

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ АСУ ТП ПОДСТАНЦИИ "КИРОВСКАЯ"

Сорокин Дмитрий Эдуардович

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный аграрный университет», РФ, г. Волгоград

Николаева Светлана Ивановна

канд. техн. наук, ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный аграрный университет», РФ, г. Волгоград

Введение.

В настоящее время в Волгограде в рамках проекта комплексной реконструкции и технического перевооружения подстанции «Кировская» ведутся работы по монтажу оборудования ПС. В результате реконструкции и модернизации ПС значительно повысится надежность электроснабжения потребителей Кировского и Красноармейского районов Волгограда, а также таких крупных потребителей.

ПС «Кировская» оснащается современным высоконадежным оборудованием, в том числе микропроцессорным оборудованием релейной защиты и автоматики, автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП), что позволит контролировать работу всех систем ПС в режиме реального времени.

В данной статье рассмотрены основные функции интегрированной АСУ ТП ПС. АСУ ТП ~ это многоуровневая иерархическая система управления, включающая в свой состав совокупность технических и программных средств и каналов связи, обеспечивающих комплексное автоматизированное управление всеми технологическими процессами в пределах одной подстанции, а также возможность дистанционного управления одной или группой подстанций с удаленного диспетчерского пункта [1].

Цель.

Усовершенствовать функции автоматизированной системы управления для более эффективного использования электрооборудования, слаженной работы персонала и повышения безопасности выполняемых работ на подстанции «Кировская».

Материалы и методы исследования.

Выбор архитектуры АСУ ТП существенным образом определяется техническими требованиями объекта автоматизации. Поэтому в архитектуре необходимо учесть типовые технические требования как к основным техническим характеристикам АСУ ТП ПС, вытекающим из специфики технологических процессов объекта управления, так и к необходимым для их обеспечения средствам автоматизации.

Средствами АСУ ТП реализуется широкий набор информационных, управляющих и вспомогательных функций, решение которых необходимо для эффективной организации как оперативно-диспетчерского управления подстанцией в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, так и диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания оборудования ПС и отходящих электрических сетей.

Дальше рассматриваются некоторые из них.

1. Измерение, сбор и обработка аналоговой и дискретной информации.

Технологическим процессом подстанции является преобразование и распределение электрической мощности, характеризующееся значительным объемом аналоговых и дискретных измерений [2].

Аналоговая информация, характеризующая текущее состояние технологического процесса, поступает в автоматизированную систему в режиме реального времени и подвергается первичной обработке.

Первичная обработка аналоговых сигналов обеспечивает контроль достоверности. Далее, при выполнении условия достоверности, автоматизированная система выполняет:

- сравнение текущего значения параметра с предельным длительно-допустимым значением;
- выявление параметра, устойчиво вышедшего за заданные пределы;
- фиксацию времени выхода параметра за длительно-допустимое значение, время достижения максимального значения и время вхождения параметра в норму;
- отображение результатов измерений в реальных значениях физических величин (учет коэффициентов трансформации ТТ и ТН); вычисление расчетных величин (линейные напряжения по фазным, $3U_0$, вычисление мощности, $\cos\varphi$ и т. д.).

Дискретная информация об изменении состояний коммутационных аппаратов регистрируется блоками 23BE40, которые опрашиваются контроллерами ввода-вывода RTU 560.

В ходе первичной обработки дискретных сигналов выполняется устранение влияния «дребезга», возникающее при замыкании и размыкании контактов и присвоение меток времени любому дискретному сигналу с точностью, обеспечивающей однозначное распознавание технологических ситуаций при последующем анализе, в частности, двух последовательных переключений коммутационного аппарата наивысшего быстродействия.

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов (КА) проверяются на достоверность путём введения двух сигналов от одного КА: «включён» и «отключён», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесённых к одному состоянию КА (при одновременном появлении двух одинаковых сигналов сигнал положения КА считается недостоверным). При этом предусматривается возможность ручной коррекции действительного состояния КА. Признак недостоверности для таких сигналов отображается на экранах операторских станций и запоминается в архивах. Собранные данные о режимах работы технологического оборудования сохраняются в базе данных и могут быть выведены на печать в виде суточной ведомости, отчета по аналоговым или дискретным сигналам, отчета по срабатыванию защит, протокола действий оператора.

2. Контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров.

Выход измеренной величины за пределы (возврат в норму) квалифицируется системой АСУ ТП как событие, всякое событие регистрируется в системе с присвоением метки времени, отображением на экранах операторских станций и фиксацией в архиве и в протоколах.

Задание уставок производится оперативным персоналом в соответствии с параметрами нормального режима работы элементов силового оборудования.

3. Представление текущей и архивной информации.

Текущий режим работы подстанции отображается на экранах SCADA системы, представляя информацию о положении коммутационных аппаратов, измеренных величин токов, напряжений, активной и реактивной мощностей, аварийных и предупредительных сообщениях. Информация представляется на АРМ оперативного персонала в виде динамических мнемосхем и их фрагментов. Степень подробности изображений

коммутационных аппаратов и элементов схемы, количество отображаемых параметров телеметрии увеличиваются при переходе к видеокадрам, отображающим фрагменты схем. Выбор мнемосхемы на экране рабочей станции АРМ осуществляется оператором АРМ. Время обновления информации на

мнемокадрах составляет 1-2 сек, видеокадры системы АСУ ТП ПС «Кировская».

