

## ЛЕКЦИЯ 11. Проект «Цифровая подстанция».

### Цели и задачи

Намеченный к реализации проект «Цифровая подстанция», осуществляемый в рамках программы «Создание региональной интеллектуальной электрической сети», позволяет создать автоматизированную подстанцию, на которой управление, релейная защита, автоматика измерения и учет функционирует в цифровом формате, включая устройства управления и силовым и коммутационным оборудованием, а также автоматический контроль его технического состояния. При этом существенно меняются устоявшиеся в течение многих лет нормативные документы по эксплуатации оборудования, периодичность и объемы ремонтов, численность и квалификация персонала и многое другое.

В настоящее время в РФ и за рубежом по проекту «Цифровая подстанция» выполнено нижеследующее:

1. Разработана общая концепция управляющего программно-аппаратного комплекса «Цифровая подстанция» применительно к объектам ЕНЭС (единая национальная электрическая сеть). При этом допущено расширение сферы применения на распределительную сеть Единой энергосистемы России, если это не противоречит действующим государственным и отраслевым нормативным документам.

2. По заказу ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «НТЦ электроэнергетики» организованы научно-исследовательские работы «Цифровая подстанция» на действующем полигоне.

В целом за рубежом ввод в эксплуатацию цифровых подстанций осуществлен в ограниченных объемах (6 проектов). Республика Татарстан и ОАО «Сетевая компания» обратились к программе «Интеллектуальная сеть» в целом и к проекту «Цифровая подстанция», в частности, в силу нижеследующих сложившихся условий.

1. Высокий моральный и физический износ оборудования в электрических сетях требует перехода к технологиям нового поколения для создания интеллектуальной сети.

2. Необходимость использовать преимущества, присущие «Цифровой подстанции», отличающие ее от действующих подстанций.

Использование в составе подстанции - опτικο-волоконных преобразователей тока и напряжения, заменяющих электромагнитные измерительные трансформаторы и имеющих следующие отличительные особенности:

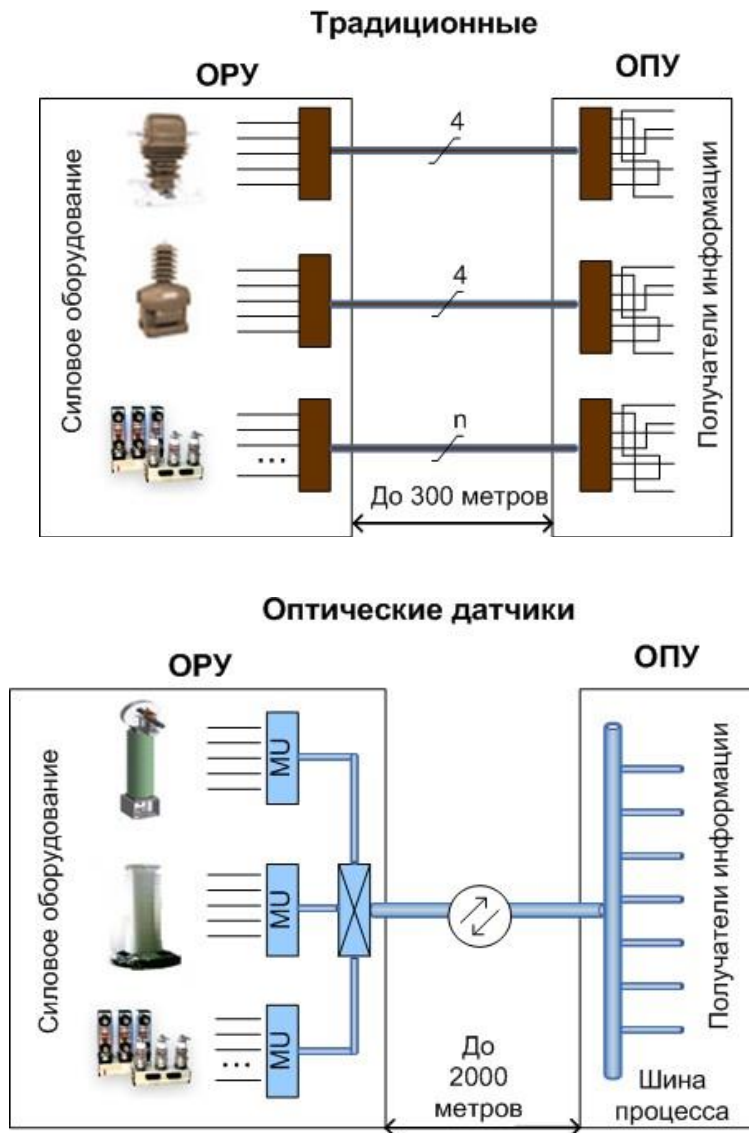


Рис. 15.1

– широкий динамический диапазон и высокую линейность преобразования, что позволяют использовать один оптический преобразователь тока для точного измерения номинальных первичных токов в большом диапазоне от 400 А до 40 кА и напряжений до 200 % от номинального; коэффициент преобразования может изменяться пользователем путем соответствующей настройки электронного блока;

– преобразователи не содержат горючих или экологически опасных веществ, требующих постоянного контроля; конструкция предполагает использование материалов-диэлектриков;

– простота и удобство монтажа. Преобразователи обладают малым весом и габаритами (50 кг для 220 кВ), они легко подключаются к оборудованию на горизонтальных порталах;

- отсутствие обмоток и магнитопровода;
- исключаются случаи ложной работы цифровой релейной защиты и автоматики от помех, вызванных электромагнитной обстановкой на подстанциях;

- кратно повышается точность учета электроэнергии, поскольку исчезают сами понятия потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения и снижения тока во вторичных цепях из-за перегрузки трансформаторов тока.

Поскольку используемые на цифровой подстанции устройства релейной защиты, автоматики, измерений, мониторинга, учета и управления поддерживают единый международный протокол МЭК 61850, появляется возможность:

- автоматизировать проектирование цифровых подстанций;
- обеспечить унификацию цифровых устройств разных производителей и возможность их замены без общей реконструкции объекта.

При эксплуатации цифровой подстанции повышается производительность труда за счет увеличения межремонтных интервалов, устройств управления, мониторинга, защиты.

Ниже более подробно приводятся задачи и технические особенности, присущие цифровой подстанции.

## **1. Задачи технического характера**

### Унификация информационных протоколов обмена данными.

В состав данной задачи включается:

- унификация типов применяемых протоколов;
- минимизация количества применяемых протоколов;
- фиксирование функциональных задач каждого из протоколов.

Решение данной задачи не позволяет обеспечить интероперабельность или взаимозаменяемость оборудования, но позволяет значительно снизить затраты на приобретение нового оборудования при модернизации. Унификация информационных протоколов только в рамках отдельных ЦПС не допускается.

### Обеспечение интер-операбельности

Под интер-операбельностью понимается свойство двух или нескольких устройств одного, либо различных производителей обмениваться информацией и использовать эту информацию для корректного выполнения собственных технологических функций.

### Сокращение объема кабельного хозяйства

В рамках традиционной подстанции для каждого дискретного канала или аналогового канала используется выделенная пара проводов, что приводит к большому их количеству и высокой цене, как создания, так и эксплуатации кабельного хозяйства. В рамках ЦПС ставится задача сокращения количества кабелей без уменьшения количества информации, передаваемой по ним.

