

# Дистанционное управление подстанциями в России: новые горизонты\*

УПРАВЛЕНИЕ СЕТЯМИ

**ПАО «Россети» и Системный оператор Единой энергетической системы в 2017 году завершили пилотный проект по внедрению дистанционного управления электросетевым оборудованием. На успешно проведенных испытаниях наиболее типичные переключения — вывод в резерв/ремонт и последующий ввод в работу — впервые в стране проводились с применением автоматизированных программ переключений.**

**До этого телеуправление подстанциями в ЕЭС России осуществлялось только пооперационно. Автоматизированные программы помогли в несколько раз сократить время переключений. Также Системный оператор совместно с ОАО «Сетевая компания» Республики Татарстан реализовали пилотный проект дистанционного управления электросетевым оборудованием подстанций 500 кВ. Полученный положительный опыт позволяет начать переход к внедрению технологий дистанционного управления электроэнергетическим оборудованием в промышленных масштабах. Новая технология поможет повысить надежность работы ЕЭС России за счет сокращения времени переключений в электроустановках, быстрой ликвидации аварий в энергосистеме и минимизации влияния так называемого человеческого фактора в процессе управления режимом работы энергосистемы.**

## ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ

Сетевые организации достаточно давно используют автоматизированное дистанционное управление из своих центров управления сетями (ЦУС) в распределительной сети для переключений и ввода графиков временного отключения потребления (ГВО). Но в реальности это лишь небольшая часть функционала телеуправления, поскольку эта технология позволяет решать куда более важные и масштабные задачи. Внедрение телеуправления оборудованием подстанций является логичным шагом к достижению целевой модели передачи команд диспетчеров на объекты сетевой инфраструктуры в процессе оперативно-диспетчерского управления Единой энергосистемой России.

«Телеуправление оборудованием подстанций позволяет существенно сократить время вывода оборудования в ремонт и ввода в работу, повысить безопасность работы персонала, исключив воздействие на него опасных производственных факторов. Помимо этого, новая технология позволяет исключить ошибки в процессе выполнения оперативных переключений, за счет использования автоматизированных бланков и программ переключений при выводе оборудования в ремонт и вводе в работу. С переходом на новый уровень оперативно-технологического управления с применением телеуправления в Единой энергосистеме повысится управляемость, наблюдаемость и снизится время реакции

\* Материал подготовлен при содействии АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети» и его дочерней компании — ПАО «ФСК ЕЭС».

энергосистемы на аварийные события», — говорит главный инженер ПАО «Россети» **Дмитрий Гвоздев**.

Первые шаги в этом направлении были сделаны еще десять лет назад — в 2007 году, когда Системный оператор и Федеральная сетевая компания подписали соглашение о том, каким оборудованием напрямую могут управлять диспетчеры СО ЕЭС, а каким — оперативный персонал центров управления сетями ФСК ЕЭС.

«Прямая связь диспетчеров Системного оператора с энергообъектами позволяет исключить ошибки при ретрансляции команд и в целом сократить время переключений в электроустановках», — отмечает директор по управлению режимами ЕЭС — главный диспетчер АО «СО ЕЭС» **Михаил Говорун**.

Предметный разговор и рабочее взаимодействие по вопросам внедрения телеуправления оборудованием сетевых объектов 110, 330 и 500 кВ между Системным оператором, ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» начались в 2013 году, когда в ЕНЭС появились достаточно так называемых «подстанций нового поколения». На таких подстанциях было установлено современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие реализовать функцию дистанционного управления.

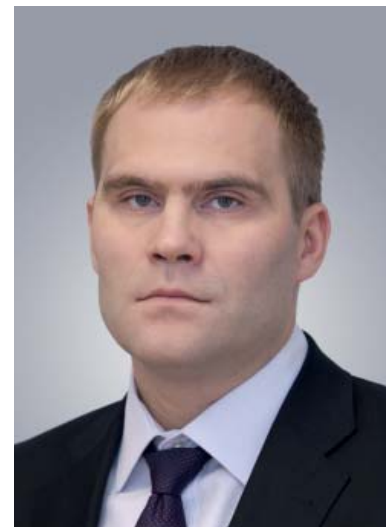
Для осуществления двух пилотных проектов по организации телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и ЦУС ПАО «ФСК ЕЭС» были отобраны шесть объектов сетевой инфраструктуры: ПС 330 кВ «Завод Ильич», ПС 330 кВ «Василеостровская» и ПС 220 кВ «Проспект Испытателей» в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области; ПС 220 кВ «Поселковая», ПС 220 кВ «Псоу» и распределительный пункт 220 кВ «Черноморская» в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея. Основной целью проектов стала отработка на практике концептуальных подходов к организации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с применением телеуправления.

