее прозвучал доклад начальника Центра инжиниринга воздушных ЛЭП ОАО “Фирма “ОРГРЭС” Кавериной Р. С. “Методы испытания фундаментов под опоры ВЛ 35 кВ и выше”. Участники конференции услышали о методах испытания фундаментов опор ВЛ, которые применяются в настоящее время в компании ОРГРЭС и в соответствии с какими

техническими нормативными документами, ГОСТ, СП и СНиП проводятся испытания фундаментов. Также Рамзия Султановна отметила, что необходимо учитывать следующие обязательные параметры при испытании фундаментов ВЛ, а именно: качество изготовления, трещиностойкость, деформативность, несущая способность.

Главный инженер-геотехник Юнкер Алексей представил немецкую компанию Ischebeck GmbH – ведущего европейского производителя опалубочных систем, траншейных крепей, геотехники и литейного производства с докладом “Новые положения в стандартизации микросвай в РФ”. На сегодняшний день технология ТИТАН (сваи, анкеры, грунтовые нагели ТИТАН) находит широкие области применения в различных отраслях строительства. Это одна из немногих компаний в России, чья продукция соответствует требованиям ГОСТ Р 57342 – 2016 / ЕН 14199.

“Современные технологии при проектировании и устройстве фундаментов из винтовых свай” представил генеральный директор ООО “Строительный Альянс” Карасев В. С. Компания свыше 10 лет оказывает полный спектр услуг по возведению фундамента на винтовых сваях: от разработки рабочего проекта фундамента на винтовых сваях до нанесения антикоррозийного покрытия и статические испытания свай в соответствии с требованиями ГОСТ.

Генеральный директор молодого динамично развивающегося предприятия по производству изделий ЖБИ из Сибири – ООО “Ресурсинвестстрой” – Лаукарт И. В. выступила с докладом “Поставка прочных и долговечных материалов – наш вклад в развитие региона”, рассказав о технологических возможностях, типах изделий и отраслях применения продукции завода. Кроме того, на сегодняшний день предприятие является практически единственным производителем ЖБИ для мостового строительства в Иркутской области.

Компания “НИЛЕД” – известный эксперт по арматуре СИП в лице заместителя технического директора Филиппова О. В. представила доклад “Инновационные изделия, услуги и решения компании “НИЛЕД” для распределительных сетей 0,4 и 6 – 35 кВ”. Стратегическими целями компании являются разработка, производство и поставка линейной арматуры СИП, которая не требует затрат на ремонт и эксплуатацию в течение 40 лет. Компания стремится к тому, чтобы линии с СИП были действительно необслуживаемыми и приносили прибыль электросетевым предприятиям.

Завершил конференцию доклад “Эффективный способ использования оборудования MOVAX при устройстве фундаментов для различных опор ЛЭП” Горелова В. Ф, генерального директора ООО “Ларссен Сервис”. На сегодняшний день ГК “Ларссен Групп” является ведущим поставщиком оборудования для специальных строительных работ, представляя ведущего мирового производителя MOVAX OY (Финляндия). Аудитория могла ознакомиться с технологией для устройства фундаментов воздушных ЛЭП с помощью вибропогружателя MOVAX, которая обеспечивает быстрое вибропогружение фундаментов опор ВЛ в грунт с контролем вертикальности.

Во второй день конференции состоялось совещание “Актуальные вопросы и стратегические направления по обеспечению качества строительных конструкций”. Инициатором совещания выступило ПАО “ФСК ЕЭС”. На совещании присутствовали специалисты ПАО “ФСК ЕЭС”, АО “ЦИУС ЕЭС”, ПАО “Россети”, производители оборудования и представители СМИ.

Совещание было посвящено вопросам взаимодействия производителей и поставщиков оборудования для ВЛ и подстанций с основными заказчиками – ПАО “Россети”, ПАО “ФСК ЕЭС”, АО “ЦИУС ЕЭС”. В центре внимания – тема сокращения стоимости строительства и повышения долговечности ВЛ и ПС, обеспечения качества и сроков строительства, а также требования к заводам и предприятиям, выпускающим оборудование для энергетиков.