

# УПРАВЛЯТЬ НА РАССТОЯНИИ

АВТОР:

ПРЕСС-СЛУЖБА  
АО «СО ЕЭС»

**Л**ауреатом награды Системного оператора Единой энергетической системы «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС

России» по итогам 2017 г. стало ПАО «ФСК ЕЭС». Компания была отмечена за деятельность по разработке и внедрению дистанционного управления на подстанциях.



Эта престижная отраслевая награда была учреждена Системным оператором в 2013 г. За пять лет существования она присуждалась компаниям из разных секторов электроэнергетики: атомщикам, сетевикам, гидроэнергетикам. Несмотря на разные виды деятельности, эти компании связывал один факт: все они реализовали проекты, направленные на повышение уровня надежности энергосистемы.

Федеральная сетевая компания была отмечена за внедрение технологии дистанционного управления (телеуправления) электросетевым оборудованием из собственных центров управления сетями (ЦУС) и диспетчерских центров Системного оператора. Пилотные проекты, реализованные совместно с ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС», на практике подтвердили преимущества использования перспективной технологии

и задали вектор, который в будущем будет определять направление технологического развития сетевой инфраструктуры.

На подстанциях, где внедрено телеуправление, сокращено время производства оперативных переключений и реализации мероприятий по ликвидации и предупреждению развития технологических нарушений, а также минимизированы риски ошибочных действий оперативного персонала при выполнении оперативных переключений. Реализованные мероприятия позволили повысить надежность работы Единой энергетической системы России и улучшить качество управления электроэнергетическим режимом энергосистем за счет повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети и сокращения времени отклонения режима работы электро-

## ИНФОРМАЦИЯ

Решение о награждении принимается комиссией Системного оператора, состоящей из руководителей технологического функционального блока компании. Победитель по итогам года выбирается из номинантов, выдвинутых филиалами компании, — региональными и объединенными диспетчерскими управлениями. Лауреатами награды могут стать электроэнергетические компании, проектные организации, производители оборудования, научно-исследовательские институты, а также профессионалы-энергетики, внесшие значительный персональный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России. Награда вручается за обеспечение ввода в работу новых объектов электроэнергетики, участие в ликвидации последствий аварий, снижение аварийности в результате своевременного выполнения ремонтов энергетического оборудования, развитие систем мониторинга переходных режимов и противоаварийной автоматики, внедрение инноваций, научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки, способствующие повышению надежности электроэнергетических режимов, разработку нормативно-правовых актов и нормативно-технической документации в области обеспечения системной надежности, подготовку оперативно-технологического персонала и другие достижения.

## РЕАЛИЗАЦИЯ ДИСТАНЦИОННОГО ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЕМ И УСТРОЙСТВАМИ ПС ИЗ ЦУС И ДЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АПП

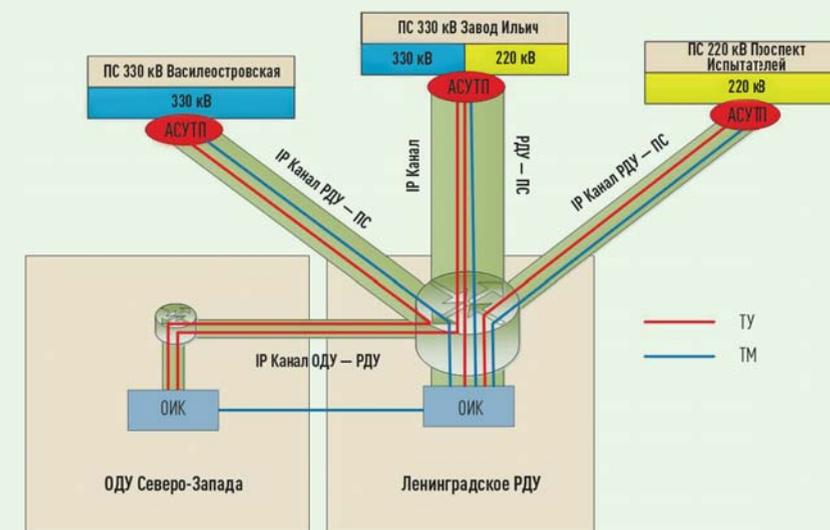


Рис. 1

станций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений.

## НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

В СССР технологию дистанционного управления впервые начали внедрять еще в шестидесятых годах прошлого века — первыми объектами телеуправления стали распределительные пункты московских электросетей. Однако ввиду несовершенства техники того времени и весьма скромных объемов передаваемой информации распространения на магистральные электрические сети телеуправление тогда не получило.