Для реализации в Ленинградской и Кубанской энергосистемах пилотных проектов были созданы совместные рабочие группы, в которые вошли представители ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС».

В ходе совместной работы были внесены необходимые изменения в конфигурацию и программное обеспечение АСУ ТП подстанций, выполнены мероприятия по настройке программно-технических комплексов ЦУС



*Гвоздев Д.Б.*



*Говорун М.Н.*

### ИСТОРИЧЕСКАЯ СПРАВКА

Первые попытки производить измерения и управлять работой машин на расстоянии относятся к концу XIX века, а термин «телемеханика» появился в 1905 году благодаря французскому ученому Эдуарду Бранли. Первоначально с понятием телемеханики связывали представление об управлении по радио подвижными военными объектами. В частности, известны случаи применения средств боевой техники, оснащенных устройствами управления на расстоянии, еще в ходе Первой мировой войны.

Практическое применение телемеханики в мирных целях началось в 20-х годах прошлого века, главным образом, на железнодорожном транспорте. Телеуправление железнодорожной сигнализацией и стрелками было впервые осуществлено в 1927 году на железной дороге в Огайо (США). В 1930 году в СССР был запущен первый в мире радиозонд с оборудованием для телеизмерений. В 1933 году в Московской энергосистеме (Мосэнерго) введено в эксплуатацию первое устройство телесигнализации. А через два года началось практическое применение подобных устройств в Ленэнерго и Донбассэнерго. В 1935 году реализовано теле-

управление стрелками и сигналами на Московско-Рязанской железной дороге. В начале 40-х годов в Москве было введено централизованное телеуправление освещением улиц. Серийное заводское производство устройств телемеханики в СССР началось в 1950 году на заводе «Электропульта».

Развитие телемеханики шло параллельно с развитием электроники и средств связи. Первые системы строили на релейных схемах. В конце 50-х годов ненадежные релейно-контактные элементы начали повсеместно заменять полупроводниковыми и магнитными бесконтактными элементами. Первая в СССР электронная система телеизмерений была разработана в 1955–1956 годах. В конце 60-х — начале 70-х годов началось оснащение телемеханических систем аппаратурой с использованием интегральных схем.

В конце 80-х годов в области телемеханики произошел качественный скачок. Вместо микросхем жесткой логики в контроллерах стали использовать микропроцессоры. Это позволило гибко адаптировать аппаратуру под решение конкретной задачи путем замены программного обеспечения.

филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» и оперативно-информационных комплексов (ОИК) диспетчерских центров Системного оператора, пересмотрена необходимая документация, проведено обучение оперативного и диспетчерского персонала. В филиалах Системного оператора ОДУ Северо-Запада, Ленинградское и Кубанское РДУ в сжатые сроки был выполнен значительный объем работ по пересмотру инструктивных материалов, разработке типовых программ по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП и подстанционного оборудования.

Учитывая новизну решаемой задачи и имеющиеся ресурсы, в ходе реализации пилотных проектов пришлось применить ряд новшеств и нестандартных решений.

«К настоящему моменту в советской и российской электроэнергетике накопился довольно большой опыт телеуправления, хотя непосредственно дистанционное управление коммутационными аппаратами из диспетчерских

центров ранее и не применялось. Учитывая этот опыт, а также необходимость минимизации затрат, было принято решение реализовать телеуправление на базе существующих программно-аппаратных средств ОИК и каналов связи», — вспоминает заместитель генерального директора ОДУ Юга **Вячеслав Афанасьев**.

Передача команд телеуправления из ОИК диспетчерских центров в АСУ ТП объектов электроэнергетики была организована по существующим резервированным каналам информационного обмена в соответствии с протоколом МЭК 60870-5-104. Для обеспечения безопасности переключений и исключения возможных ошибок наряду с логическими блокировками на подстанции в ОИК диспетчерских центров реализованы дополнительные блокировки, формируемые на основании телеметрической информации, получаемой с подстанции. В таких ситуациях в ОИК не активна соответствующая кнопка, и у диспетчера просто отсутствует воз-



*Афанасьев В.В.*

можность отдать команду телеуправления.

