

РЕАЛИЗАЦИЯ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИИ

Айталиев Арман Исякулович

студент, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань

Ненастьяев Егор Александрович

магистрант, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань

Головко Сергей Владимирович

научный руководитель, канд. техн. наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань

Романенко Николай Геннадьевич

научный руководитель, канд. техн. наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань

Технология дистанционного управления (ДУ) позволяет осуществлять мониторинг и управление энергооборудованием через автоматизированные системы, обеспечивая:

- дистанционное управление агрегатами и аппаратурой;
- мониторинг состояния коммутационного оборудования в реальном времени;
- проведение переключений без присутствия персонала в непосредственной близости от устройств.

Переход на удаленное управление – стратегическая инициатива, направленная на безопасную эксплуатацию энергообъектов, создание цифровой платформы для умных сетей, повышение конкурентоспособности национальной энергосистемы. Дальнейшее развитие будет сосредоточено на интеграции с распределенной энергетикой (ВИЭ, накопители) и интеллектуальными системами нового поколения.

В качестве примера, подтверждающего актуальность реализации дистанционного управления на подстанции, можно взять проект акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» – «Цифровое дистанционное управление оборудованием и устройствами объектов электросетевого комплекса, распределительных устройств электростанций» являющийся частью энергетической стратегии России до 2035 года. Цель проекта до 2035 года реализовать 100-процентное дистанционное управление объектов 220 кВ и выше и объектов генерации 25 МВт и выше в Единой энергосистеме России.

Реализуется ДУ через автоматизированные программы переключений (АПП) представляющими собой алгоритмы пошагового выполнения операций через двусторонний обмен данными между диспетчерскими центрами и подстанциями с выполнением автоматической проверки исполнения команд [4].

Преимущества системы:

- повышенная безопасность (минимизация нахождения персонала рядом с ВН-

оборудованием);

- снижение влияния человеческого фактора при выполнении переключения;
- ускорение переключений (в 5 и более раз быстрее).

Текущие ограничения реализации ДУ на объектах энергетики [3]:

- высокие капитальные затраты (окупаемость 5–7 лет);
- необходимость модернизации устаревшей инфраструктуры;
- зависимость от надежности каналов связи.

Целью создания системы дистанционного управления режимами работы подстанции (ПС) 35/6 кВ Октябрьская является осуществление дистанционного управления электросетевым оборудованием подстанции с АРМ (автоматизированного рабочего места) Филиала ПАО «Россети Юг» – «Астраханьэнерго» (далее «Астраханьэнерго») и оперативного персонала ПС 35/6 кВ Октябрьская. Реализация ДУ осуществляется в связи с модернизацией ПС и повышением класса напряжения до 110 кВ.

Для реализации в АСУ ТП (автоматизированная система управления трансформаторной подстанцией) функций ДУ должны быть реализованы [2]:

- принцип единовременного выполнения команд ДУ только из одного источника команд;
- логические блокировки, исключающие ошибочные операции оперативного и (или) диспетчерского персонала при выполнении ДУ.

Для организации дистанционного управления из «Астраханьэнерго» необходимо внедрить оборудование и ПО (программное обеспечение), позволяющее выполнить следующие функции:

- обеспечение процесса передачи прав дистанционного управления электросетевым оборудованием из «Астраханьэнерго» и из АРМ оперативного персонала ПС 35/6 кВ Октябрьская при помощи программного ключа ДУ электросетевым оборудованием, реализованного в контроллерах АСУ ТП;
- проверка условий и корректности полученных команд от «Астраханьэнерго», и в случае выявления условий, препятствующих выполнению команды – формирование и передача сообщения об ошибке в виде соответствующего ответа на команду дистанционного управления и соответствующего изменения телеизмерения и/или телесигнала;
- взаимодействие с «Астраханьэнерго» с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 [1] в части приема команд дистанционного управления и выдачи в «Астраханьэнерго» результатов исполнения полученных команд;
- передача в «Астраханьэнерго» объема реализуемых ТИ (телеизмерения) и ТС (телесигнализация) (в соответствии с общим списком реализуемых ТИ/ТС и команд ДУ);
- передача основной технологической информации с контроллера ПС 35/6 кВ Октябрьская с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 для задач мониторинга работы и контроля состояния оборудования;
- передача команд ДУ по резервированным каналам передачи данных между ПС 35/6 кВ Октябрьская и «Астраханьэнерго», при этом для приёма команд ДУ в АСУ ТП используются ТСР-соединения, отличные от ТСР-соединений, используемых для передачи телеинформации в ЦУ/ПС. Трафик команд ДУ имеет приоритет над трафиком иных данных, передаваемых в том же канале связи.