Обеспечение наблюдаемости каналов сбора, передачи информации и управления.

В рамках ЦПС должна быть решена задача обеспечения наблюдаемости (диагностируемости) каналов сбора, передачи информации и управления – практически без увеличения стоимости соответствующих средств по сравнению с традиционной подстанцией.

Снижение метрологических потерь во вторичных цепях

Использование способов передачи информации в аналоговом виде приводит к возникновению дополнительной составляющей потерь. В зависимости от длины кабеля и его сечения данная составляющая может достигать значительной величины. Передача данных в цифровом виде исключает данные метрологические потери.

Упрощение способов тиражирования первичной информации

В традиционной подстанции существует проблема при тиражировании первичной (дискретной и аналоговой информации). Кроме того, подключение нового потребителя данных, как к дискретному каналу, так и к аналоговому каналу данных сказывается как на метрологии, так и на надежности работы всех связанных систем (особенно это актуально для вторичной цепи измерительного трансформатора тока). В рамках ЦПС должна быть решена задача по тиражированию первичной информации без снижения качества и надежности решений.

Упрощение механизмов поверки устройств

В рамках устройств, применяемых на традиционной подстанции, проверка качества выполнения функций является трудоемкой и требующей наличия специализированного дорогостоящего оборудования. Для поверки МП РЗА приходится использовать устройства, воспроизводящие сигналы с большой точностью. Кроме высокой стоимости таких устройств, они в большинстве случаев не позволяют поверять комплекс РЗА целиком (включая взаимосвязь устройств между собой), либо не позволяют воспроизводить сложные и растянутые во времени аварии. В рамках ЦПС должна быть решена задача удаленной комплексной поверки устройств.

Применение устройств с обновляемым программным обеспечением

Основным риском создания ЦПС в текущих условиях является потенциальная опасность того, что созданная система быстро морально устареет и не будет отвечать требованиям новых стандартов. При этом аппаратная часть устройств будет соответствовать всем новым условиям. Обновление встроенного программного обеспечения позволит устранить эту проблему.

#### Унификация механизмов конфигурирования

Конфигурирование подстанции является весьма ресурсоемким и дорогим процессом (время и оплата высококвалифицированных работников), а также источником большого количества ошибок, часть из которых выявляется только в процессе длительной эксплуатации и может приводить к авариям и сбоям в работе подстанции.

В связи с этим одной из задач создания ЦПС является унификация и следующее из нее упрощение процессов конфигурирования.

#### Формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики.

Создание системы диагностики оборудования, которая позволит оперативно фиксировать сбои, либо предупреждать о них, позволяет значительно повысить надежность системы. На данный момент каждая из подсистем подстанции имеет собственную систему диагностики, обмен данными между которыми не предусмотрен, либо сильно затруднен. В рамках ЦПС данный подход является недопустимым, в связи с этим одной из задач ЦПС является создание единой системы диагностики оборудования.

## **2. Задачи экономического характера**

### Переход к необслуживаемым подстанциям

Значительное снижение эксплуатационных расходов связано с переходом к необслуживаемым подстанциям, так как в данном случае:

- снижаются расходы на обслуживающий персонал;
- повышается надежность работы (отсутствие человеческого фактора на ПС);
- повышается уровень управления подстанцией, так как управление производится персоналом, обладающим большим объемом информации и более высокой квалификацией.

### Обеспечение независимости решения от поставщика.

В настоящее время поставка технических и программных средств, обеспечивающих комплексное решение различных задач в системе управления подстанцией, зачастую ставит владельца ПС в определенную зави-

симось от поставщика. В рамках цифровой ПС данная зависимость должна быть ликвидирована за счет принципов интероперабельности и взаимозаменяемости.

#### Создание макета и прототипа подстанции

Под макетом цифровой подстанции понимается совокупность физических устройств (оптических измерительных трансформаторов, терминалов РЗА и ПА, контроллеров присоединения, станционных контроллеров, серверов и др.), эмуляторов устройств, работающих по стандарту МЭК 61850, а также физических и математических моделей силового оборудования. Структурная макета должна являться комбинацией полигона и опытного образца цифровой подстанции.

Макет предполагает возможность использования программно-аппаратных моделей (эмуляторов оборудования) для воспроизведения программными или аппаратными средствами либо их комбинацией работы других программ или устройств, которые в данный момент не имеют реализации в виде образцов промышленных изделий. На макете должна быть полностью отработана методика монтажа и наладки оборудования ЦПС таким образом, чтобы при переносе конфигурации на полигон работы по наладке были минимизированы.

Прототип должен включать в себя преобразователи аналоговых и дискретных сигналов в цифровые в соответствии с протоколом МЭК 61850, систему синхронизации, устройства РЗА, счетчики электрической энергии, устройства АСУ ТП, устройства телемеханики, станционную шину, технологическую шину, программно-аппаратный комплекс SCADA.

### **Обзор существующих тенденций в построении ЦПС**

#### **1. Интеллектуальное первичное оборудование**

В настоящее время на рынке предлагаются отдельные компоненты первичного оборудования подстанций со встроенными цифровыми коммуникационными портами для обеспечения прямого информационного взаимодействия оборудования с АСУ ТП подстанции (пример – КРУЭ ELK от АВВ, цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения от различных производителей и др.). Указанные компоненты оборудования также зачастую снабжаются интеллектуальными функциями, такими как встроенные функции внутренней диагностики.

Тенденцией будущего является увеличение доли подобных устройств среди всего спектра первичного оборудования подстанций, в том числе, среди силовых трансформаторов и автотрансформаторов, отдельных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей) и

т.п., т.е. будет происходить постепенный переход от пассивного первичного оборудования подстанции к активному интеллектуальному первичному оборудованию.

## **2. «Первичные IED»**

Под устройствами типа «первичный IED» понимаются устройства, обеспечивающие информационную связь АСУ ТП ЦПС с первичным оборудованием подстанции и устанавливаемые рядом с соответствующим первичным оборудованием.

Общемировой тенденцией является применение устройств, играющих роль «первичных IED», для всего первичного оборудования подстанции, в том числе, устанавливаемого в ОРУ. Применяются следующие виды устройств типа «первичный IED»:

- устройства SAMU («Stand-Alone-Merging-Unit»), устанавливаемые рядом с традиционными измерительными трансформаторами тока и напряжения;

- контроллеры высоковольтных коммутационных аппаратов: выключателей, разъединителей и т.п.;

- системы мониторинга и управления силовыми трансформаторами и автотрансформаторами, контроллеры РПН силовых трансформаторов и автотрансформаторов и др.

Для первичного оборудования, установленного в ЗРУ подстанции, применение устройств «первичные IED», как правило, нецелесообразно. Исключение составляет случай, когда установленное в ЗРУ первичное оборудование является интеллектуальным, то есть фактически включает в себя функцию устройства «первичный IED».

## **3. Технологическая шина подстанции**

Технологическая шина подстанции обеспечивает передачу данных измерений с первичных измерительных преобразователей тока и напряжения устройствам нижнего уровня АСУ ТП и интегрированных в АСУ ТП смежных систем ЦПС (устройствам РЗА, ПА, РАС, ОМП, контроля качества электроэнергии и т. п.) по протоколу IEC 61850-9-2 [3]. Данный протокол используется для передачи данных измерений как для целей учета, контроля качества электроэнергии и прочих измерений, так и для целей релейной защиты.