При реализации проектов особое внимание было уделено вопросам обеспечения информационной безопасности выделенных каналов связи и объектов энергетики, телеуправление оборудованием которых осуществляется из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС.

## ТЕРМИНОЛОГИЯ

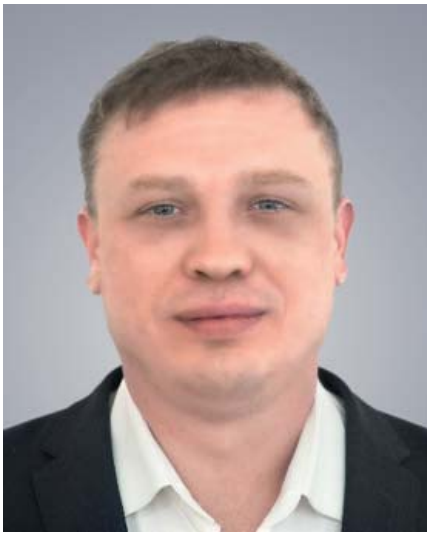
Система телемеханики любого технологического объекта включает в себя элементы трех систем: автоматизированного управления, информационно-измерительной и связи. Система телемеханики современной подстанции — это комплекс средств телеуправления, телесигнализации и телеизмерения, а также каналы связи, приемники, передатчики и программное обеспечение. Ее основное отличие от «классической» АСУ ТП — автоматизированной системы управления технологическим процессом с непосредственным участием человека — заключается в передаче на большие расстояния информации между контролируруемыми пунктами и пунктами управления.

Согласно еще советскому, но актуализированному в 2005 году Росстандартом ГОСТу 26.005-82, термин «телемеханика» включает в себя понятия, связанные с функциями телемеханических систем: телеизмерение, телесигнализация, телеуправление, телерегулирование и т.п. **Телеуправление** — это передача на расстоянии сигналов, воздействующих на исполнительные органы управляемого объекта. **Телесигнализация и телеизмерение** — это, соответственно, передача на расстоянии сигналов о состоянии контролируемого объекта и измерение на расстоянии величин, характеризующих режим его работы.

Международный электротехнический словарь использует в английском тексте обобщающий термин «telecontrol», который удачно объединяет понятия «управление» на расстоянии и «контроль» независимо от характера воздействия на объект. В русском языке этому термину наиболее соответствует термин «телеуправление». Однако в отечественной литературе этот термин традиционно применяется лишь в отношении функции передачи команд и не охватывает задачи наблюдения (контроля) за управляемым процессом. Термин «telecontrol» объединяет функции телеизмерения и телесигнализации, а также любые другие функции наблюдения состояния управляемого (контролируемого) процесса на расстоянии.

Поскольку дистанционное управление не существует без дистанционного же контроля его результатов, то в зарубежной технической литературе часто используется сокращенный термин, удачно объединяющий функции телемеханических устройств в системах управления — SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), что в дословном переводе означает «управление на расстоянии (диспетчерское управление) и сбор данных». По существу, системы телемеханики в автоматизированных системах диспетчерского управления (АСДУ) энергосистем выполняют функции систем SCADA.





*Сиротенко Е.В.*

«В ОИК диспетчерских центров для обеспечения дополнительной верификации передаваемой команды телеуправления реализован ряд функций. В частности, 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, выполнены соответствующие сетевые настройки информационного обмена между ОИК диспетчерских центров и АСУ ТП подстанций, исключающие возможность передачи команд телеуправления со сторонних IP-адресов», — поясняет Вячеслав Афанасьев.

«Были сложности, связанные с необходимостью обеспечения безопасности передачи данных, используемых в телеуправлении. Эти сложности удалось решить путем шифрования команд телеуправления на стороне Системного оператора и дешифровкой на стороне подстанции с последующей передачей в АСУ ТП», — рассказывает главный диспетчер филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада **Евгений Сиротенко**.

