

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

УДК 621.3

Н. А. Автушенко, Г. С. Ленеvский

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ 330/110/10 кВ

UDC 621.3

N. A. Avtushenko, G. S. Lenevsky

FEATURES OF ELECTRIC 330/110/10 KV SUBSTATIONS ARRANGEMENT

Аннотация

Рассмотрены структура построения типовой электрической подстанции 330/110/10 кВ, основные принципы построения современных АСУ ТП электрических подстанций.

Ключевые слова:

электрическая подстанция (ПС), трансформатор напряжения, трансформатор тока, распределительное устройство, релейная защита и автоматика, воздушные линии, автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), волоконно-оптические линии связи, цифровой счетчик электрической энергии, автоматизированная система контроля учета электроэнергии.

Abstract

The scientific paper describes the structure of a typical 330/110/10 kV electrical substation and the basic principles of developing modern automated process control systems (APCS) for electrical substations.

Keywords:

electrical substation (ES), voltage transformer, current transformer, switchgear, relay protection and automation, overhead transmission lines, automated process control systems (APCS), digital electric energy meter, automated control system for metering power consumption.

Введение

Электрические подстанции ПС 330/110/10 кВ являются базовыми подстанциями Белорусской энергосистемы, находятся в центре нагрузок и обеспечивают перетоки электроэнергии между источниками электрической энергии, крупными промышленными энергетическими узлами и крупными потребителями электрической энергии. Объем транзита электрической энергии типовой подстанции класса напряжения 330/110/10 кВ в энергоси-

стеме Республики Беларусь достигает 15000 млн кВт·ч в год. Примером такой подстанции является ПС 330/110/10 кВ «Кричев-330».

Структура типовой подстанции 330/110/10 кВ

Типовая схема подстанции 330/110/10 кВ состоит из двух автотрансформаторов 330/110/10 кВ мощностью до 250 МВ·А, а также двух регулировочных трансформаторов 10 кВ мощностью до нескольких десятков ме-



гавольт-ампер каждый.

Конструктивно электрическая подстанция представлена следующими блоками [1]:

– открытое распределительное устройство (ОРУ) 330 кВ, которое выполняется по «полуторной схеме». В состав оборудования входят: воздушные выключатели 330 кВ; разъединители 330 кВ с одним и (или) тремя заземляющими ножами; трансформаторы тока 330 кВ; трансформаторы напряжения 330 кВ; разрядники 330 кВ; конденсаторы связи 330 кВ; высокочастотные заградители; сборные шины;

– ОРУ 110 кВ. Распространенным вариантом построения такого распределительного устройства является схема «две рабочие и обходная система шин». В состав оборудования входят: воздушные выключатели 110 кВ; разъединители трехполюсные 110 кВ; трансформатор напряжения однофазный 110 кВ; трансформаторы напряжения трехфазные 110 кВ; трансформаторы тока 110 кВ; ограничитель перенапряжений 110 кВ; конденсаторы связи 110 кВ; высокочастотные заградители;

– открытое распределительное устройство (ОРУ) 10 кВ или закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ. Распространенным вариантом построения такого распределительного устройства является схема «одна одиночная, секционированная выключателем, система шин». Двухсекционное распределительное устройство 10 кВ включает следующее: ячейки воздушного ввода; ячейки трансформаторов напряжения; ячейки секционного выключателя; ячейки секционного разъединителя; ячейки отходящих присоединений; ячейки для подключения трансформатора собственных нужд (ТСН); ячейки для подключения дугогасительных реакторов; ячейки для подключения фидеров потребителей; резервные ячейки отходящих присоединений.

Для ограничения токов короткого

замыкания на шинах распределительного устройства 10 кВ в нем предусмотрены токоограничивающие реакторы [2, 6]. Для расширения диапазона регулирования напряжения на шинах РУ 10 кВ в системе предусмотрены два регулировочных трансформатора.

На подстанции размещены дугогасящие реакторы, предназначенные для компенсации емкостных токов замыкания на землю и подключенные к секциям шин ЗРУ 10 кВ. В состав оборудования распределительного устройства 10 кВ входят: выключатели масляные; разъединители трехполюсные 35 кВ; разъединители однофазные 35 кВ; разрядники 10 кВ.

В целях повышения уровня электробезопасности, ограничения перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю и обеспечения селективной работы релейной защиты на ПС 330 кВ в схеме предусматривается заземление нейтрали сети 10 кВ через низкоомные резисторы, которые подключаются к секциям шин ЗРУ 10 кВ.