Обмен дискретными сигналами между первичным оборудованием подстанции и устройствами нижнего уровня АСУ ТП ЦПС через технологическую шину подстанции обеспечивается в формате GOOSE-сообщений как для сигналов с данными о состоянии и положении коммутационных

аппаратов, блокировки коммутационных аппаратов, так и для передачи сигналов и команд быстродействующей релейной защиты.

Все сегменты технологической шины, прокладываемые как по территории ОРУ, так и в здании ОПУ, выполняются оптоволоконными кабелями.

#### **4. Применение электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения**

Общемировой тенденцией является применение электронных измерительных трансформаторов для первичных измерений тока и напряжения на всех классах высокого и среднего напряжения.

В качестве электронных трансформаторов тока преимущественно применяются измерительные преобразователи на магнитооптическом принципе (для высокого напряжения) и на принципе катушки Роговского (для всех классов напряжения). В качестве электронных трансформаторов напряжения применяются измерительные преобразователи на электрооптическом принципе (для высокого напряжения) или на принципе емкостного делителя напряжения (для всех классов напряжения).

#### **5. Общие требования к архитектуре ЦПС**

Архитектура системы управления (или ее программно-аппаратного комплекса – ПАК) ЦПС строится на иерархическом принципе. В структуре ПАК ЦПС выделяются три основных уровня:

- 1) уровень технологического процесса;
- 2) уровень присоединения (ячейки);
- 3) общеподстанционный уровень.

Как правило, указанные уровни условно называют нижним, средним и верхним соответственно.

Структура уровней ПАК ЦПС показана ниже на рисунке



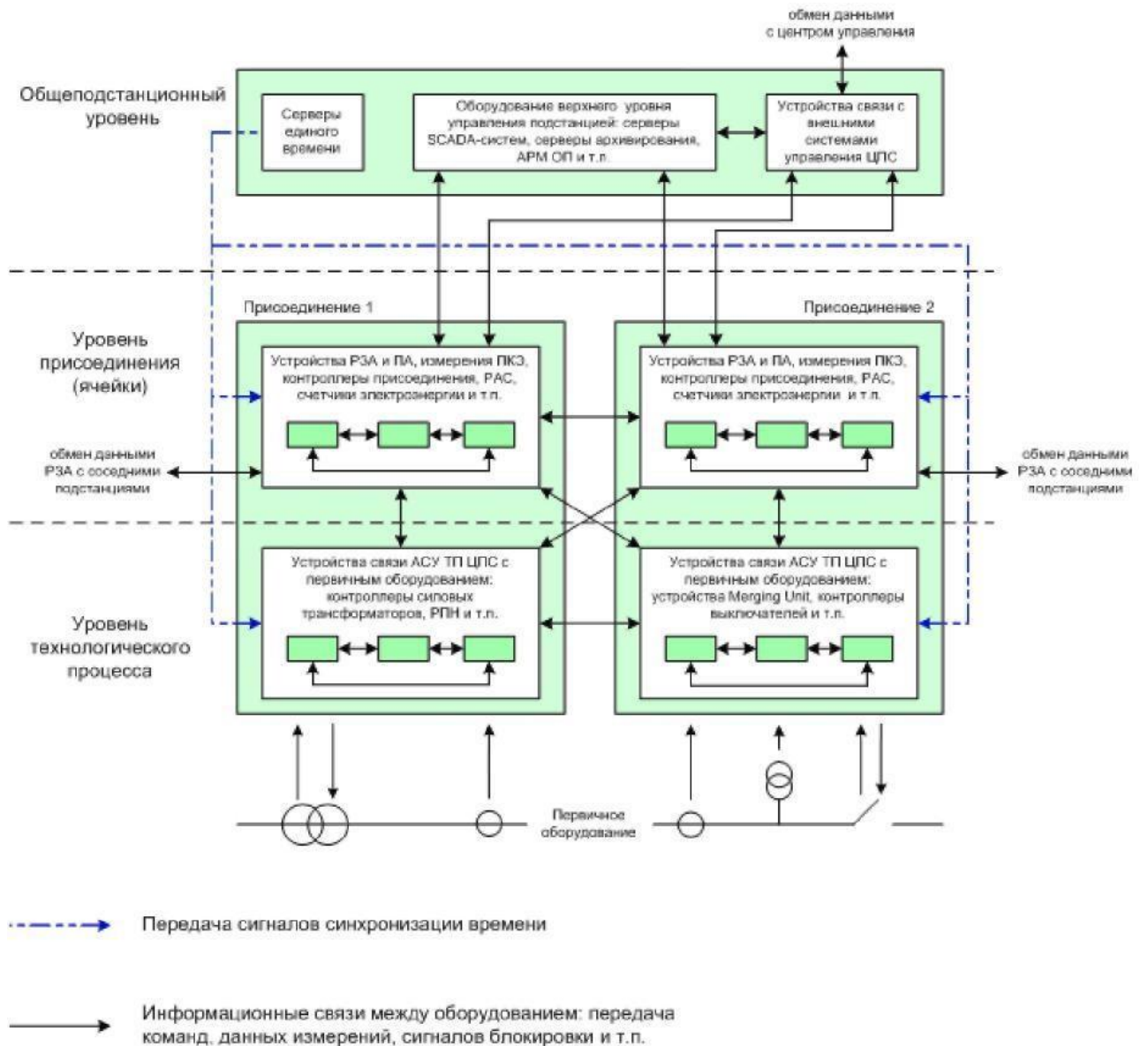


Рис. 15.2. Общая схема архитектуры ПАК ЦПС

## 6. Базовые принципы построения ЦПС

Базовые принципы построения ЦПС (здесь и далее, под ЦПС понимается ПАК ЦПС) включают в себя пять групп принципов. Каждая группа включает в себя несколько базовых принципов.

Общая структура базовых принципов построения ЦПС приведена в табл. 15.1.

Таблица 15.1

Группы принципов	Базовые принципы
Надежность	гарантированное время передачи сигналов
	функциональное резервирование
	самодиагностика вторичного оборудования ПС и каналов передачи данных
Безопасность	электромагнитная (ЭМ)
	информационная
Обеспечение единства измерений	единство точек измерения
	изохронность операций и измерений
	снижение метрологических потерь
Унификация	конфигурирования
	протоколов
	описания функций
	аппаратной платформы

Далее в текущем разделе приведены описания базовых принципов построения ЦПС.

#### **Гарантированное время передачи сигналов**

Время передачи сигналов (команд аварийного отключения, команд управления, сигналов блокировки, данных измерений, сигналов синхронизации времени и т. п.) между источником и получателем в пределах подстанции должно быть строго регламентировано в соответствии с ИЕС 61850-5 [1].

#### **Функциональное резервирование**

В рамках ЦПС должно применяться резервирование функциональных подсистем ЦПС.

#### **Самодиагностика линий**

Любой информационный кабель на подстанции диагностируем. В рамках ЦПС должны диагностироваться все информационные кабели.

Диагностика кабелей должна обеспечиваться, как минимум на канальном уровне сети Ethernet (использовании исключительно сетей Ethernet является необходимой частью реализации другого основного принципа построения ЦПС – унификации аппаратной платформы).