Испытания дистанционного управления оборудованием объектов сетевой инфраструктуры в рамках реализации пилотных проектов состоялись в августе 2015 года. Перед проведением испытаний на базе дочернего общества Системного оператора ОАО

«НТЦ ЕЭС» был организован испытательный стенд для опробования телеуправления оборудованием подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и центров управления сетями ПМЭС, а также проведены стендовые испытания с прохождением команд телеуправления на контроллеры, аналогичные применяемым в АСУ ТП подстанций, без физического воздействия на коммутационное оборудование.

Итоги комплексных испытаний дистанционного управления подтвердили возможность телеуправления оборудованием объектов электроэнергетики 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».

С 7 сентября 2015 года осуществляется телеуправление оборудованием подстанций 330 кВ «Завод Ильич» и «Василеостровская» и ПС 220 кВ «Проспект Испытателей» в Ленинградской

энергосистеме, с 21 сентября 2015 года — подстанций 220 кВ «Поселковая» и «Псоу», а также распределительного пункта 220 кВ «Черноморская» в энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея.

### **ТАТАРСТАН — ВПЕРВЫЕ 500 КВ**

Взаимодействие филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и РДУ Татарстана с ОАО «Сетевая компания» по вопросу реализации пилотных проектов телеуправления оборудованием подстанций 500 кВ «Щелоков» и 220 кВ «Центральная» началось в марте-апреле 2015 года.

По результатам проведенного 14 апреля 2015 года в Казани совместного совещания определена целесообразность реализации двух пилотных проектов телеуправления на ПС 500 кВ «Щелоков» и ПС 220 кВ «Центральная», оборудование и АСУ ТП которых позволяют осуществлять телеуправление коммутационными аппаратами.

Для изучения опыта реализации проектов телеуправления Объединенное диспетчерское



*ВЛ Щелоков — Центральная*

управление энергосистемы Средней Волги в ноябре 2015 года организовало совещание с ОАО «Сетевая компания» в Санкт-Петербурге. В ходе мероприятия делегация ОАО «Сетевая компания» во главе с ее генеральным директором Ильшатом Фардиевым посетила ПС 330 кВ «Василеостровская». По итогам совещания руководством ОАО «Сетевая компания» было принято окончательное решение о реализации проектов телеуправления на ПС 500 кВ «Щелоков» и ПС 220 кВ «Центральная», согласованы задания на проектирование и соответствующие планы-графики мероприятий по реализации функций телеуправления.

Надо сказать, что разработка технического задания и проектной документации по изменению конфигурации АСУ ТП подстанций для целей телеуправления, а также организация испытательного полигона для тестирования этой технологии требовали определенного финансирования. В ходе рабочего взаимодействия Системного оператора и ОАО «Сетевая компания» были выработаны оптимальные технические решения по реализации телеуправления, позволившие минимизировать затраты и включить все необходимые мероприятия в инвестиционную программу ОАО «Сетевая компания».

В процессе реализации проектов модернизированы АСУ ТП обеих подстанций, выполнена настройка программно-технического комплекса в ЦУС ОАО «Сетевая компания» и оперативно-информационного комплекса в диспетчерских центрах Системного опе-

ратора, пересмотрена и введена в действие необходимая нормативно-техническая документация. Приняты необходимые меры по обеспечению информационной безопасности объектов энергетики. Кроме того, разработан порядок взаимодействия диспетчерского персонала ОДУ Средней Волги, РДУ Татарстана, оперативного персонала ЦУС ОАО «Сетевая компания» и подстанций «Щелоков» и «Центральная» при дистанционном телеуправлении оборудованием подстанций, а также проведено обучение персонала.

16 июня 2016 года по итогам комплексных испытаний и опытной эксплуатации приняты в промышленную эксплуатацию системы телеуправления оборудованием подстанции 500 кВ «Щелоков» и ПС 220 кВ «Центральная» из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центра управления сетями ОАО «Сетевая компания».

Введенные в работу системы телеуправления обеспечили возможность дистанционного

управления всеми выключателями 500 кВ подстанции «Щелоков» из диспетчерского центра ОДУ Средней Волги и выключателями 220 кВ этой подстанции — из диспетчерского центра РДУ Татарстана, а также всеми выключателями 220 кВ подстанции «Центральная» — из диспетчерского центра РДУ Татарстана. При этом ЦУС ОАО «Сетевая компания» получил функции телеуправления всеми коммутационными аппаратами и заземляющими ножами 110 кВ, а также разъединителями и заземляющими ножами распределительного устройства 220 кВ на подстанции 220 кВ «Центральная».