Оперативный постоянный ток 220 В на подстанции организуется от стационарной аккумуляторной батареи и питает щит постоянного тока и щит собственных нужд. Таким образом обеспечивается оперативное бесперебойное электропитание цепями управления подстанции, устройствами защиты и автоматики.

Предусматривается прожекторная система освещения территории распределительных устройств, комбинированная с существующими молниеотводами. От волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линий, оборудование подстанции защищается устанавливаемыми ограничителями перенапряжений.

Подстанция оборудуется заземляющим устройством (ЗУ) ПС, на рабочих местах для снижения напряжения прикосновения предусматривается потенциаловыравнивающая решетка.

Подстанция должна предусматри-



вать электромагнитную совместимость следующих систем [3]:

- релейной защиты и автоматики (РЗА);
- электроавтоматики: противоаварийной и автоматического регулирования;
- автоматизированной системы управления технологическим процессом;
- автоматизированной системы диспетчерского управления;
- системы сбора и передачи информации;
- автоматизированной системы контроля, учета и управления электропотреблением;
- противопожарной системы;
- охранной сигнализации;
- видеонаблюдения;
- оперативного постоянного тока;
- электроснабжения переменным током на напряжении 0,4 кВ;
- системы управления и сигнализации вспомогательного оборудования;
- диагностики силового оборудования;
- связи.

Отходящие высоковольтные линии электропередач 330 кВ предусматривают следующие комплексы защиты и автоматики [2]:

- дифференциальная токовая защита на базе волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) с комплектом ступенчатых защит (с комбинированной дистанционно-токовой быстродействующей защитой) с передачей команд ускорения с использованием мультиплексоров;
- устройство передачи аварийных сигналов и команд противоаварийной автоматики (УПАСК ПА) с использованием ВОЛС и мультиплексоров.

Комплекс РЗА высоковольтных линий 330 кВ – комплект ступенчатых защит (с комбинированной дистанционно-токовой быстродействующей защитой) с высокочастотным ускорением.

Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанции 330/110/10 кВ

Система АСУ ТП подстанции предназначена для обеспечения автоматизации технологических процессов на подстанции с целью повышения долговечности и экономичности работы оборудования и, как следствие, гарантированности надежного электроснабжения потребителей, а также сокращения эксплуатационных затрат, сведения до минимума обслуживающего персонала и повышения его безопасности, кроме того, для передачи информации на вышестоящие уровни оперативного управления. Помимо прочего, АСУ ТП подстанции реализуется с учетом последующего возможного перехода на удаленное управление объектом посредством мониторинга и управления подстанцией с удаленных диспетчерских центров. Результатами реализации АСУ ТП подстанции должны являться [4, 5]:

- 1) повышение скорости и адекватности действий оперативного персонала за счет предоставления ему более полной, достоверной и своевременной информации о текущих режимах работы и состоянии оборудования ПС;
- 2) существенное сокращение времени простоев и уменьшение количества отказов оборудования ПС;
- 3) обеспечение автоматизации таких видов работ, как плановое и внеплановое техническое обслуживание программно-технических средств АСУ ТП, ввод основного оборудования в ремонт и вывод из него, локализация и ликвидация аварий и др.

В системе АСУ ТП предусмотрен контроль технологического процесса трансформации и распределения энергии ПС, а именно:

- интеграция положения коммутационных аппаратов 330, 110, 10 кВ и выборочно коммутационных аппаратов собственных нужд, неисправностей, аварий, срабатываний защит;

- интеграция измерений для оперативного персонала в ключевых узлах технологического процесса;

- обеспечение возможности управления технологическим процессом путем воздействия на коммутационные аппараты;

- мониторинг вторичного оборудования подстанции.

Современные электрические подстанции 330 кВ должны реализовывать концепцию «цифровой подстанции» с использованием оптических (330 и 110 кВ) и «классических» трансформаторов тока, «классических» трансформаторов напряжения, устройств сопряжения «шины процесса» (обеспечивающих перевод аналоговых и дискретных сигналов в «цифровой» вид) и устройств РЗА и ПА.

Обмен информацией между устройствами реализуется с использованием SV-потоков в соответствии с международным стандартом МЭК 61850-9-2LE и протоколов GOOSE, MMS в соответствии с международным стандартом МЭК 61850-8-1.