#### **Принципы электромагнитной безопасности**

Принцип электромагнитной безопасности включает в себя требования обеспечения на подстанции:

- электробезопасности персонала;
- электромагнитной совместимости вторичного оборудования.

### **Информационная безопасность**

В ЦПС должно обеспечиваться безопасное выполнение основных технологических операций, в том числе функций защиты, противоаварийной автоматики, автоматического и оперативного управления при наличии следующих угроз безопасности:

- несанкционированный доступ к выполнению технологических операций на подстанции лицам, не имеющим прав на выполнение указанных операций;
- ошибки персонала, в том числе при конфигурировании оборудования ЦПС, нарушение правил и техник безопасности и т.п.;
- различные информационные воздействия, имеющие целью нарушение нормального режима работы подстанции (в том числе, вредоносное ПО, кибератаки) и др.

### **Принципы обеспечения единства измерений**

#### Единство точек измерения

Количество датчиков (первичных измерительных преобразователей), применяемых в измерительных комплексах на подстанции (точек измерения), должно быть сведено к минимуму. Измерения электрических величин на отдельно взятом присоединении подстанции по одной фазе должны обеспечиваться минимальным количеством датчиков первичных измерительных преобразователей, вторичных обмоток измерительных трансформаторов и т.п.).

#### Изохронность операций и измерений

Все операций на подстанции, в том числе критические с точки зрения влияния на основные технологические функции подстанции, а также все измерения должны выполняться с привязкой к единому времени подстанции. Ведение единого времени в пределах подстанции должно обеспечиваться в соответствии с требованиями IEC 61850-5 [1].

Время выполнения на подстанции операций и событий, должно фиксироваться. Точность фиксации времени – в соответствии с требованиями IEC 61850-5 [1].

#### **Унификация конфигурирования**

В ЦПС должны использоваться унифицированные механизмы конфигурирования оборудования (устройств IED). Унификация механизмов

конфигурирования должна обеспечиваться на базе применения языка SCL (определенного стандартом IEC 61850-6 [3]).

Процесс конфигурирования устройств IED должен осуществляться с обязательным применением компонента программного обеспечения, обеспечивающего конфигурирование подстанции как единого согласованного набора устройств IED и независимого от типов (марок, производителей) устройств IED, применяемых в ЦПС.

#### **Унификация протоколов**

Передача быстрых сообщений (команд аварийного отключения, сигналов блокировки высоковольтных коммутационных аппаратов и т.п. Сообщения с допустимым временем доставки не более 10 мс) должна осуществляться с применением механизма GOOSE-сообщений в соответствии с IEC 61850-8-1.

Передача данных измерений мгновенных значений тока/напряжения от точек первичного измерения (устройств связи АСУ ТП ЦПС с первичным оборудованием) до устройств IED нижнего уровня управления ЦПС должна осуществляться по протоколу IEC 61850-9-2 или по протоколу IEC 61850-9-2 LE.

Синхронизация календарного времени в оборудовании ЦПС должна осуществляться с применением протокола SNTP (RFC 2030).

Инструментальная синхронизация в оборудовании ЦПС должна осуществляться по протоколу PTP (IEC 61588).

#### **Унификация описания функций**

Каждая из функций АСУ ТП ЦПС (защита, автоматика, управление и т.п.) должна описываться набором логических узлов. Логические узлы должны соответствовать стандарту IEC 61850-7-4.

### **ОСНОВЫ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ЦПС**

#### **Технологические функции подразделений, поддерживаемые на базе создания цифровых подстанций**

Технологические процессы, реализуемые в ЦПС, должны, прежде всего, обеспечивать поддержку основных операционных (функций, которые выполняются для непосредственного управления электроэнергетическим режимом и принятия решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах) и неоперационных (функций, не связанных с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах) функций, выполняемых центрами управления сетями -

Определим перечни операционных и неоперационных функций, выполнение которых может быть реализовано в ЦПС полностью, или в какой-либо существенной части.

Неоперационные функции:

- поддержка проработки и формирования заявок на вывод из работы ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства<sup>1</sup>;
- поддержка разработки и организации своевременного пересмотра схем (ремонтных и нормального режима) подстанций, разработки общей схемы электрических соединений сетей РСК, исполнительных схем устройств - с использованием актуализируемой модели подстанции<sup>1</sup>;
- поддержка разработки, своевременного пересмотра и согласования с соответствующим диспетчерским центром типовых программ (бланков) переключений);
- контроль загрузки работающего оборудования;
- поддержка распределения объемов АЧР, ЧАПВ и САОН в соответствии с заданными Системным оператором объемами, уставками и указаниями по их размещению\*;
- контроль фактического выполнения заданного объема АЧР (ЧАПВ) и САОН;
- поддержка оперативного прогноза и контроля электропотребления потребителей;
- мониторинг состояния основной электрической сети;
- поддержка организация сбора данных по учету электроэнергии;
- поддержка выполнения расчетов балансов и фактических потерь электроэнергии в оборудовании и ЛЭП;
- сбор и оперативный анализ первичной информации действия защит;
- контроль правильности действия РЗА, регистрация всех обстоятельств возникновения технологического отключения, оперативных переговоров;
- расчет места повреждения на ЛЭП;
- поддержка координации и контроля сроков проведения ремонтных работ на ЛЭП, оборудовании и устройствах объектов электросетевого хозяйства;
- мониторинг и анализ технологических отключений, повреждаемости оборудования.

Операционные функции:

- поддержание уровней напряжения в контрольных пунктах сети имеющимися средствами регулирования напряжения;

- реализация ограничений и временных отключений потребителей электрической энергии по команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра;
- подготовка технологических режимов, обеспечивающих возможность вывода оборудования в ремонт<sup>1)</sup>;
- выполнение команд диспетчерского центра на изменение эксплуатационного состояния и режима работы;
- поддержка процесса оперативных переключений с контролем выполнения проверочных операций\*;
- поддержка вывода оборудования в ремонт и ввод в работу по программам (типовым программам) переключений\*;
- поддержка проверки бланков переключений, составленных подчиненным оперативным персоналом, перед производством сложных переключений по изменению эксплуатационного состояния или режима работы оборудования подстанции\*;
- выполнение переключений на оборудовании с помощью устройств телеуправления;

Примечание: в приведенных перечнях операционных и неоперационных функций звездочкой отмечены функции, для выполнения которых предусматривается использование модели подстанции, актуализируемой средствами подстанционного координирующего центра (ПКЦ) ЦПС.

Помимо операционных и неоперационных функций, процессы, реализуемые в ЦПС, также должны обеспечивать поддержку функций взаимодействия предприятий МЭС с РДУ, ОДУ, электростанциями и крупными потребителями.

Функции взаимодействия с субъектами электроэнергетики:

- поддержка формирования фрагмента расчетной электрической схемы ОЭС по территории;
- поддержка анализа электрических режимов;
- осуществление замеров, необходимых для управления режимами работы объектов;
- организация контрольных измерений нагрузок, потокораспределения, уровней напряжения в электрических сетях;
- коммерческий учет;
- контроль качества электроэнергии;
- поддержка эксплуатационного обслуживания устройств РЗА и ПА в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;
- мониторинг эксплуатации и функционирования устройств РЗА и ПА.