Средствами системы АСУ ТП обеспечивается возможность оперативного управления коммутационными аппаратами - выключателями, разъединителями, заземляющими ножами, вводными и секционными автоматическими выключателями щита собственных нужд. Управление коммутационным аппаратом может осуществляться с АРМ оперативного персонала, панели управления шкафа РЗ и ПА, удаленного пункта управления. Различия режимов управления коммутационными аппаратами показаны в таблице 1.

Команды управления коммутационными аппаратами 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ передаются цифровым кодом от АРМ ОП до терминалов релейной защиты Rex 670, по протоколу IEC61850-8-1 логика оперативной блокировки выполняется на стороне терминала релейной защиты [3].

Команды управления выключателями 10 кВ передаются до терминалов релейной защиты SPAC 810 в виде дискретного сигнала =220 В, цепь управления может разрываться ключом “местное/дистанционное управление”, расположенном на дверце ячейки КРУ 10 кВ.

Логика оперативной блокировки коммутационных аппаратов 10 кВ выполняется контроллером RTU 560C (AS26).

Таблица 1.

Режимы управления коммутационными аппаратами ПС

Место управления	Описание
АРМ оперативного персонала	Все функции управления коммутационных аппаратов реализуются в полном объеме. Является основным способом управления для дежурного оперативного персонала.
От органов управления в составе контроллера присоединения	Резервное средство управления при неисправности верхнего или среднего уровней АСУ ТП.
От кнопок (ключей) в шкафах автоматики управления выключателем	
По месту установки КА	Резервное средство управления при неисправности нижнего уровня АСУ ТП.
Центр управления сетями	При переходе ПС на работу без постоянного обслуживающего персонала.

Время прохождения команды от АРМ ОП до исполнительного органа не превышает 1-2 секунды. В случае отсутствия подтверждающего сигнала о выполнении команды обеспечивается сигнализация с регистрацией события в базе данных системы.

При выполнении операций с разъединителями и заземляющими ножами выполняется программная блокировка контролирующая:

- положение других коммутационных аппаратов;
- активное состояние аварийных и/или предупредительных сигналов.

Все сигналы, участвующие в блокировке, проверяются на достоверность. При выявлении недостоверности хотя бы одного сигнала управление запрещается.

4. Удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА, АСУ ТП.

Для реализации возможности изменения состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА на рабочих местах АРМ инженера РЗА/АСУ предусмотрен программный продукт "РСМ 600" (ABB), поддерживающий протоколы доступа к параметрам контроллеров РЗ и ПА производства концерна ABB. Доступ к параметрам устройств производства компании НПП "ЭКРА" (ШЭ 2607086, ШЭ 2607088) осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-103.

5. Контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления

- Автоматическое регулирование коэффициента трансформации

Система регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) является локальной системой управления, реализованной на оборудовании Тарсон 260 (ООО "MR"). Средствами системы АСУ ТП предусмотрен доступ по цифровому каналу связи к устройству Тарсон 260 по протоколу МЭК 61850. Возможности цифрового взаимодействия позволяют производить переключение между автоматическим и ручным режимами системы РПН, производить ручное переключение регулятора напряжения, контролировать и изменять уставки системы регулирования, контролировать состояние аварийных и предупредительных сигналов.

- Автоматическое пожаротушение трансформаторов

Система автоматического пожаротушения (АПЖТ) является локальной системой, полностью управляющей комплексом оборудования системы пожаротушения трансформаторов. Система АПЖТ реализована на контроллере REC670, для связи с контроллером используется резервированный канал связи, обмен данными осуществляется по протоколу МЭК61850.

При срабатывании защит пуск системы АПЖТ происходит в автоматическом режиме. Со стороны АРМ диспетчера предусмотрен режим ручного пуска системы АПЖТ путем послышки команды запуска пожаротушения контроллеру REC670. В режиме ручного пуска производится проверка условий запуска, в случае возможности запуска, принимается решение о выборе насоса, срабатывании отсечного клапана трансформатора, производится управление задвижками в соответствии с логикой терминала системы АПЖТ.

Помимо ручного пуска пожаротушения на АРМ диспетчера предусмотрена возможность ручного запуска выбранного насоса и ручного управления задвижками системы пожаротушения. Режим ручного управления насосами и задвижками предназначен для опробования системы АПЖТ. При наличии высокого напряжения на трансформаторе ручное управление насосами и задвижками запрещается контроллером системы АПЖТ. В режиме ручного опробования насосов, включение отсечного клапана трансформатора не производится. Ручное управление исполнительными устройствами системы АПЖТ требует соблюдение организационных мероприятий, исключающих опасные режимы работы системы пожаротушения (работа насоса при закрытой задвижке, работа насоса при отсутствии воды).

Заключение

Рассмотренные в статье основные функции АСУ ТП ПС «Кировская» позволяют в реальном времени контролировать работу основных технологических процессов на подстанции.

Список литературы:

1. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной

электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС). Стандарт организации. СТО 56947007 – 25.040.40.227 – 2016. Дата введения: 26.09.2016. [Электронный ресурс]. – ПАО «ФСК ЕЭС»: 2016. – 95 с.

2. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

3. ГОСТ Р МЭК 61850-3-05 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования.

4. Распоряжение ОАО ФСК ЕЭС №366р от 24.06.2010 п.6