Ситуация изменилась в начале нового тысячелетия. Первым шагом стало заключение в 2007 г. соглашения между Системным оператором и Федеральной сетевой компанией — документ определял, каким оборудованием напрямую могут управлять диспетчеры АО «СО ЕЭС», а каким — технологический персон-

нал ЦУС ФСК ЕЭС. Такое разграничение полномочий обозначило сферы ответственности каждой из компаний и тем самым создало базу для практической реализации технологии телеуправления.

Для выработки концептуальных подходов к организации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с применением телеуправления было отобрано шесть объектов сетевой инфраструктуры, оснащенных наиболее подходящим для внедрения новой технологии оборудованием. Ими стали подстанция (ПС) 330 кВ Завод Ильич, ПС 330 кВ Василеостровская и ПС 220 кВ Проспект Испытателей в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области, ПС 220 кВ Поселковая, ПС 220 кВ Псоу и распределительный пункт (РП) 220 кВ Черноморская в Кубанской энергосистеме.

Реализацией проектов занимались рабочие группы, в которые вошли представители ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС». Специалистам предстояло выполнить огромный пласт работы: внести необходимые изменения в конфигурацию и программное обеспечение АСУ ТП подстанций, настроить программно-технические комплексы ЦУС филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» и оперативно-информационные комплексы (ОИК) диспетчерских центров Системного оператора. Кроме того, члены рабочих групп разработали необходимую для внедрения телеуправления нормативную базу. Филиалы Системного оператора и ФСК, в чьих зонах предполагалось реализовать пилотные проекты, адаптировали инструктивные материалы под новые условия, а также разработали типовые программы по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП и подстанционного оборудования и провели обучение оперативного и диспетчерского персонала.

Финалом этой масштабной подготовительной работы стал комплекс испытаний, проведенных на базе дочернего общества Системного оператора АО «НТЦ ЕЭС» в августе 2015 г. Специалисты компании собрали испытательный стенд и проверили работу устройств без физического воздействия на коммутационное оборудование. Итоги этих испытаний подтвердили возможность телеуправления оборудованием объектов электроэнергетики через существующие АСУ ТП подстанций и позволили уже в сентябре того же года ввести в промышленную эксплуатацию системы дистанционного управления коммутационным оборудованием из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями дочернего общества ПАО «Россети» — ПАО «ФСК ЕЭС».

Особое внимание специалисты уделяли вопросам обеспечения



Рис. 3  
Памятный знак награды «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России»

информационной безопасности выделенных каналов связи и объектов, телеуправление оборудованием которых осуществляется из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС. Так, в ОИК диспетчерских центров передача команд телеуправления возможна только с автоматизированного рабочего места диспетчера, при этом для подтверждения каждой команды необходим ввод персонального пароля диспетчера, находящегося на смене. Кроме того, сетевые настройки информационного обмена между ОИК диспетчерских центров и АСУ ТП подстанций исключают возможность передачи команд телеуправления со сторонних IP-адресов, а сами команды телеуправления шифруются на стороне Системного оператора и дешифруются на стороне подстанции с последующей передачей в АСУ ТП.

## ПРАВИЛА ИГРЫ

Федеральная сетевая компания была отмечена отраслевой наградой не только за внедрение новой технологии, но и за создание системных условий для ее функционирования. По итогам реализации пилотных проектов Системным оператором совместно ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» была сформирована необходимая нормативно-техническая база в части основополагающих

### ОБЛАДАТЕЛИ НАГРАДЫ «ЗА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ВКЛАД В ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЖИМОВ ЕЭС РОССИИ», 2013–2017 ГГ.