### **Создание подстанционного координирующего центра**

Реализуемая на ЦПС полностью «цифровая» обработка сигналов и команд управления создает предпосылки для формирования некоторого центрального управляющего устройства – программно-аппаратного ядра цифровой подстанции, координирующего основные информационные потоки в ЦПС и автоматизирующего процессы принятия и реализации решений по управлению оборудованием ПС. Основной задачей такого ядра – «робота» является координация выполнения технологических процессов. Будем называть такую подсистему «Подстанционным координирующим центром» (ПКЦ).

С этой целью ПКЦ должен обеспечивать:

- ведение актуализируемой модели технологических процессов подстанции, как основы для построения алгоритмов контроля, анализа и управления функционированием подстанции;
- работу подсистем анализа технологических ситуаций;
- поддержку процессов принятия решений по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях;
- взаимодействие подстанции с центрами управления сетями в качестве «представителя» ЦПС в верхнем уровне иерархии управления работой подстанций в электроэнергетической системе.

Подсистема ПКЦ должна содержать сервер, на котором формируется «образ объекта» – подстанции. Образ объекта должен содержать информацию о текущем состоянии объекта, получаемую от устройств подстанции.

Функционально подсистема ПКЦ должна быть посредником «между» ПТК центров управления и собственно ПС, то есть обеспечивать взаимодействие подстанции с центрами управления в качестве «представителя» ЦПС в верхних уровнях иерархии управления работой подстанций в электроэнергетической системе (см. рис. 15.3).

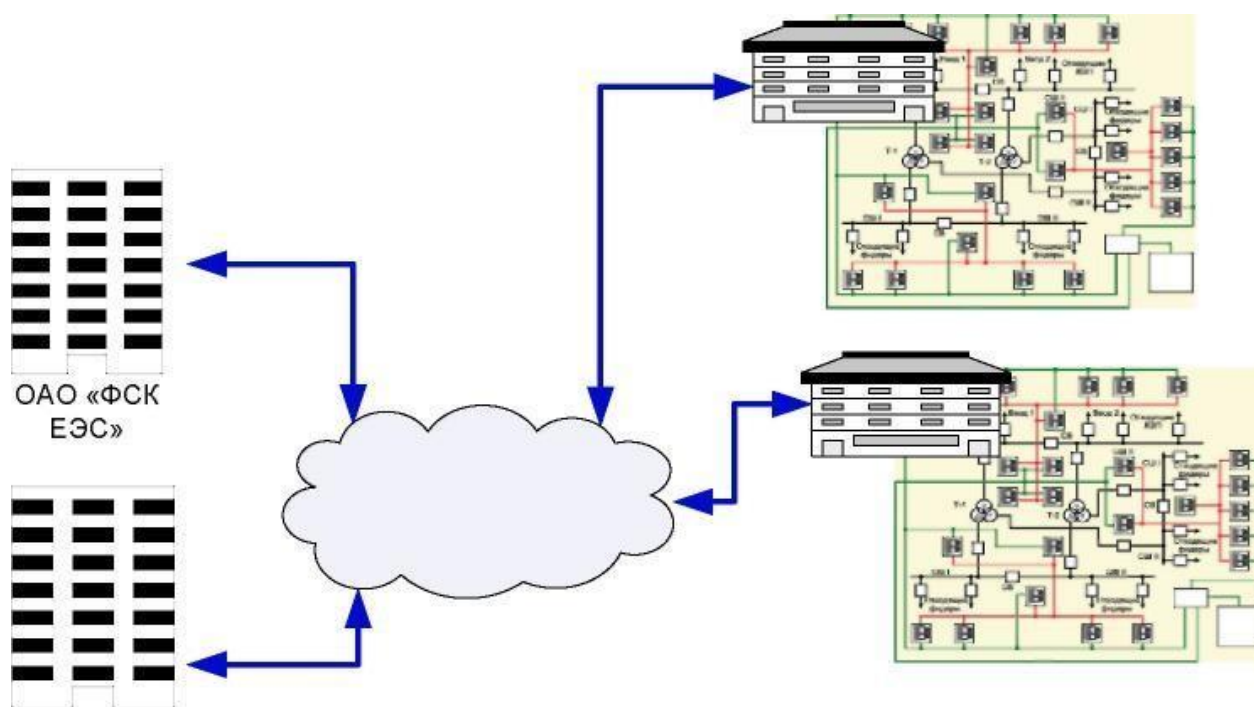


Рис. 15.3. Взаимодействие ПТК центров управления верхнего уровня с актуальной моделью ЦПС, реализуемой в ПКЦ

Подсистема ПКЦ должна обеспечивать ведение актуализируемого комплекса моделей подстанции для каждого технологического процесса. Такие модели должны являться основой для построения алгоритмов контроля, анализа и управления функционированием подстанции, обеспечивать анализ технологических ситуаций, поддержку процессов принятия решений по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях.

При этом подсистема ПКЦ должна координировать:

- сбор и обработку информации, получаемой от подсистем ЦПС;
- организацию хранения и передачи данных эксплуатационно-технологических параметров состояния оборудования электрической подстанции с обновлением в реальном времени;
- регистрацию аварийных и штатных событий;
- архивацию и хранение ретроспективной информации;
- визуализацию эксплуатационно-технологических параметров состояния оборудования электрической подстанции на диспетчерском щите, экранах мониторов и другом оборудовании;
- отслеживание предаварийных состояний оборудования электрической подстанции и выдача предупредительных или аварийных сигналов и сообщений;



- телеуправление оборудованием подстанции с обеспечением контроля его возможности, допустимости и безопасности (с учетом реального состояния оборудования ПС);

- предоставление оперативных и ретроспективных отчетов о событиях, тревогах, зарегистрированных в системе.

Наличие ПКЦ позволит обеспечить:

- высокую скорость предоставления данных о текущем состоянии ЦПС,

- высокую скорость предоставления квитанции о результате выполнения команды управления,

- максимальную достоверность данных о состоянии оборудования ПС,

- максимальную достоверность результатов выполнения команд управления.

## **Часть II**

### **ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ И К УСТРОЙСТВАМ (МОДУЛЯМ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СВЯЗИ С НИМИ НА БАЗЕ ПРОТОКОЛОВ МЭК 61850-8-1 И МЭК 61850-9-2**

#### **1. Общие сведения**

Важным элементом в системе управления режимами работы электрических сетей являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие работу устройств РЗА, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме.

Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы характеризуются рядом недостатков (пожаро- и взрывоопасность, насыщение, вес и т. д.).

На смену им приходят электронные трансформаторы (датчики), которые имеют очень большой потенциал в плане эксплуатации: безопасность, компактность, сокращение объемов электромонтажа, Расширенный динамический диапазон, широкая полоса пропускания, самодиагностика, снижение стоимости владения и улучшенная экология.

#### **2. Цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения**

Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) – электронные измерительные трансформаторы с цифровыми интерфейсами, поддержи-

вающими протокол IEC 61850-9-2 [1], представляют собой новый класс изделий, основанных на самых последних достижениях в оптике, электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов и устройства отличаются исключительной безопасностью, высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом.

Первичные токовые датчики ЦИТ могут быть реализованы на основе магнитооптического эффекта Фарадея, катушек Роговского, трансформаторов тока с выходом по напряжению, шунтов, а датчики напряжения – на базе электрооптического эффекта Погкельса, резистивных или емкостных делителей напряжения.