На подстанции устанавливаются оптические трансформаторы тока (ТТ), оснащенные блоками сопряжения, формирующими SV-потоки. В автотрансформаторе (АТ) и в ячейках ввода 10 кВ устанавливаются «классические» (электромагнитные) трансформаторы тока. Трансформаторы напряжения (ТН) – «классические» (емкостные и индуктивные).

На ОРУ 330 и 110 кВ и на вводах 10 кВ автотрансформаторов устанавливаются устройства сопряжения «шины процесса» для «классических» ТТ и ТН и выполняется передача измерений по протоколу МЭК 61850-9-2LE.

На секционном выключателе и присоединениях 10 кВ применяются терминалы с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1 (GOOSE, MMS).

Все терминалы подключены в сеть («шина станции») на основе технологии Ethernet с поддержкой протоколов

GOOSE, MMS (МЭК 61850-8-1).

Для синхронизации системного времени всех устройств, установленных на подстанции, предусматривается единая система синхронизации времени.

Система синхронизации времени включает в себя резервированные программные и технические средства, обеспечивающие прием сигналов точного времени от внешнего источника GPS/rJ10HACC (Glonass).

Обеспечивается точность синхронизации устройств РЗА и ПА не хуже 1 мс, для устройств «шины процесса» – не хуже 1 мкс. Подсистема единого времени поддерживает протоколы (стандарты) NTP(SNTP), RTP (IEEE1588) и 1PPS.

Для снижения нагрузки на «шину станции» выделяются отдельные подсети «шины процесса», в которые подключаются устройства сопряжения «шины процесса» и терминалы защит (с поддержкой МЭК 61850-9-2).

С целью снижения вероятности полного отказа защит подстанции при неисправностях системы синхронизации времени и локальной вычислительной сети (ЛВС) подстанции для каждого комплекса защит присоединений 330 кВ, для каждого автотрансформатора, системы шин и присоединений 110 кВ предусмотрен отдельный комплект устройств синхронизации времени (IEEE1588/1PPS) и организации «шины процесса».

Данный комплект устройств обеспечивает организацию прохождения SV-потоков между устройствами сопряжения, счетчиками и терминалами РЗА и ПА, объединение SV-потоков, сформированных устройствами сопряжения оптических ТТ и «классических» ТН, синхронизацию всех устройств в пределах выделенного сегмента (в том числе при отказах системы синхронизации времени и/или частичном отказе ЛВС). При отказах системы синхронизации времени допускается частичный отказ функций автоматики (контроль и



улавливание синхронизма и др.).

В состав программно-технического комплекса АСУ ТП подстанции входят:

- РЗА высоковольтных линий (ВЛ) 330 кВ;
- высокочастотные (ВЧ) приемопередатчики ВЛ 330 кВ;
- автоматика управления выключателем (АУВ) и устройство резервирования отказа выключателем (УРОВ) выключателей 330 кВ;
- защиты шин 330 кВ;
- защиты автотрансформаторов 330 кВ;
- защиты и автоматика регулирования линейных регулированных трансформаторов (ЛРТ);
- автоматика регулирования напряжения АТ;
- защиты шин 110 кВ;
- РЗА ВЛ 110 кВ (с автоматикой выключателя);
- ВЧ приемопередатчики ВЛ 110 кВ;
- РЗА секционных выключателей 110 кВ;
- РЗА вводных выключателей 10 кВ автотрансформаторов;
- шкафы распределения оптоволокна;
- оборудование локальной вычислительной сети подстанции;
- система единого времени (синхронизации) устройств;
- система (сервер) мониторинга цифровой подстанции;
- шкафы наружной установки.

На подстанции в составе ячеек ЗРУ 10 кВ устанавливаются:

- РЗА секционного выключателя 10 кВ;
- РЗА выключателей 10 кВ;
- два комплекса дуговой защиты шин 10 кВ (отдельно для каждой секции шин 10 кВ).

Программно-технический комплекс системы мониторинга цифровой подстанции (сервер мониторинга цифровой подстанции) выполняет следующие функции:

- удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА и ПА;
- регистрация событий;
- определение места повреждения (ОМП) на ВЛ;
- расчет остаточного ресурса оборудования (выключателей, регуляторов напряжения трансформатора и др.);
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям системы;
- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов программно-технического комплекса (ПТК) цифровой подстанции, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала.