Для организации дистанционного управления из «Астраханьэнерго» выполнена доработка программного обеспечения верхнего уровня, позволяющая выполнить следующие функции:

- персоналу ПС 35/6 кВ Октябрьская переводить «Ключ ДУ электросетевым оборудованием» в положение «Освобождено» /ПС»;
- выполнять функции управления режимами работы ПС 35/6 кВ Октябрьская в зависимости от текущего состояния ключей ДУ «ЦУ/ПС/Освобождено»;
- при разрыве ТСП-соединения для целей дистанционного управления фиксировать соответствующее событие в журнале событий и АРМ ПС;
- отображать значения (состояние) регистров контроллера ПС 35/6 кВ Октябрьская в режиме реального времени;
- отображать в интерфейсе пользователя информацию о текущем состоянии ключей ДУ – «ЦУ/Освобождено»;
- отображать в интерфейсе пользователя текущий режим работы ПС 35/6 кВ Октябрьская.

АСУ ТП обеспечивает передачу в «Астраханьэнерго» актуальной телеинформации, в режимах по общему опросу из РДУ и спорадически (по изменению) по инициативе АСУ ТП.

На серверах АСУ ТП должна быть обеспечена регистрация и хранение в течение не менее 12 месяцев следующей информации о выполнении ДУ с АРМ оперативного персонала ПС 35/6 кВ Октябрьская и из «Астраханьэнерго»:

- регистрируемые данные (временные метки, время получения команды ДУ в АСУ ТП, фактическое время выполнения (на основе телеметрии));
- источники и содержание команды (рабочее место оператора / ID диспетчера, тип команды и параметры (ВКЛ/ОТКЛ, регулировка и т. д.);
- результаты выполнения (статус (успех/отказ, подтверждение/отклонение), код ошибки (в случае сбоя));
- состояние системы управления (положение переключателя режима управления фидером, положение ключа управления ДУ мощностью, положение ключа управления оборудованием ДУ);
- мониторинг связи (события обрыва/восстановления канала связи, сброс соединения при потере сигнала).

Система АСУ ТП должна автоматически восстанавливать работу ДУ после аварийных событий, включая:

- полную потерю связи с РДУ (Региональный диспетчерский центр) или ЦУ (Центр управления);
- сбои ПО на уровне приложений;
- аварийные остановки задач управления;
- перезагрузки серверов.

Данные требования направлены на обеспечение надежности, подотчетности и автоматизированного восстановления процессов ДУ, что критически важно для безопасности и бесперебойной работы подстанции. Внедрение таких механизмов соответствует стратегии цифровизации электросетевого комплекса РФ.

Процедуры передачи команд ДУ соответствуют стандартным процедурам в соответствии с п. 6.8 ГОСТ Р МЭК 870-5-5.

Для определения источника команды ДУ в АСУ ТП используются IP адреса.

Перед выполнением команды ДУ АСУ ТП выполняет проверку соответствия источника команды ДУ, положение ключа ДУ электросетевым оборудованием и полученной команды ДУ. Разделение команд ДУ на команды по ДУ электросетевым оборудованием выполняется присвоением разных адресов команд.

Вся телеинформация, передаваемая с ПС 35/6 кВ Октябрьская, содержит метки всемирного координированного времени с точностью не хуже 1 мс. Передача телеинформации в «Астраханьэнерго» осуществляется по основному и резервному каналам. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации не должно превышать 1 с.

Система обеспечивает ранжированную передачу данных по убыванию приоритета. Высший приоритет отдается изменениям телесигналов (ТС) и аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС). Пример: Аварийное отключение выключателя, срабатывание защит. Средний приоритет отдается изменениям телеизмерений (ТИ). Пример: Резкий рост тока или напряжения за допустимые пределы. Низкий приоритет отдается полному массиву ТС и полному массиву ТИ.

В режиме передачи по изменению осуществляется:

- спорадическая передача ТС - изменённые телесигналы передаются в хронологическом порядке (по мере возникновения событий). Пример: Последовательная фиксация срабатывания защит.

- адаптивная передача ТИ - данные передаются только при выходе параметра за установленную апертуру (границы вокруг последнего переданного значения). Пример: Если напряжение вышло за диапазон $\pm 5\%$ от предыдущего значения, система отправляет актуальное измерение.

- передача при изменении достоверности - если у параметра меняется статус достоверности (например, "недействительное", "ошибочное"), система немедленно передаёт его значение. Пример: Потеря связи с датчиком → передача флага "данные недостоверны".

Данный подход обеспечивает баланс между эффективностью сети и надежностью работы, гарантируя приоритет критических данных. Система соответствует всем нормативным требованиям и адаптирована для современных умных сетей.

В составе функциональных задач АСУ ТП предусматривается дистанционное управление коммутационными аппаратами ПС 35/6 кВ Октябрьская диспетчерским персоналом из «Астраханьэнерго».

Для приема команд дистанционного управления:

- реализован алгоритм приема, обработки, исполнения или блокирования команд управления, поступивших из АРМ ПС 35/6 кВ Октябрьская и «Астраханьэнерго»;

- распределены функции и права дистанционного управления между АРМ ПС 35/6 кВ Октябрьская и «Астраханьэнерго»;

- реализован ключ ДУ электросетевым оборудованием программным способом в контроллерах АСУ ТП;

- обеспечена возможность управления ключами ДУ оперативным персоналом с АРМ ПС 35/6 кВ Октябрьская и диспетчерским персоналом «Астраханьэнерго»;

- обеспечена регистрация всех сигналов, связанных с ДУ, с метками времени и указанием

источника и обеспечена сохранность вышеуказанной информации не менее 12 месяцев со дня ее регистрации.