Год	Компания	Проект	Положительный эффект
2013	ОАО «Э.ОН Россия» (в настоящее время — ПАО «Юнипро»)	Оснащение Сургутской ГРЭС-2 устройствами противоаварийной автоматики на современной микросредовой базе и с более совершенными алгоритмами	<ul style="list-style-type: none"> <li>Расширение диапазона допустимых перетоков мощности между энергосистемой Тюменской области и остальной частью Объединенной энергосистемы Урала;</li> <li>обеспечение динамической устойчивости генерирующего оборудования Сургутской ГРЭС-2 и энергосистемы Тюменской области (способности сохранять работу станции в составе энергосистемы при тяжелых аварийных возмущениях)</li> </ul>
2014	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» — МЭС Западной Сибири	Оснащение подстанции 500 кВ Тюмень устройством автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) на современной микропроцессорной базе	<ul style="list-style-type: none"> <li>Увеличение возможности загрузки электростанций Тюменской энергосистемы;</li> <li>возможность более эффективно использовать ресурсы электростанций региона</li> </ul>
2015	Филиал ПАО «Рус-Гидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Нерожного»	Комплексная реконструкция Саяно-Шушенской ГЭС, в рамках которой, в частности, была внедрена локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости	<ul style="list-style-type: none"> <li>Обеспечение качественно нового уровня противоаварийного управления и динамической устойчивости оборудования;</li> <li>улучшение режимно-балансовой ситуации и повышение эффективности и качества управления электроэнергетическими режимами работы Объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири и ЕЭС России</li> </ul>
2016	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»	Изменение способа реализации управляющего воздействия на генераторы АЭС от противоаварийной автоматики, установленной на подстанции 750 кВ Ленинградская	<ul style="list-style-type: none"> <li>Увеличение степени использования пропускной способности электрических связей ОЭС Северо-Запада с соседней ОЭС Центра;</li> <li>расширение возможности по загрузке наиболее эффективной тепловой генерации в северо-западной части страны</li> </ul>
2017	ПАО «ФСК ЕЭС»	Внедрение технологии дистанционного управления оборудованием подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и собственных центров управления сетями ПАО «ФСК ЕЭС»	<ul style="list-style-type: none"> <li>Кардинальное сокращение длительности производства переключений в электроустановках, выполняемых в целях изменения топологии электрической сети;</li> <li>минимизация рисков ошибочных действий оперативного персонала при выполнении переключений на подстанциях</li> </ul>

Рис. 2  
В День энергетика — 22 декабря 2017 года — Председатель Правления АО «СО ЕЭС» Борис Аюев в торжественной обстановке вручил памятный знак и свидетельство главе ПАО «ФСК ЕЭС» Андрею Мурову





Рис. 4  
ПС 220 кВ Проспект  
Испытателей

принципов и порядка переключений — основополагающие нормативно-технические документы, регламентирующие порядок дальнейшего развития телеуправления.

В сентябре — октябре 2016 г. утверждены: Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций; Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций; Типовые технические требования к программно-техническим комплексам (ПТК) АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС сетевых организаций.

Типовые принципы, в частности, регламентируют, как распределяются функции телеуправления оборудованием подстанций между диспетчерскими центрами Системного оператора и ЦУС сетевых организаций, а также, какие права предоставляются оперативному персоналу ЦУС и подстанций при реализации этих функций. Типовой порядок переключений устанавливает алгоритм и условия производства переключений посредством телеуправления при нормальном режиме работы энергосистемы и при ликвидации нарушений нормального режима. Третий документ содержит перечень технических требований к ПТК АСУ ТП подстанций, необходимый

для реализации дистанционного управления оборудованием.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ НА МАРШЕ

Следующим логическим этапом освоения технологии телеуправления стало применение автоматизированных программ переключений (АПП). До этого все шаги в последовательности переключений совершал диспетчер Системного оператора. Использование АПП позволило закладывать алгоритмы действий по изменению эксплуатационного состояния оборудования целиком, а все шаги, которые раньше делал диспетчер, стал совершать компьютер. Для того чтобы линия электропередачи «разобралась» или «собралась» в соответствии с заложенным в АПП алгоритмом, диспетчеру достаточно сделать один клик мышкой. Компьютер сам проверит правильность исполнения команд на каждом этапе и отдаст команду на исполнение следующих шагов.