Большое количество сетевых устройств, работоспособность которых, как и работоспособность всей сетевой инфраструктуры, критически влияет на технологические процессы подстанции, в том числе и на возможные риски повреждений основного оборудования подстанции, требует применения специализированного программного обеспечения, например SNMP Manager.

SNMP Manager – приложение, которое выполняет функции сбора информации, а также дальнейшей ее визуализации, составления отчетов, формирования логов и архивации событий.



ПО SNMP Manager устанавливается на сервер мониторинга цифровой подстанции и имеет следующие функции:

- мониторинг пропускной способности и загрузки сети (Netflow и т. п.);
- оценка характера трафика, возможность захвата пакетов;
- мониторинг работы аппаратной части серверов, в том числе ЦПУ, ОЗУ и дисков с данными;
- мониторинг работы операционной системы серверов;
- мониторинг работы аппаратной части АРМ, в том числе ЦПУ, ОЗУ и т. д.;
- мониторинг работы операционной системы АРМ;
- мониторинг работы серверов SQL при их наличии в АСУ ТП;
- мониторинг работы коммутаторов, межсетевых экранов, маршрутизаторов;
- оценка доступности всех сетевых устройств;
- визуализация параметров работы LAN посредством таблиц, графиков в удобном и понятном для человека виде;
- оценка различных аспектов информационной безопасности;
- предоставление информации одновременно не менее чем четырем клиентам по WEB-интерфейсу с применением HTTPS.

Противоаварийная автоматика в составе АСУ ТП подстанции 330/110/10 кВ

На ПС 330 кВ предусматривается следующая противоаварийная автоматика [5].

1. Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН). Устройство предназначено для автоматического ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на электрооборудование.

2. Автоматика фиксации отключения/включения линии (ФОЛ/ФВЛ).

3. Прием/передача аварийных сигналов и команд ПА. Операции выполняются посредством терминала в обоих направлениях по оптоволоконному каналу как с использованием аппаратуры связи, так и по прямым волокнам.

4. Делительная автоматика (ДА). Делительная автоматика реализуется в терминалах защит воздушных линий 110 с использованием функций минимального тока (по стандарту ANSI37), минимального напряжения (по стандарту ANSI27) и с фиксацией состояния выключателя воздушных линий (ВЛ) 110 кВ. Факторы срабатывания ДА: отсутствие напряжения на соответствующей воздушной линии; отсутствие тока через выключатель 110 кВ соответствующей ВЛ; включенное состояние выключателя 110 кВ соответствующей ВЛ. Действие ДА выполняется на отключение линейного выключателя соответствующей воздушной линии 110 кВ с запретом автоматического повторного включения (АПВ).

5. Автоматика частотного деления (АЧД). Данная функция предусматривается в терминалах защит ВЛ 110 кВ с использованием функции защиты от снижения частоты. АЧД срабатывает по факту снижения частоты или при одновременном снижении частоты и напряжения. АЧД действует на отключение выключателя с запретом АПВ линии. После восстановления частоты в энергосистеме включение воздушной линии 110 кВ на подстанции 330 кВ происходит с АПВ.

6. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Данная функция предусматривается в терминалах РЗА отходящих линий 10 кВ.

Цепи напряжения АЧР подключаются к трансформаторам напряжения каждой секции шин 10 кВ. Срабатывание устройств АЧР происходит при снижении частоты в энергосистеме. АЧР должна иметь не менее трех ступеней срабатывания, для каждой ступени может задаваться индивидуальная вы-



держка времени. АЧР вырабатывает команду на отключение фидеров линий 110 кВ, отходящих от ПС 330 кВ.

При восстановлении частоты в энергосистеме до заданного уровня устройство частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) выполняет включение отключенных по цепям АЧР фидеров. ЧАПВ выполняется общее для всех ступеней АЧР. Выдержка времени ЧАПВ может задаваться индивидуально для каждого фидера 10 кВ, заведенного под АЧР. Предусматривается возможность вывода из работы функции ЧАПВ.

Для управления и мониторинга системами противоаварийной автоматики подстанции аппаратно-программный комплекс комплектуется автоматическими рабочими местами инженера РЗА и ПА, 3G-модемами, клиентским программным обеспечением, сервисными средствами.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии

Назначение системы.

Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (далее – АСКУЭ) подстанции предназначена для решения следующих задач [4, 6, 7]:

- измерение, сбор, обработка, накопление, отображение, документирование и распределение достоверной, защищенной информации о перетоках электрической энергии (ЭЭ) и мощности по электрическим присоединениям;
- измерение режимных параметров электрической сети;
- контроль достоверности данных учета ЭЭ;
- контроль баланса ЭЭ и мощности по энергообъекту, по каждому классу номинального напряжения, по отдельным шинам и секциям;
- ведение архивов измеренных величин ЭЭ и мощности, данных учета с заданной дискретностью;
- обработка данных энергоучета

и формирование отчетов;

- предоставление информации энергоучета заинтересованным сторонам;
- контроль и диагностика технического состояния элементов АСКУЭ;
- получение достоверной информации об усредненных значениях мощности в заданных временных интервалах;
- получение информации о ряде показателей качества энергии параметров качества электроэнергии (ПКЭ).

АСКУЭ подстанции 330/110/10 кВ предусматривает организацию цифровых измерительных каналов (ЦИК) для следующих присоединений:

- РУ-330 кВ (линейные присоединения, вводные присоединения силового автотрансформатора);
- РУ-110 кВ (линейные присоединения, вводные присоединения силового автотрансформатора);
- РУ-10 кВ (линейные присоединения, вводные присоединения силовых автотрансформаторов, секционный выключатель, вводные присоединения трансформаторов собственных нужд, вводные присоединения трансформаторов хозяйственных нужд).

Периодический контроль параметров качества энергии на шинах 330 и 110 кВ производится с помощью переносного устройства контроля параметров качества электроэнергии (УКПКЭ). В то же время предусматривается возможность подключения переносного УКПКЭ к шинам/присоединениям 10 кВ. УКПКЭ также используется для поиска виновника (энергосистема или потребитель), искажающего ПКЭ на стороне 10 кВ.

Для обеспечения необходимой точности показаний АСКУЭ цифровой измерительный канал 330/110 кВ должен иметь следующие метрологические характеристики: класс точности цифровых счетчиков и цифровых трансформаторов тока – 0,2S; трансформаторов тока – 0,2.

Электропитание и заземление тех-



нических средств АСКУЭ выполняется:

- для оборудования, питающегося от постоянного тока, – от щита постоянного тока (ЩПТ) со схемой АВР по цепям постоянного тока 220 В. Так, в цепях ЩПТ установлена подстанционная аккумуляторная батарея, что обеспечивает доступ к устройству сбора и передачи данных и оборудованию связи в условиях пропадания сетевого питания;

- для оборудования, питающегося от переменного тока, – от щита собственных нужд (ЩСН) со схемой АВР по цепям переменного тока 220 В. Для предотвращения перерывов электроснабжения на время срабатывания АВР в шкафу АСКУЭ установлен энергоаккумулятор.

Электропитание цифровых электрических счетчиков 330/110 кВ осуществляется по цепям постоянного тока 220 В от ЩПТ (со схемой АВР).

Электропитание счетчиков энергии (СЭ) 10 кВ осуществляется от измерительных цепей напряжения, а также предусматривается резервное питание СЭ 10 кВ по цепям переменного тока 220 В, что обеспечивает доступ к счетчикам энергии при пропадании напряжения в измерительных цепях.

Описание структуры АСКУЭ [6].

Проектируемая система АСКУЭ включает следующие уровни:

- основной уровень:
 - а) измерительный канал присоединений 10 кВ: включает в себя трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, их вторичные измерительные цепи, счетчики энергии и/или УКПКЭ и выполняет функцию измерения;

- б) цифровой измерительный канал (ЦИК) присоединений 330/110 кВ: включает в себя цифровые трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (индуктивные и/или емкостные), их вторичные измерительные цепи, устройства сопряжения шин, цифровые счетчики энергии и выполняет функцию

измерения, а также предоставляет данные измерений в формате MMS для смежных систем;

- промежуточный уровень – включает в себя устройство сбора и передачи данных и оборудование локальной вычислительной сети и выполняет функцию сбора, обработки, хранения, передачи информации по данной электроустановке либо группе электроустановок, а также предоставляет данные измерений в формате MMS для смежных систем;

- верхний уровень.

Информационное взаимодействие технических средств АСКУЭ должно осуществляться посредством цифровых интерфейсов по стандартным международным протоколам МЭК-104, МЭК 61850-9-2 (SV80, SV256), МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE), а также протоколам CRQ, CRC RB и встроенным протоколам цифровых счетчиков энергии [9, 10].