Таким образом, впервые в ЕЭС России было реализовано дистанционное управление оборудованием подстанции напряжением 500 кВ. К тому же ОАО «Сетевая компания» стало первым субъектом электроэнергетики регионального уровня, принявшим участие в проекте по внедрению телеуправления.

### ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ к техническому оснащению энергообъектов для реализации телеуправления

На энергообъекте должны быть:

- внедрены АСУ ТП, обеспечивающие возможность осуществления управления коммутационными аппаратами ЛЭП и оборудованием подстанций с автоматизированного рабочего места оперативного персонала компании, в технологическом управлении которого находятся ЛЭП и оборудование подстанций;
- обеспечена возможность приема в АСУ ТП подстанции сигналов телеуправления от внешних источников (ЦУС и диспетчерских центров филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ и/или РДУ);
- организованы не менее двух прямых независимых цифровых каналов связи между подстанцией и ЦУС, а также между подстанцией и диспетчерским центром АО «СО ЕЭС».



ПС 500 кВ «Щелоков» (г. Елабуга)

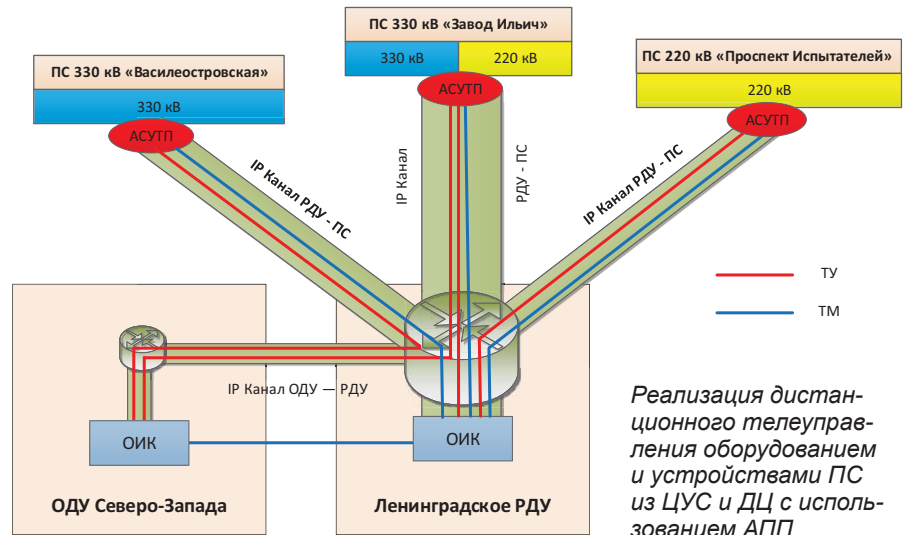


## ДОКУМЕНТЫ

«Основные сложности внедрения телеуправления из диспетчерских центров были связаны с отсутствием на начальном этапе реализации пилотного проекта необходимой нормативно-технической базы. Основные принципы и порядок переключений определялись непосредственно в ходе его реализации. Данный опыт послужил основой для разработки и утверждения ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» основополагающих нормативно-технических документов по телеуправлению», — вспоминает Вячеслав Афанасьев.

Реализация пилотных проектов позволила Системному оператору совместно с ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Сетевая компания» разработать три основополагающих документа, регламентирующих порядок дальнейшего развития телеуправления. В сентябре-октябре 2016 года были 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 АО «СО ЕЭС» 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 энергосис-



темы, а также при ликвидации нарушений нормального режима. Третий документ содержит перечень технических требований к ПТК АСУ ТП подстанций, необходимый для реализации дистанционного управления оборудованием.