### 3. Схема построения измерительной системы на базе ЦИТ

Одним из примеров построения измерительной системы высоковольтной подстанции с применением комбинированных ЦИТ является решение, функциональная схема которого приведена на рис. 15.4.

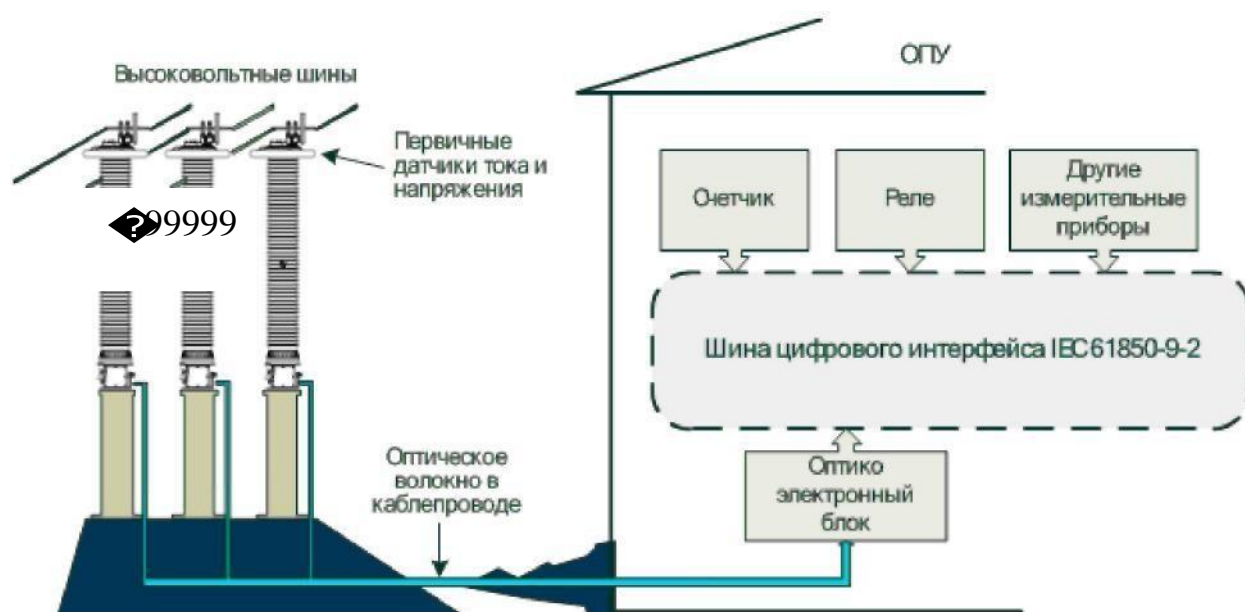


Рис. 15.4. Функциональная схема измерительной системы

Изоляционные колонны установлены на опорных конструкциях на территории открытого распределительного устройства подстанции (ОРУ) причем первичные датчики тока расположены на вершине колонны, а первичные датчики напряжения находятся внутри полости трубчатого изолятора колонны.

Измеренные первичными датчиками сигналы передается через изолирующие оптоволоконные кабели на уровень земли, и далее направляются к вторичным преобразователям, объединенным в оптоэлектронном

блоке преобразования, обычно располагаемом в ОПУ) или в ОРУ подстанции.

Взаимодействие между первичными датчиками и вторичными преобразователями опто-электронного блока, как правило, является фирменным решением конкретного завода-изготовителя оборудования и не подлежит обязательной унификации. В оптоэлектронном блоке данные от первичных датчиков объединяются в единый цифровой поток данных в соответствии с протоколом IEC 61850-9-2 и далее распространяются через сеть Ethernet к получателям измерительной информации.

В состав ЦИТ необязательно должны быть включены все указанные на рисунке части. Число первичных входов и их тип (напряжение или ток) в отдельном ЦИТ может отличаться от приведенного примера.

## **Функциональная структурная схема ПАК ЦПС, ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНОМУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ ЦПС И К УСТРОЙСТВАМ (МОДУЛЯМ), ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СВЯЗИ С НИМ НА БАЗЕ ПРОТОКОЛОВ МЭК 61850-8-1 И МЭК 61850-9-2**

### **1. Общие положения**

Понятие SMART-технологий применительно к основному электрооборудованию (высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторы, системы оперативного постоянного и переменного тока и др.) подразумевает под собой в первую очередь увеличение интеллектуальной составляющей средств контроля и управления электрооборудованием. Это, в свою очередь, достигается следующим образом:

- повсеместным переходом на цифровые (в том числе – оптические) технологии съема информации и передачи команд исполнительным элементам;
- расширенной диагностикой силового электрооборудования под рабочим напряжением (в том числе – его метрологических характеристик);
- развитием диагностики средств вторичной коммутации, приборов, сетевого оборудования.

В процессе становления и развития SMART-технологий можно условно выделить две последовательных стадии преобразований:

1 стадия (переходная: ориентировочно 2011–2014 гг.) – в основном, использование существующего электрооборудования, к которому добавляется интерфейсная часть (цифровая, оптическая), устанавливаемая, как правило, в помещениях.

2 стадия (в значительной мере – перспектива; переход к целевым свойствам ЦПС: 2015–2020 гг.) – коренная переделка электрооборудования с интеграцией в него специализированных цифровых необслуживаемых датчиков и полевых контроллеров.

Далее рассматриваются основные требования к отдельным видам первичного электрооборудования ПС.

### **Трансформаторное маслонаполненное оборудование**

#### **1. Состав контролируемого и управляемого оборудования:**

- собственно трансформатор (магнитопровод, обмотки, масло);
- система охлаждения (охладители с электровентиляторами, электронасосы, шкаф автоматики охлаждения);
- бак-расширитель;
- высоковольтные вводы;
- РПН с приводом;
- маслоосушитель (силикогель).

#### **2. Требования 1-й стадии:**

- объем измерений датчиковой части: температура верхних слоев масла), датчики влажности и газосодержания масла, токи утечки вводов, положение РПН, уровень масла в баке-расширителе, датчик влажности силикогеля в осушителе, струйные и газовые реле, положение отсечного клапана, контроль уровня;

– расчетно-диагностические задачи: сравнение контролируемых параметров с уставками, расчет температуры наиболее нагретой точки, расчет перегрузочной способности трансформатора;

– модуль связи, как правило, устанавливается непосредственно около трансформатора и выполняет следующие функции: сбор информации от установленных датчиков и первичная обработка информации (масштабирование и сравнение с уставками, присвоение меток времени).

Основная обработка информации, ее архивирование, представление осуществляется в контроллере (сервере), установленном на подстанции.

На этом этапе алгоритм и средства управления системой охлаждения и РПН остаются неизменными. Средства автоматической обработки больших массивов контрольно-диагностической информации, как и центры ее хранения отсутствуют. Соответственно, эффективность системы минимальна, хотя затраты на реализацию могут составлять до 5–10 % от стоимости трансформатора.

#### **3. Требования 2-й стадии**

##### **1) Объем измерений и датчиковой части**

Использование распределенных резервированных волоконно-оптических систем для контроля температуры непосредственно обмотки трансформатора (встраиваются в обмотку при изготовлении трансформатора или при капремонте) позволяет непосредственно измерить температуру наиболее нагретой точки и, соответственно, повлиять на алгоритм работы системы охлаждения и повысить точность расчета ресурса изоляции.