Включение цифровых счетчиков энергии (ЦСЭ) в «шину процесса» и «шину станции».

В соответствии с положениями стандарта МЭК 61850 ЦСЭ присоединений 330/110 кВ оснащаются:

- двумя независимыми интерфейсами Ethernet для обеспечения их включения в основную и резервную «шины процесса»;

- двумя независимыми интерфейсами Ethernet для включения в основную и резервную «шины станции». Такое решение позволяет обеспечить передачу данных учета и измерений в систему ТМ/СКЗУ от указанных ЦСЭ при повреждении одного из интерфейсных кабелей или выходе из строя одного из коммутаторов «шин процесса/станции».

Включение ЦСЭ в «шину процесса» производится следующим способом:

- каждый из двух ЦСЭ установлен на каждом присоединении 330 кВ посредством одного интерфейса Ethernet. Второй интерфейс может использоваться для синхронизации времени по



протоколу РТР, параметрирования или в качестве резервного;

- основной ЦСЭ, установленный на каждом присоединении 110 кВ, посредством одного интерфейса Ethernet включается в основную «шину процесса». Второй интерфейс может использоваться для синхронизации времени по протоколу РТР, параметрирования или в качестве резервного;

- резервный ЦСЭ, установленный на каждом присоединении 110 кВ, посредством одного интерфейса Ethernet включается в резервную «шину процесса». Второй интерфейс может использоваться для синхронизации времени по протоколу РТР, параметрирования или в качестве резервного.

Включение ЦСЭ в «шину станции» выполняется посредством двух интерфейсов Ethernet:

- первый интерфейс Ethernet включается в основной сегмент «шины станции»;

- второй интерфейс Ethernet включается в резервный сегмент «шины станции».

Данные учета от ЦСЭ и СЭ поступают в Цифровое устройство сбора и передачи данных (ЦУСПД), поддерживающее обмен данными по протоколам МЭК 61850-8-1 (MMS, GOOSE) АСКУЭ, что обеспечивает создание единого информационного пространства.

АСКУЭ в ходе своего функционирования обеспечивает:

- санкционированный доступ с высших уровней иерархии и с системой АСУ ТП к данным АСКУЭ, для чего устанавливается аппаратный межсетевой экран;

- контроль выполнения процесса сбора и передачи данных в АСКУЭ;

- контроль состояния средств измерений (информация о состоянии, диагностика неисправностей и ведение журналов событий для всех уровней).

Для доступа с верхних уровней иерархии к данным учета, показаниям переносного УКПКЭ, ЦУСПД, обеспе-

чения безопасности (авторизации, аутентификации и контроля полномочий) в указанном межсетевом экране предусматривается функция маршрутизации.

Обмен данными учета с существующим центром сбора и обработки данных АСКУЭ предусматривается по протоколу CRQ или CRC RB, резервирование осуществляется по протоколу PRP.

Подстанция оснащается средствами внешней и внутриобъектной связи: имеет внутреннюю волоконно-оптическую сеть с организацией оптических трактов топологии «кольцо» и организацией разделения доступа на базе систем передачи технологии плездохронной цифровой иерархии; подключается к внешнему контуру управления подстанциями Белорусской энергосистемы с применением технологии синхронной цифровой иерархии [8]. При проектировании подстанции организация связи может осуществляться с использованием существующих цифровых сетей (поток E1 и VPN) РУП «Белтелеком» и СООО «Белорусские облачные технологии». Организация технологической сети передачи сигналов команд РЗА и ПА осуществляется по цифровым каналам транспортной сети с использованием синхронной цифровой иерархии и выделенных волокон ВОЛС.

Также АСУ ТП подстанции может оснащаться системой громкоговорящей поисковой связи, периметральной охранной сигнализацией и системой видеонаблюдения с организацией сегментов систем охранного и технологического видеонаблюдения.

Выводы

Рассмотрена структура построения типовой электрической подстанции 330/110/10 кВ как базового элемента энергосистемы, обеспечивающего основные потоки электроэнергии между источниками электрической энергии, крупными промышленными энергетическими узлами и крупными промыш-



ленными потребителями. Описаны основные блоки подстанции, представлено их функциональное назначение, а также аппаратная реализация подстанции; изложены подходы электромагнитной совместимости главных подсистем подстанции. Выделены основные комплексы защит и автоматики.