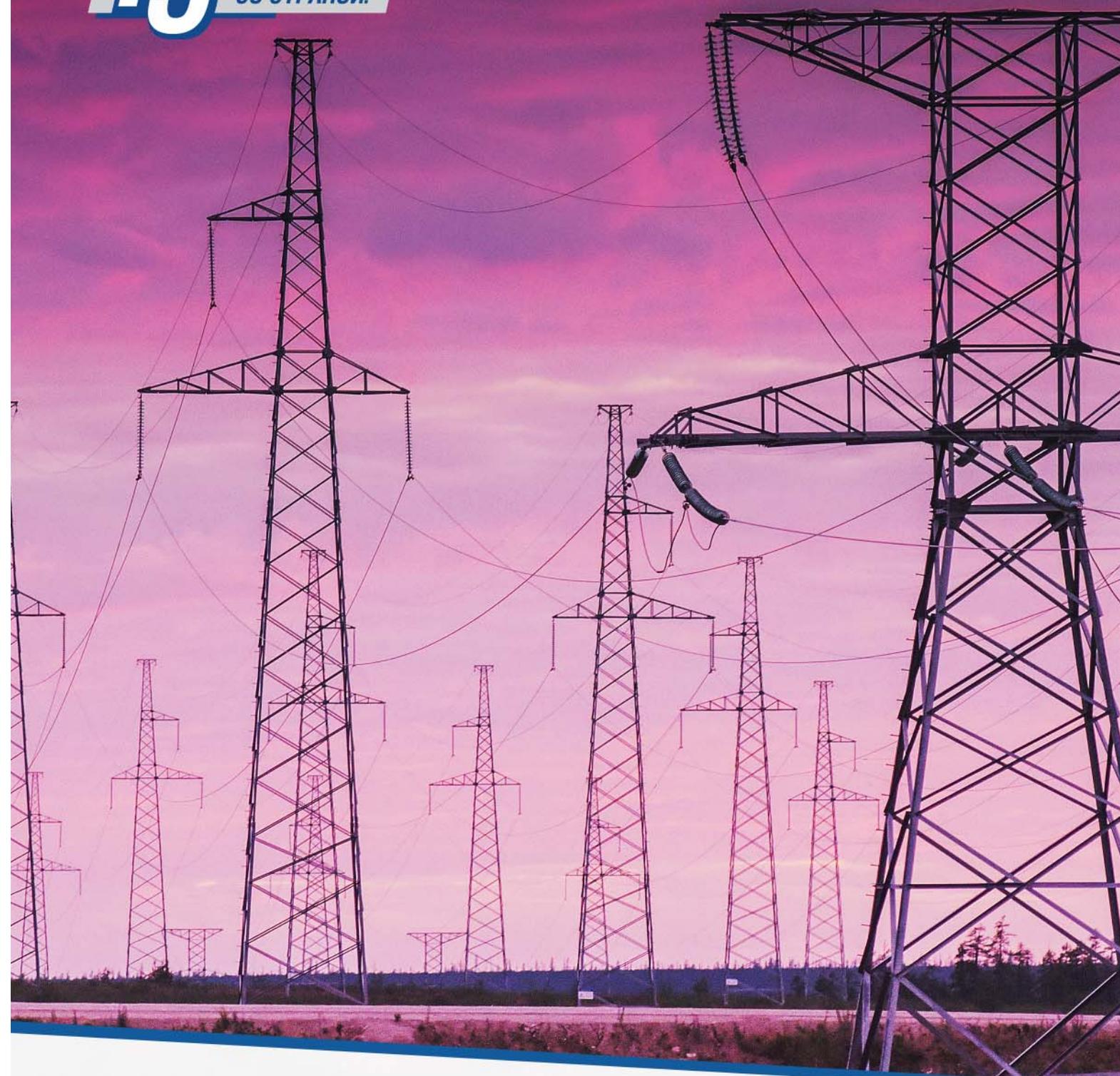
Испытания дистанционного управления с АПП проводились в Ленинградской энергосистеме 4–5 июля 2017 года филиалом АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Северо-Запада» совместно с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» «Магистральные электрические сети Северо-Запада». В ходе эксперимента из диспетчерского пункта ОДУ Северо-Запада были успешно выведены в резерв и затем введены в работу выключатели 330 кВ, система шин 330 кВ, автотрансформаторы

330/110 кВ и 330/220 кВ на подстанциях 330 кВ Василеостровская и Завод Ильич. Также была выведена в ремонт и введена в работу кабельная линия 330 кВ Завод Ильич — Василеостровская.

В результате на практике была доказана возможность значительного сокращения времени на проведение переключений в электроустановках по сравнению с традиционным осуществлением этих операций по командам, отдаваемым диспетчерами Системного оператора. Время переключений при выводе в резерв либо ремонт и вводе в работу составило: для выключателей — около 20 секунд, для автотрансформаторов — 1 минута 10 секунд, для системы шин 330 кВ — 30 секунд, для КЛ 330 кВ — 2 минуты 15 секунд. Кроме того, испытания подтвердили возможность массового применения технологий дистанционного управления электроэнергетическим оборудованием с использованием АПП, а значит, перехода на качественно новый уровень оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в электроэнергетике России.

Этот опыт оказал положительное влияние на развитие технологий — в настоящее время все больше подстанций строятся и модернизируются таким образом, чтобы иметь возможность применить на них телеуправление. Уже сейчас в Единой энергосистеме имеется большое количество подстанций 110–500 кВ нового поколения, которые в своем составе имеют современные АСУ ТП, позволяющие принимать команды телеуправления. Но это только начало. Согласно плану, сформированному ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС», новая технология будет внедрена почти на 100 подстанциях Единой национальной электрической сети, расположенных в разных регионах страны — во всех объединенных энергосистемах ЕЭС России.

**15** лет  
**ВМЕСТЕ  
СО СТРАНОЙ!**



### ЗА 15 ЛЕТ:

В 7,5 раз увеличилось число подстанций  
В 2,5 раза увеличилась мощность подстанций  
В 3,4 раза увеличилась протяженность ЛЭП

### ВСЕГО:

141 тыс. км ЛЭП  
940 подстанций  
77 регионов России  
Более 22 тыс. сотрудников