## НОВЫЙ ВИТОК

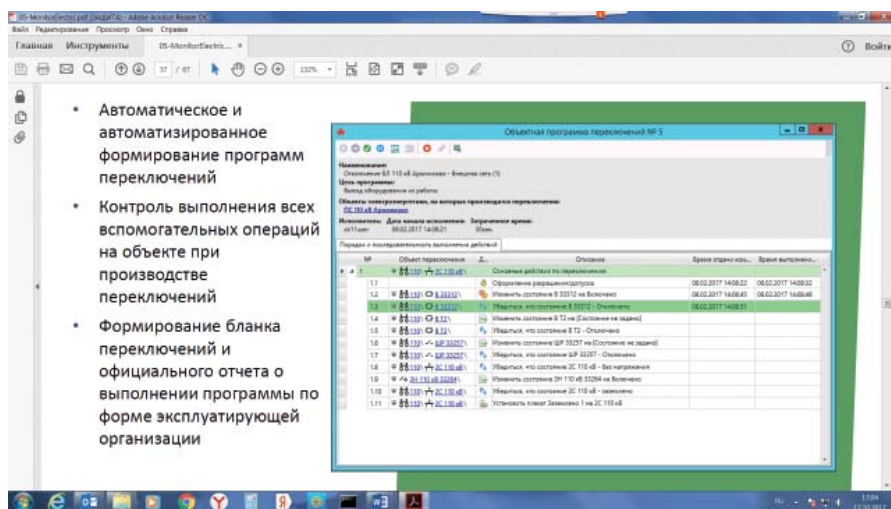
Очередным важным шагом в области освоения технологии телеуправления стало применение автоматизированных программ переключений (АПП). Если на предыдущем витке развития дистанционного управления все шаги в последовательности переключений совершаются оператором, то в АПП алгоритмы действий по изменению эксплу-

атационного состояния оборудования закладываются целиком, и все шаги совершает компьютер. Для того чтобы линия электропередачи изменила свое эксплуатационное состояние в соответствии с заложенным в АПП алгоритмом, 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» ОДУ Северо-Запада совместно с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — Магистральные электрические сети Северо-Запада.



Прокладка КЛ 330 Василеостровская — Завод Ильича



Интерфейс автоматизированной программы переключений

«В ходе испытаний 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 выведена в ремонт и введена в работу кабельная линия 330 кВ Завод Ильич — Василеостровская. При этом переключения, проводимые с применением телеуправления, не оказали влияния на безопасность сетевых объектов и надежность энергосистемы, так как технология предусматривает постоянный контроль за состоянием оборудования и получение в онлайн-режиме подтверждений выполнения отдаваемых команд», — поясняет Евгений Сиротенко.

«Испытания показали 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 минуту 10 секунд, для системы шин 330 кВ — 30 секунд, для КЛ 330 кВ — 2 минуты 15 секунд», — подчеркивает Михаил Говорун.

Успешные испытания в Ленинградской энергосистеме подтвердили возможность мас-

сового 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.

## ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ MUST HAVE

Как говорят участники процесса, телеуправление подстанциями позволяет повысить надежность работы Единой национальной электрической сети за счет сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов. Использование дистанционного управления повышает качество электроэнергетическим режимом объединенных и региональных энергосистем и влияет на снижение стоимости электроэнергии для потребителей благодаря увеличению скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети и сокращению времени отклонения режима работы электростанций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений.

«Общесистемный положительный эффект от применения телеуправления оборудованием

заключается в повышении эффективности управления электроэнергетическим режимом энергосистем, сокращении времени ликвидации аварий, снижении объема и длительности ввода режимных ограничений на время производства переключений. Телеуправление обеспечит улучшение качества производства переключений за счет применения логических блокировок и протоколирования действий при плановых переключениях, а также при ликвидации аварий. Благодаря внедрению автоматизированного дистанционного управления переключения в процессе управления энергосистемой производятся значительно быстрее и становятся менее зависимы от человеческого фактора», — отмечает Михаил Говорун.

ПАО «Россети» и его дочерняя компания — ПАО «ФСК ЕЭС» несколько лет реализуют проекты телеуправления объектами. «Эта тенденция соответствует требованиям времени, когда целый комплекс оборудования управляется нажатием «одной кнопки». Телеуправление минимизирует время переключений оборудования, что позволяет быстрее восстанавливать электроснабжение потребителей в случае нештатных ситуаций. К тому же новая технология снижает расходы на оперативное обслуживание объектов и делает управление подстанциями безопаснее, уменьшая риск травматизма для персонала», — рассказали в ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС».

Кроме того, благодаря новому опыту, у сетевых компаний появляется новый импульс для развития ЦУС сетевых компаний, с расширением их функционала в части телеуправления.