Оптоволоконный датчик напряжения, встроенный в высоковольтные вводы позволяет:

- повысить надежность системы охлаждения (пуск маслонасосов осуществляется по факту подачи напряжения на трансформатор);
- расширить функциональность системы мониторинга (контроль импульсных грозовых импульсов перенапряжения);
- повысить надежность работы системы пожаротушения (пуск системы должен блокироваться при наличии напряжения);
- обеспечить необходимой информацией (напряжение на стороне НН) автоматический регулятор РПН.

Перевод остальных датчиков (газовое и струйное реле, отсечной клапан) на оптический принцип функционирования позволит исключить влияние электромагнитных полей, возможность появления «земли» в сети постоянного тока и обеспечит цифровую обработку сигнала от датчиков уровня, влаго- и газосодержания масла.

## 2) Расчетно-диагностические задачи

Помимо перечисленных в п. 6.2.2, дополнительно реализуются:

- расчет расхода электроэнергии на охлаждение трансформатора,
- расширенные алгоритмы диагностики,
- мониторинг обмена по цифровым сетям.

## 3) Система охлаждения:

- в качестве коммутационных аппаратов в цепях электронасосов и электровентиляторов необходимо использовать устройства плавного пуска с управлением по оптическому каналу;
- использование адаптивных алгоритмов управления электровентиляторами и электронасосами (упреждающее управление с учетом реального графика нагрузки, форсированные режимы охлаждения в аварийных режимах).

## 4) Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН):

- в качестве переключающего устройства используется так называемый «триак» («симистор») с оптическим управлением и шунтирующим контактором;

- датчик положения – оптический, цифровой, пассивного типа; осуществляется расчет коммутационного и механического ресурса (по каждой анцапфе РПН); выдается напоминание оперативному персоналу о необходимости переключения анцапфы;

- организуется оптимизация положения РПН на основе анализа архивной информации;

- производится упреждающее переключение РПН (для повышения качества напряжения у потребителя).

5) Отсечной клапан (перекрытие маслопровода между баком-расширителем и основным баком трансформатора):

- контроль положения (открыт/закрыт) – используется оптический датчик пассивного типа, встроенный в клапан;

- управление соленоидом клапана – осуществляется через триак с оптическим управлением.

6) Модуль связи:

модуль связи в общем случае включает в себя следующие функциональные submodule:

- управления РПН,
- управления системой охлаждения,
- управления отсечным клапаном,
- мониторинга и диагностики,
- электропитания;
- интерфейс – дублированный оптический, подключаемый к шинам 61850-8.1 и 61850-9.2.

### **Коммутационные аппараты (выключатели)**

#### **1. Состав контролируемого и управляемого оборудования:**

- выключатель;
- привод выключателя (электромагниты включения и отключения, механизм и автоматика завода пружин, датчик положения);
- встроенные трансформаторы тока.

#### **2. Требования 1-й стадии**

1) Объем измерений и датчиковой части:

- датчики положения (контактные, дискретные);
- датчики технологические (давление и плотность элегаза, состояние пружин).

2) Расчетно-диагностические задачи: приближенный (нет точной информации о положении главных контактов) расчет коммутационного ресурса.

3) Модуль представляет собой средство цифровой интеграции всех устройств, устанавливаемых рядом с выключателем (устройство отключения в бестоковую паузу, устройство оперативной и долговременной диагностики, устройство ввода сигналов от технологических датчиков выключателя).

### **3. Требования 2-й стадии**

1) Объем измерений и аппаратной части: вместо датчиков крайних положений (блок-контактов) используются оптические датчики угла поворота/перемещения (для точного контроля мгновенного положения главных контактов) пассивного типа с цифровым выходом.

2) Привод выключателя:

- подача напряжения на электромагниты включения и отключения осуществляется посредством триаков с оптическим управлением;

- в схеме управления заводом пружин также используются твердотельные силовые ключи.

3) Расчетно-диагностические задачи:

- уточненный расчет ресурса (количество коммутаций, относительный износ главных контактов, относительный износ двигателей завода пружин);

- контроль деградации характеристик привода выключателя (время включения и отключения, время горения дуги);

- контроль исправности встроенных цифровых ТТ за счет сравнения мгновенных значений токов различных ТТ одного присоединения в каждый данный момент времени.

4) Встроенные цифровые трансформаторы тока – оптические цифровые с протоколом 61850-9.2. Информация от них используется выключателем (схема управления, система диагностики), а также поступает во внешнюю цифровую сеть.

5) Модуль связи – контроллер управления:

Модуль связи в общем случае включает следующие функциональные суб-модули:

- включения выключателя,
- отключения выключателя в бестоковую паузу (по-фазно),
- управления приводом завода пружин,
- мониторинга и диагностики (включая функцию контроля элегаза, состояния пружин, готовность к включению и отключению),
- электропитания.

Количество модулей связи должно быть равно количеству соленоидов включения (отключения).

Интерфейс – дублированный оптический, подключаемый к шинам 61850-8.1 и 61850-9.2.

#### **4. Коммутационные аппараты (разъединители и заземляющие ножи)**

1) Конструкция разъединителей и заземляющих ножей практически остается неизменной, поскольку определяется допустимыми изоляционными промежутками.

2) Новым является:

- использование в приводе разъединителей и заземляющих ножей оптически управляемых триаков;

- использование в качестве датчиков положения оптических датчиков пассивного типа;

- использование в цепях управления WF-технологий для сокращения количества кабельных связей (в том числе оптических).

#### **5. Коммутационные аппараты (реклоузеры)**

Реклоузеры совмещают в одном терминале функции:

- силового электрооборудования,
- терминала РЗА,
- модуля связи и
- выключателя.

Каждый отдельный аппарат, являясь интеллектуальным устройством, анализирует режимы работы электрической сети и автоматически производит ее реконфигурацию в аварийных режимах для восстановления электроснабжения потребителей неповрежденных участков сети.

Направления совершенствования реклоузеров в рамках SMART-технологий следующие:

- усиление информационного обмена между реклоузерами и реклоузеров с центрами управления для оптимизации секционирования и отделения поврежденного участка сети;

- придание реклоузерам функций противоаварийной автоматики региона (в том числе для объектов малой генерации): – ЧДА, УРОВ, АПНУ, АОСЧ, АОПЧ и др.

#### **6. ЩСН (РУСН-0.4 кВ) и сборки 0.4 кВ**

В рамках SMART – технологий в РУСН предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики тока и напряжения;
- встроенное устройство регистрации аварийных событий и процессов – РАС (с выдачей осциллограмм в формате COMTRADE);



- в каждом автоматическом выключателе – средства контроля текущего состояния (цифровые, оптические, пассивного типа);
- управление автоматами – по оптическому каналу (отключение и включение);
- групповой модуль связи (для сборок – дублированный или троированный), контролирующей токи всех присоединений и обеспечивающей выполнение функций РЗА. Модуль связи, кроме того, выполняет измерения, функцию АВР и интерфейсного модуля для интеграции в сеть 61850 8.1 и 9.2.