Приведено подробное описание АСУ ТП подстанции 330/110/10 кВ: выделены ее основные функции. Дано определение типовой цифровой подстанции в соответствии со стандартами и протоколами МЭК в части управления информационными потоками, управляющими сигналами, а также оценка скорости обмена информацией, при этом подстанция представляется как единая система, синхронизированная во времени. Подробно описан состав программно-технического комплекса, отдельно выделен сегмент мониторинга как важнейший элемент функционирования подстанции 330/110/10 кВ, составной элемент государственной системы токов

и перетоков электроэнергии.

Содержится описание ПО на примере приложения SNMP Manager, успешно установленного и эксплуатируемого на подстанции ПС 330/110/10 кВ.

Рассмотрена типовая схема противоаварийной автоматики в составе АСУ ТП подстанции 330/110/10 кВ.

Рассмотрено АСКУЭ: назначение системы, аппаратно-программная реализация, иерархия уровней, распределение прав доступа и способ интеграции в общую АСУ ТП подстанции.

Содержится информация о формировании внешней и внутриобъектной связи, которая реализуется на базе волоконно-оптической сети с организацией оптических трактов топологии «кольцо» и организацией разделения доступа на базе систем передачи технологии плейзиохронной цифровой иерархии, и подключении в единый контур управления подстанциями энергосистемы республики с использованием технологии синхронной цифровой иерархии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ГОСТ 24291–90.** Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения [Электронный ресурс] // Библиотека нормативной документации. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data1/26/26746>. – Дата доступа: 04.08.2019.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
3. **Харлов, Н. Н.** Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебное пособие / Н. Н. Харлов. – Томск: ТПУ, 2007. – 207 с.
4. Решения и технологии. АСУ ТП подстанции [Электронный ресурс] // Компания ЭНПРО: технологии энергоэффективности. – Режим доступа: <https://www.en-pro.ru/blog/resheniya-i-tehnologii/asu-tp-podstantsii.html>. – Дата доступа: 04.08.2019.
5. **РД 34.35.120–90.** Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35–1150 кВ [Электронный ресурс] // Центр инжиниринга и управления строительством Единой Энергетической Системы. Проектирование. Отраслевые руководящие документы. РД. – Режим доступа: http://www.cius-ees.ru/uploaded/document_files/62/RD_34.35.120-90_Osnovnye_polozeniya_po_sozdaniu_ASU_TP.pdf. – Дата доступа: 04.08.2019.
6. **ТП 407-03–456.87.** Типовые материалы для проектирования. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций напряжением 6–750 кВ. Альбом 1. Энергосетьпроект [Электронный ресурс] // Типовые проекты энергетики. Типовые серии ПС 35–220 кВ. – Режим доступа: <https://project-energy-ken.ru/typovye-proekty/ps-35-220kv.html>. – Дата доступа: 04.08.2019.
7. **СТО 56947007-29.120.40.093–2011.** Организация коммерческого и технического учёта электроэнергии на реконструированной подстанции 110/35/10 кВ [Электронный ресурс] // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/2606214/page:24.html>. – Дата доступа: 04.08.2019.



8. **ГОСТ Р 54417–2011.** Компоненты волоконно-оптических систем передачи. Термины и определения [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. Консорциум Кодекс. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200089632.html>. – Дата доступа: 04.08.2019.

9. Протокол МЭК 61850. Функциональная совместимость оборудования различных производителей [Электронный ресурс] // Компел. Публикации. – Режим доступа: https://www.compel.ru/wordpress/wp-content/uploads/2018/11/iec_61850.pdf. – Дата доступа: 04.08.2019.

10. **ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004.** Государственный стандарт. Устройства и системы телемеханики [Электронный ресурс] // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. Консорциум Кодекс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-mek-60870-5-104-2004>. – Дата доступа 04.08.2019.

Статья сдана в редакцию 1 октября 2019 года

Николай Александрович Автушенко, канд. техн. наук, доц., Белорусско-Российский университет.

Геннадий Сергеевич Ленеvский, канд. техн. наук, доц., Белорусско-Российский университет.
E-mail: emos@rambler.ru.

Nikolai Aleksandrovich Avtushenko, PhD (Engineering), Associate Prof., Belarusian-Russian University.

Gennady Sergeevich Lenevsky, PhD (Engineering), Associate Prof., Belarusian-Russian University.
E-mail: emos@rambler.ru.