«Внедрение новой технологии позволит оптимизировать системы оперативно-технологического управления за счет рационального расширения операционных функций центров управления сетями, изменения схемы оперативного обслуживания подстанций и концентрации высококвалифи-



цированных кадров в структурных подразделениях ЦУС», — отмечает Михаил Говорун.

Определенный интерес вопросы внедрения телеуправления могут представлять и для крупных промышленных компаний, имеющих развитый электросетевой комплекс. Организация телеуправления поможет обеспечить сокращение расходов на содержание и обслуживание собственной электросетевой инфраструктуры, а также значительно снизить влияние на производство различных нарушений нормального режима работы энергосистемы.

### ПЕРСПЕКТИВЫ

«В ЕЭС России сформировалась благоприятная для развития телеуправления тенденция — подстанции проектируются, строятся и модернизируются с учетом того, чтобы на них можно было реализовать дистанционное управление. В настоящее время в Единой энергосистеме уже имеется большое количество

подстанций 110–500 кВ нового поколения, которые в своем составе имеют современные АСУ ТП, позволяющие принимать команды телеуправления», — подчеркивает Михаил Говорун.

После успешной реализации пилотных проектов, разработки и утверждения регламентирующих документов по дистанционному управлению Системным оператором совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» был сформирован план по дальнейшему развитию телеуправления в ЕЭС России. В него были включены 109 подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» и МРСК, расположенных в разных регионах страны и во всех объединенных энергосистемах. В настоящее время идет активная работа по реализации этого плана.

«В настоящее время ФСК ЕЭС работает над переводом объектов Дальнего Востока на телеуправление. На данном этапе функционал будет реализован для коммутационных аппаратов — выключа-

телей, разъединителей, а также заземляющих ножей. При этом технологический режим работы оборудования будет задаваться из диспетчерского центра Системного оператора и ЦУС путем передачи кодированного сигнала по каналам связи с использованием специального функционала программно-аппаратного комплекса. К 2021 году планируется дистанционное управление оборудованием 93 подстанций, в том числе 23 подстанций Дальневосточного федерального округа. Для каждой из выбранных подстанций будет разработан свой перечень команд телеуправления и дополнительной телесигнализации», — сообщили в ПАО «ФСК ЕЭС».

Системный оператор и сетевые компании планируют расширять сферу применения технологий телеуправления. В перспективе — его внедрение в так называемых «вторичных цепях», то есть цепях управления релейной защитой и противоаварийной автоматикой.

**ДУКАТ-10**  
Диагностическое Устройство Комплексное Аналитическое Телекоммуникационное

технических объектов под напряжением 6-10 кВ

В реестре инновационных решений ПАО «Россети». Протокол КИ №7 от 01.07.2016

КИП-ДУКАТ-10 ЗЭТЛ-XXX-10-300  
ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010

web

**ДУКАТ-10**

- автоматизированный контроль состояния и функционирования изоляции
- прогноз состояния изоляции
- сокращение издержек на проведение технического обслуживания

**СКИТ ЧР**  
Контроль ЧР

**ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Разработано и произведено в России

<p>Кабель-трансформатор</p>	<p>Кабель</p>	<p>Кабель-двигатель</p>
<p>ЭТЛ-КРП-10-300</p> <p><b>Встроенные элементы:</b> конденсатор разделительный, предохранитель</p>	<p>ЭТЛ-КСМП-10-300</p> <p><b>Встроенные элементы:</b> конденсатор связи, мост, предохранитель</p>	<p>ЭТЛ-КСП-10-300</p> <p><b>Встроенные элементы:</b> конденсатор связи, предохранитель</p>

**Разработка и производство:**  
ООО «ППЭ «Энергоприбор»  
428015, г. Чебоксары, ул. Анисимова, 6  
Тел./факс: (8352) 45-58-50  
elmexss@mail.ru, www.ppe-energopribor.ru

**Разработка и продвижение:**  
ООО «ИЦ «ВОЛЬТРОН»,  
www.waltron.ru

**ПАРТНЕРЫ**  
**Разработка и продвижение БИНОМЗ:**  
ЗАО «Алгоритм», www.algspb.ru  
**Разработка и продвижение СКИТ ЧР:**  
ООО «ДИЗКОН», www.diskon.spb.ru  
**Дилер: РАУТА-ЭНЕРГО, www.rauta-energy.ru**

Более подробная информация на сайтах компаний