Передача команд ДУ осуществляется по основному и резервному каналам обмена телеинформацией.

Ключ ДУ электросетевым оборудованием реализован программным способом в контроллерах АСУ ТП и имеет следующие положения:

- «ПС» для осуществления ДУ с находящегося на территории ПС 35/6 кВ Октябрьская АРМ оперативного персонала;
- «ЦУ» для осуществления ДУ «Астраханьэнерго»;
- «освобождено» - нормальное положение ключа ДУ, при котором ДУ невозможно ни из одного из источников команд ДУ.

Процедура дистанционного управления (ДУ) ключом ДУ на ПС 35/6 кВ "Октябрьская" осуществляется путем перевода ключа ДУ в одно из положений с АРМ оперативного персонала ПС 35/6 кВ Октябрьская или ЦУ «Астраханьэнерго»:

- «ПС» – управление с АРМ подстанции (локальный контроль);
- «ЦУ» – управление из Центра Управления "Астраханьэнерго" (диспетчерский контроль).

Процедура захвата ДУ электросетевым оборудованием ПС 35/6 кВ Октябрьская из ЦУ «Астраханьэнерго» осуществляется следующим образом:

- диспетчер ЦУ переводит ключ ДУ из нормального положения «освобождено» в «ЦУ»;
- система фиксирует захват управления;
- диспетчер осуществляет необходимые переключения (все команды регистрируются с метками времени);
- после окончания операций ключ ДУ возвращается в «освобождено».

Алгоритмом закреплено за персоналом ПС 35/6 кВ Октябрьская приоритетное право перевести ключ ДУ из «ЦУ» в «ПС» с АРМ ПС, если требуется локальное вмешательство.

Алгоритмом, в случае если оба канала связи (основной и резервный) между ПС и ЦУ неработоспособны, обеспечивает автоматический переход ключа ДУ в положение «освобождено».

Во время отсутствия возможности осуществления ДУ из ЦУ «Астраханьэнерго» (из-за неработоспособности обоих каналов связи и т.п.), в АСУ ТП исполняется последняя заданная команда/команды и переход состояния «Ключа ДУ» в положение «Освобождено» по истечении установленного тайм-аута в АСУ ТП. Величина тайм-аута имеет возможность настройки в АСУ ТП вплоть до отключения.

Логика реализации ключа ДУ учитывает резервирование устройств (контроллеров, серверов).

Схема работы дистанционного управления на ПС 35/6 кВ Октябрьская с элементами оборудования показана на рисунке 1.

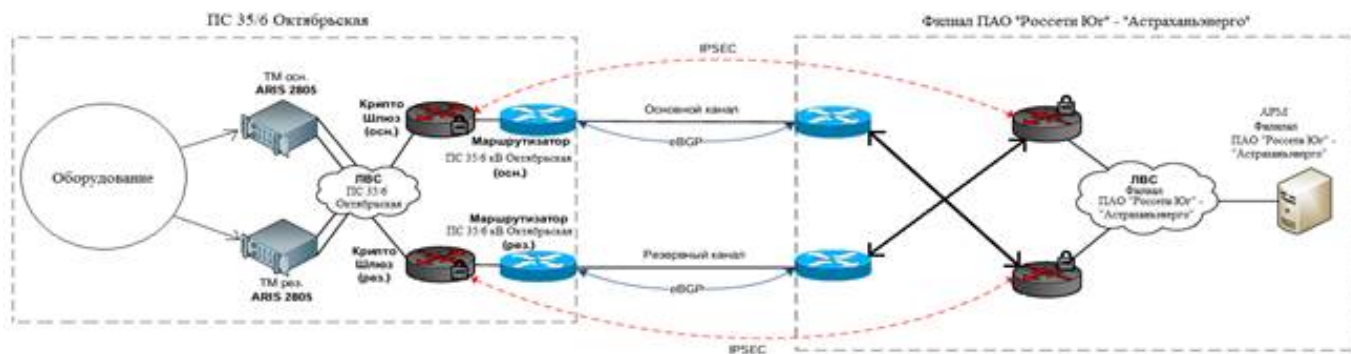


Рисунок 1. Схема ДУ с элементами оборудования ПС 35/6 кВ Октябрьская

Список литературы:

1. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036299> (дата обращения 24.12.2024)
2. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 59948-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200182358> (дата обращения 24.12.2024)
3. Дягилев А. А. Дистанционное управление в электроэнергетике / А. А. Дягилев, С. В. Мелехина. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2019. – № 9 (247). – С. 92-94.
4. Головки С.В., Турпищев Ш.А., Рогов А.В., Анисеев А.В. Автоматизированное рабочее место диспетчера электрических сетей // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2019. № 1 (67). С. 23-29.