## **7. Щит постоянного тока (ЩПТ)**

1) В рамках SMART – технологий в ЩПТ предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики постоянного тока и напряжения;
- встроенное устройство РАС (с выдачей осциллограмм в формате COMTRADE);
- в каждом автоматическом выключателе – средства контроля текущего состояния (цифровые, оптические, пассивного типа);
- управление автоматами – по оптическому каналу (отключение и включение);

2) Модуль связи – контроллер управления.

Модуль связи в общем случае включает следующие функциональные submodule:

- защита присоединений с заданной чувствительностью и селективностью,
- мониторинга и диагностики аккумуляторной батареи,
- мониторинга подзарядного устройства,
- мониторинга «земли» в сети постоянного тока,
- электропитания.

Для контроля аккумуляторной батареи предусматривается поэтапный контроль напряжения каждого элемента (предотвращение лавинообразного увеличения внутреннего сопротивления). Для этого на каждой банке устанавливается автономный микроконтроллер, совмещенный с WF-передатчиком, предохранителем. WF-приемник опрашивает по очереди все банки АБ.

3) Модуль связи – контроллер АБ выполняет расчет оставшегося времени работы (в режиме разряда), расчет оставшегося времени заряда (в режиме заряда), диагностика АБ (по току подзаряда, по количеству и глубине разрядов, по скорости разряда).

Результат – остаточная емкость, время работы до снижения емкости ниже заранее заданной величины.

### **8. КРУ-6/10 кВ**

В рамках SMART – технологий в КРУ-6/10 кВ предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики тока и напряжения;
- встроенное устройство РАС (с выдачей осциллограмм в формате COMTRADE);
- управление выключателями – по оптическому каналу (отключение и включение);
- групповой модуль связи (интегрированный в выкатной выключатель), контролирующей токи всех присоединений и обеспечивающий выполнение функций РЗА. Модуль связи, кроме того, выполняет измерения, функцию АВР и интерфейсного модуля для интеграции в сеть 61850 8.1 и 9.2.

Возможно сокращение размеров ячейки КРУ за счет исключения релейного отсека. Оперативная блокировка и ЛЗШ реализуются посредством GOOSE-технологии.

## **Часть III**

### **ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ КОНТРОЛЯ, ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ЦПС**

#### **1. Общие технические требования к свойствам и характеристикам ПТК АСУТП**

ПТК АСУТП должен представлять собой иерархическую, рассредоточенную, распределенную микропроцессорную систему, состоящую из аппаратно и программно совместимых технических средств, объединенных локальными вычислительными сетями.

ПТК должен обладать следующими общими свойствами:

- непосредственный ввод текущих значений аналоговых и дискретных параметров в цифровой форме;
- вывод команд управления напряжением 220 В без использования промежуточных реле;
- наличие развитой внутренней логики;
- наличие достаточно большого количества внутренней памяти с функцией сохранения данных при отключенном питании;
- наличие светодиодной и цифровой индикации на лицевых панелях устройств;

- наличие развитых коммуникаций с поддержкой современных международных протоколов связи, наличие у устройств ПТК системных портов с протоколами IEC-61850 (8.1, 9.2), ГЕС-60870-5-10х;
- возможность временной синхронизации по локальной сети от внешнего источника сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS с точностью не хуже  $\pm 1$  мс;
- питание устройств напряжением 220 В постоянного тока, при этом они должны правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах +10 % и –20 % от номинального;
- все цифровые устройства и ПО ПТК должны выполнять функции самодиагностики.

Комплекс технических средств (КТС) и программное обеспечение (ПО), используемые в составе ПТК, должны иметь открытую архитектуру и соответствовать отечественным и международным стандартам.

В составе ПТК должны быть предусмотрены средства для обеспечения высокой живучести и надежного функционирования системы при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновении непредвиденных ситуаций. Должна обеспечиваться возможность замены некоторых из отказавших устройств ПТК в «горячем» режиме (без отключения электропитания).

ПТК АСУТП должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию).

Должна существовать возможность замены вышедших из строя или морально устаревших технических средств ПТК однотипными.

## **2. Технические требования к устройствам нижнего уровня: МП устройствам измерения, оперативного управления, РЗА, ПА, РАС, ОМП**

Программно-технический комплекс должен представлять собой иерархическую, рассредоточенную, распределенную микропроцессорную систему, состоящую из аппаратно и программно совместимых технических средств, коммуникации между которыми должны отвечать требованиям раздела 8 настоящей концепции.

Компонентами нижнего уровня – уровня локальных микропроцессорных (МП) устройств, устанавливаемых на присоединениях ПС, являются:

- интеллектуальные электронные устройства – ИЭУ, IED (контроллеры, УСО);
- МП устройства РЗА, ПА;

– МП устройства регистрации аварийных событий и процессов (РАС), определения места повреждения на ЛЭП (ОМП), контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

Все эти устройства, образуя децентрализованную структуру, должны обеспечить решение быстродействующих задач сбора и обработки информации, контроля, учета и управления для оборудования переменного тока ПС.

Все устройства нижнего уровня должны иметь память для организации и хранения текущих архивов зарегистрированных событий и данных; глубина архивов должна быть достаточной для сохранения информации в нештатных ситуациях, связанных с ее чтением.

### **Общие требования к используемым интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ, IED)**

В составе ПТК должны использоваться ИЭУ, реализованные на базе современных микропроцессоров в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами, с развитой системой команд, позволяющие реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическими процессами ПС.

В ИЭУ различного назначения одного ПТК должны использоваться модули с однотипными методами тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала.

Конфигурирование и другие процедуры администрирования компонентов и ПТК в целом, в том числе внесение допустимых по условиям поставщика модификаций в прикладное ПО контроллеров, должны осуществляться с использованием специальных инструментальных средств, входящих в комплект поставки ПТК и устанавливаемых на рабочей станции и ноутбуке АРМ инженера АСУ.

ИЭУ должны иметь возможность обработки внешних прерываний при поступлении инициативных дискретных сигналов или обладать необходимым быстродействием для фиксации времени поступления (изменения) дискретных сигналов (потенциальных) с погрешностью по отношению к системному времени ПТК АСУТП не более  $\pm 1$  мс.

Допускается использование двух модификаций контроллеров: для размещения в помещении ЩУ или выносные – для размещения на объекте вблизи источников информации. Должна быть возможность организации оптически развязанных дискретных входов и выходов, рассчитанных на коммутацию сигналов из стандартного ряда напряжений.

ИЭУ должны иметь несколько внешних информационных интерфейсов, а также один последовательный интерфейс для организации локального конфигурирования и настройки.

### **Требования к МП-терминалам управления коммутационными аппаратами**

#### Основные выполняемые функции:

- контроль состояния управляемых коммутационных аппаратов (включая технологические сигналы – готовность привода, «элегаз», «завод пружин» и т.п.);
- управление всеми коммутационными аппаратами (включение и отключение) в пределах ячейки (включая выключатель, разъединители, заземляющие ножи);
- реализация функций автоматики управления выключателя (формирование сигналов непереключения фаз, контроль цепей включения и отключения, АПВ, УРОВ, блокировка от многократного включения, включение с контролем синхронизма и т.д.);
- возможность информационного обмена с терминалами соседних ячеек;
- возможность реализации информационного обмена между схемами ОБР КРУЭ 750-110 кВ;
- измерение режимных параметров контролируемого присоединения (ток, напряжение) с точностью не менее 0,5 %.