

ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ ГОТОВНОСТИ К ДИСТАНЦИОННОМУ УПРАВЛЕНИЮ

А.А. Томалев

*Томский политехнический университет,
ИШЭ, ОЭЭ, гр. А042*

Научный руководитель: Р.А. Уфа, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ

Одним из ярких примеров цифровизации современной электроэнергетики является дистанционное управление оборудованием энергообъектов (подстанции/станции), которое может быть осуществлено из диспетчерского центра и/или центра управления сетями. В Единой энергосистеме России всё больше энергообъектов, которые, после проведения соответствующих испытаний, управляются дистанционно.

К основным общеизвестным достоинствам дистанционного управления относят:

- Сокращение времени производства плановых переключений на энергообъекте за счет оптимизации выполняемых мероприятий.
- Повышение безопасности оперативного персонала энергообъектов при переключениях.
- Экономический эффект. Ввиду того, что на время переключений может потребоваться выполнение режимных мероприятий по обеспечению определенных уровней перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, что потребует загрузку более «дорогих» станций по инициативе субъекта оперативно-диспетчерского управления, сокращение этого времени также приводит к минимизации суммарных затрат при управлении электроэнергетическим режимом.
- Сокращение времени ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы [1].

Однако, несмотря на ряд вышеуказанных преимуществ, не каждый энергообъект может быть готов к организации дистанционного управления без значительной модернизации как первичного оборудования, так и оборудования АСУ ТП, релейной защиты.

В настоящий момент к организации дистанционного управления считаются готовыми энергообъекты обладающие всеми следующими отличительными свойствами:

- дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами и заземляющими устройствами первичной схемы электрических соединений с АРМ и терминалов каждого присоединения оперативного персонала энергообъекта, с АРМ оперативного персонала центра управления сетями, начальника смены энергообъекта и (или) диспетчерского персонала субъекта оперативно диспетчерского управления;
- наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ и терминалах в составе АСУ ТП подстанции (электростанции);
- применение только элегазовых или вакуумных выключателей, или применение комплектных элегазовых распределительных устройств;
- наличие блокировки, исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала подстанции (электростанций), АРМ оперативного персонала центра управления сетями, АРМ диспетчерского персонала, индивидуальных терминалов присоединения;
- применение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики [2].

В части особенностей по подготовке к непосредственным переключениям можно отметить необходимость выполнения следующих проверочных мероприятий:

- подтверждение от оперативного персонала подстанции (электростанции) отсутствие персонала в РУ, в которых предстоят переключения и подтверждение возможности выполнения переключений (с указанием цели выполнения переключений) с использованием дистанционного управления;
- отсутствие сигнализации о неисправности устройств релейной защиты на РУ, в котором предстоят переключения;
- отсутствие сигнализации о неисправности каналов для дистанционного управления с энергообъектом и подтверждение работоспособности АСДУ энергообъектов.

Непосредственно программы испытаний, как правило, предусматривают этап прохождения команд дистанционного управления без непосредственного воздействия на изменение эксплуатационного состояния коммутационных аппаратов и изменение технологического режима работы СКРМ/ЛЭП/АТ (Т).

На данном этапе специалистами службы связи и автоматизированных систем диспетчерского управления производится анализ исправности каналов связи системы АСДУ диспетчерского центра с системой АСДУ энергообъектах, проверка прохождения команд на реализацию дистанционного управления и анализ «корректности» реакции системы АСДУ энергообъекта на выполнение данной команды. Этап необходимо выполнить при взаимодействии как основных серверов АСДУ в диспетчерском центре и на энергообъектах, так и резервных.

Только после выполнения этапа прохождения команд без их непосредственной реализации целесообразно выполнение последующих этапов по изменению эксплуатационного состояния и технологического режима работы ЛЭП и оборудования.

К основным проверкам можно отнести:

- для управляемых СКРМ:
- изменение режима работы «стабилизация по току» или «регулирование напряжения»;
- изменение уставки по току или по напряжению.

Для систем шин, АТ (Т):

- управление всеми коммутационными аппаратами (выключателями/разъединителями/заземляющими устройствами);
- изменение положения РПН как в одну, так и в другую сторону (для АТ/Т).

Для ЛЭП:

- управление всеми коммутационными аппаратами (выключателями/разъединителями/заземляющими устройствами). Ввиду того, что для отключения и включения ЛЭП необходимо выполнение действий как на объекте дистанционного управления, так и на смежном объекте, координация действий как правило возлагается на соответствующий диспетчерский центр в диспетчерском управлении которого находится данная ЛЭП.
- проверка автоматического включения ЛЭП в транзит методом ПАВ (полуавтоматическое включение) на одном из выключателей при подаче на ЛЭП напряжения с противоположного объекта.

На основании вышесказанного можно сделать выводы о том, что проведение испытаний дистанционного управления оборудованием энергообъектов процесс трудоёмкий, но при этом необходимый этап реализации, на котором требуется как можно более качественно выполнить проверку полноценного функционирования дистанционного управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дягилев А.А., Мелехина С.В. Дистанционное управление в электроэнергетике // Международный научный журнал. – 2019. – № 9. – 92 с.
2. Правила переключений в электроустановках утв. Приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757. – 78 с.